



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROPUESTA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR MEDIANTE LA IMPLANTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Teresa Pita González-Campos

Director: Iñigo Sanz Fernández

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Propuesta de eficiencia energética en una vivienda unifamiliar mediante la
implantación de energías renovables”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

Fdo.: Teresa Pita González-Campos

Fecha: 20/07/2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Iñigo Sanz Fernández

Fecha: 21/07/2025

**SANZ
FERNANDEZ
IÑIGO -
52367115W**

Firmado
digitalmente por
SANZ FERNANDEZ
IÑIGO - 52367115W
Fecha: 2025.07.21
08:46:08 +02'00'



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROPUESTA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR MEDIANTE LA IMPLANTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Teresa Pita González-Campos

Director: Iñigo Sanz Fernández

Madrid

Julio de 2025

PROPUESTA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR MEDIANTE LA IMPLANTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Pita González-Campos, Teresa

Director: Sanz Fernández, Iñigo

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto ha consistido en el diseño y evaluación de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo en una vivienda unifamiliar ubicada en Madrid, considerando dos escenarios: con y sin batería de almacenamiento. A partir de simulaciones energéticas mediante el software PVsyst y un análisis económico detallado, se determinó como opción más rentable la instalación de un sistema compuesto por 7 módulos fotovoltaicos de 450 Wp cada uno, sin batería. Gracias a las ayudas fiscales disponibles, el proyecto alcanza un periodo de retorno (payback) de 2 años, un Valor Actual Neto (VAN) de 4.595,07 € y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 34 %.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, vivienda unifamiliar, viabilidad, eficiencia energética, autoconsumo, rentabilidad

1. Introducción

El cambio climático se ha consolidado como uno de los principales desafíos globales de nuestro tiempo, con consecuencias directas sobre el medio ambiente, la salud humana, la economía y la estabilidad de los ecosistemas. La comunidad científica atribuye la aceleración de calentamiento global, en gran medida, a la actividad humana, y en especial a la quema masiva de combustibles fósiles. Esta actividad ha incrementado la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, alterando el equilibrio natural del efecto invernadero y provocando un aumento sostenido de la temperatura global. [1]

El sector energético es responsable de más del 70 % de estas emisiones, debido a su histórica dependencia de fuentes como el carbón, el petróleo y el gas natural. [2] Aunque estas fuentes han sido fundamentales para el desarrollo industrial y tecnológico, su impacto ambiental ha impulsado la necesidad urgente de una transición hacia un modelo energético más sostenible y respetuoso con el entorno. En este contexto, las energías renovables se presentan como la alternativa más eficaz para reducir las emisiones, garantizar la seguridad energética y mitigar los efectos del cambio climático.

Entre todas las tecnologías renovables, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en las últimas décadas, gracias a los avances tecnológicos, la reducción de costes, y su versatilidad de aplicación. Su capacidad para integrarse tanto en grandes plantas como en pequeñas instalaciones de autoconsumo, la ha convertido en una solución accesible y eficiente para hogares y empresas.[3]

En España, el desarrollo de las energías renovables ha sido especialmente significativo, con un protagonismo creciente de la energía solar fotovoltaica en el mix energético nacional. Las condiciones climáticas favorables, junto con un marco normativo cada vez más flexible y el impulso del autoconsumo, han contribuido a la expansión de estas tecnologías. [4]

En este contexto global y nacional, el presente proyecto aborda la búsqueda de una solución de eficiencia energética para una vivienda unifamiliar situada en el distrito de Hortaleza (Madrid), mediante el diseño y la evaluación técnica, económica y ambiental de una instalación solar fotovoltaica. El objetivo es reducir la dependencia de la red eléctrica convencional y contribuir a la transición hacia un modelo energético más sostenible.

2. Procedimiento

En una primera fase, se realizó un estudio detallado del emplazamiento de la vivienda, teniendo en cuenta las coordenadas geográficas, la orientación, inclinación y posibles sombras proyectadas en el tejado, así como las condiciones climatológicas específicas del lugar, con especial atención a la radiación solar y la temperatura media anual. A continuación, se analizó el consumo energético anual de la vivienda, identificando los perfiles de demanda y los periodos de mayor uso eléctrico, con el fin de dimensionar adecuadamente el sistema fotovoltaico.

Con estos datos, se determinaron los requerimientos de potencia de la instalación y se llevaron a cabo múltiples simulaciones con el software especializado PVsyst. En esta etapa se estudiaron distintas configuraciones, variando el tipo y número de módulos, su disposición en cubierta, la orientación, la inclinación y el tipo de inversor. Como resultado de este análisis comparativo, se seleccionó la opción más adecuada desde el punto de vista técnico y energético: una instalación compuesta por 7 módulos fotovoltaicos de 450 Wp cada uno, dispuestos según se muestra en la Ilustración 1, y conectados a un inversor híbrido compatible con almacenamiento.

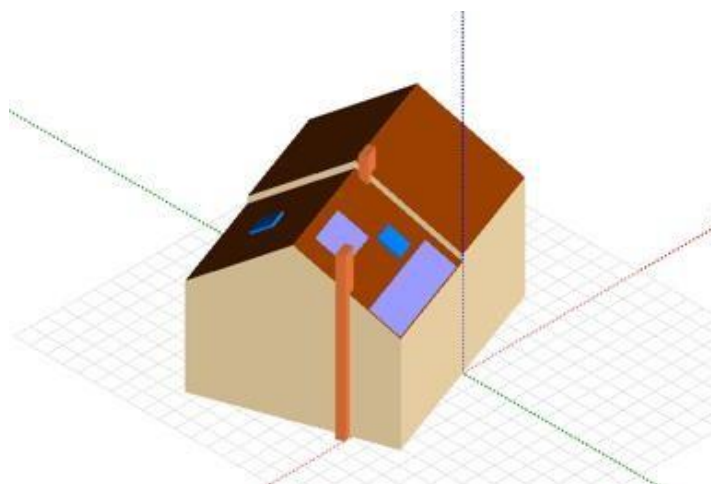


Ilustración 1: Disposición final de los módulos en el tejado

Posteriormente, se dimensionaron todos los elementos del sistema: el cableado, las protecciones eléctricas en corriente continua y alterna, la estructura de soporte y la batería. Se definieron dos escenarios de funcionamiento, uno con almacenamiento y otro sin él, con el fin de evaluar y comparar su rendimiento energético y su rentabilidad económica. Para cada caso, se realizaron distintas simulaciones con el fin de analizar el comportamiento energético durante toda la vida útil estimada de la instalación, de 30 años.

A partir de los datos obtenidos, se llevó a cabo un análisis económico completo para ambos escenarios, calculando los principales indicadores de rentabilidad: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (Payback). Además, se incorporó un análisis comparativo entre subescenarios con y sin aplicación de ayudas públicas, considerando las bonificaciones fiscales a las que podría acogerse la instalación por cumplir ciertos requisitos de eficiencia energética y por estar ubicada en el término municipal de Madrid.

3. Resultados y Conclusiones

Los resultados obtenidos permiten valorar de forma precisa la rentabilidad económica de la instalación solar fotovoltaica propuesta, en sus dos variantes: con y sin batería de almacenamiento. Tal como se muestra en la Ilustración 2, el escenario más rentable corresponde al sistema sin batería acogido a las ayudas y bonificaciones fiscales disponibles, que alcanza un periodo de recuperación de la inversión (Payback) de tan solo 2 años, un VAN de 4.595,07 € y una TIR del 34 %.

	Sistema sin batería		Sistema con batería	
	Con ayudas	Sin ayudas	Con ayudas	Sin ayudas
Payback (año)	2	14	3	30
VAN (€)	4.595,07 €	332,60 €	3.279,30 €	-3.445,81 €
TIR (%)	34%	7%	21%	0%

Ilustración 2: Resultados económicos obtenidos

El análisis comparativo evidencia que las ayudas públicas resultan determinantes en la viabilidad económica del sistema, especialmente en el caso con batería, donde sin subvenciones el sistema presenta una rentabilidad negativa.

Además, se realizó una estimación del impacto ambiental del sistema a lo largo de su vida útil, calculándose una reducción de emisiones de aproximadamente 40,7 toneladas de CO₂ equivalente, lo cual refuerza la contribución del proyecto a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos en la Agenda 2030.

En conjunto, el estudio demuestra que la implantación de una instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar es técnicamente viable, energéticamente eficiente y económicamente rentable bajo determinadas condiciones, y supone una medida para avanzar hacia un modelo energéticamente más sostenible.

4. Bibliografía

- [1]. Naciones Unidas, “¿Qué es el cambio climático?,” Naciones Unidas. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change> [Accedido: 19-jul-2025].
- [2]. Our World in Data, “Greenhouse gas emissions by sector,” Our World in Data. [En línea]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector> [Accedido: 19-jul-2025].
- [3]. Iberdrola, “Historia de la energía solar fotovoltaica,” Iberdrola. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/historia-energia-solar> [Accedido: 19-jul-2025].
- [4]. Red Eléctrica de España, “Informe de energías renovables 2023,” Sistema Eléctrico, Red Eléctrica de España. [En línea]. Disponible en: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf [Accedido: 19-jul-2025].

ENERGY EFFICIENCY PROPOSAL IN A SINGLE-FAMILY HOME THROUGH THE IMPLEMENTATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES

Author: Pita González-Campos, Teresa

Supervisor: Sanz Fernández, Iñigo

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project involved the design and evaluation of a self-consumption solar photovoltaic system for a single-family home located in Madrid, considering two different scenarios: with and without battery storage. Based on energy simulations using the PVsyst software and a detailed economic analysis, the most cost-effective option was determined to be a system composed of 7 photovoltaic modules of 450 Wp each, without battery storage. Thanks to the available tax incentives, the project achieves a payback period of 2 years, a Net Present Value (NPV) of €4,595.07, and an Internal Rate of Return (IRR) of 34%.

Keywords solar photovoltaic energy, single-family home, feasibility, energy efficiency, self-consumption, profitability

1. Introduction

Climate change has become one of the greatest global challenges of our time, with direct consequences on the environment, human health, the economy, and the stability of ecosystems. The scientific community attributes the acceleration of global warming largely to human activity, particularly the widespread combustion of fossil fuels. This activity has increased the concentration of greenhouse gases in the atmosphere, disrupting the natural greenhouse effect and causing a sustained rise in global temperatures [1].

The energy sector is responsible for more than 70% of these emissions, due to its historical dependence on sources such as coal, oil, and natural gas [2]. While these sources have been essential for industrial and technological development, their environmental impact has led to an urgent need to transition toward a more sustainable and environmentally respectful energy model. In this context, renewable energy sources have emerged as the most effective alternative to reduce emissions, ensure energy security, and mitigate the effects of climate change.

Among all renewable technologies, solar photovoltaic energy has experienced exponential growth in recent decades, thanks to technological advances, cost reductions, and its versatility of application. Its ability to be integrated into both large-scale plants and small self-consumption systems has made it an accessible and efficient solution for homes and businesses [3].

In Spain, the development of renewable energies has been particularly significant, with a growing role of solar photovoltaic energy in the national energy mix. Favorable climatic conditions, a progressively flexible regulatory framework, and the promotion of self-consumption have contributed to the expansion of these technologies [4].

In this global and national context, the present project aims to identify an energy efficiency solution for a single-family home located in the Hortaleza district of Madrid, through the design and technical, economic, and environmental evaluation of a solar photovoltaic installation. The objective is to reduce dependence on the conventional electricity grid and contribute to the transition toward a more sustainable energy model.

2. Methodology

In the initial phase, a detailed study of the site was conducted, considering the geographical coordinates, roof orientation, tilt angle, and potential shading, as well as the local climatic conditions, particularly solar radiation and average annual temperature. This was followed by an analysis of the home's annual electricity consumption, identifying usage patterns and peak demand periods in order to correctly size the photovoltaic system.

Based on this data, the required system capacity was calculated, and multiple simulations were carried out using the PVsyst software. In this stage, various configurations were analyzed, varying the type and number of modules, their roof placement, orientation, tilt, and inverter type. As a result of this comparative analysis, the most suitable configuration from a technical and energy standpoint was selected: a system composed of 7 photovoltaic modules of 450 Wp each, arranged as shown in Figure 1 and connected to a hybrid inverter compatible with energy storage.

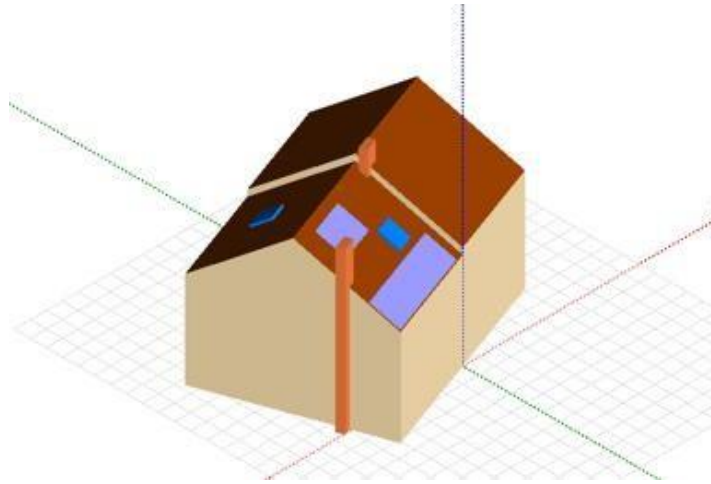


Figure 1: Final arrangement of the PV modules on the roof

Subsequently, all system components were dimensioned, including wiring, AC and DC electrical protections, mounting structure, and the battery. Two operating scenarios were defined, one with storage and one without, in order to evaluate and compare their energy performance and economic profitability. For each case, different simulations were performed to analyze the system's energy behavior over its estimated 30-year lifespan.

Based on the results, a comprehensive economic analysis was carried out for both scenarios, calculating key profitability indicators: Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Payback Period. Additionally, a comparative analysis was included for sub-scenarios with and without public subsidies, considering the tax incentives applicable due to the system's compliance with energy efficiency requirements and its location within the Madrid municipality.

3. Results and Conclusions

The results obtained allow for an accurate assessment of the proposed photovoltaic system's economic profitability under both scenarios: with and without battery storage. As shown in Figure 2, the most cost-effective scenario corresponds to the system without battery and with access to available subsidies, achieving a payback period of just 2 years, an NPV of €4,595.07, and an IRR of 34%.

	Without Battery		With Battery	
	With aid	Without aid	With aid	Without aid
Payback (years)	2	14	3	30
NPV(€)	4.595,07 €	332,60 €	3.279,30 €	-3.445,81 €
IRR (%)	34%	7%	21%	0%

Figure 2: Economic results obtained

The comparative analysis shows that public subsidies are critical to the system's economic viability, particularly in the scenario with battery storage, where the system yields negative returns without such support.

Additionally, an environmental impact assessment was performed over the system's lifetime, estimating a reduction of approximately 40.7 tonnes of CO₂ equivalent emissions. This highlights the project's contribution to the Sustainable Development Goals (SDGs) outlined in the 2030 Agenda.

Overall, the study demonstrates that implementing a photovoltaic installation in a single-family home is technically feasible, energy-efficient, and economically profitable under the right conditions, and represents a concrete step toward a more sustainable energy model.

4. References

- [1]. Naciones Unidas, “¿Qué es el cambio climático?,” Naciones Unidas. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change> [Accedido: 19-jul-2025].
- [2]. Our World in Data, “Greenhouse gas emissions by sector,” Our World in Data. [En línea]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector> [Accedido: 19-jul-2025].
- [3]. Iberdrola, “Historia de la energía solar fotovoltaica,” Iberdrola. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/historia-energia-solar> [Accedido: 19-jul-2025].
- [4]. Red Eléctrica de España, “Informe de energías renovables 2023,” Sistema Eléctrico, Red Eléctrica de España. [En línea]. Disponible en: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf [Accedido: 19-jul-2025].

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción.....	10
1.1. Motivación del proyecto	11
1.2. Objetivos del proyecto	12
1.3. Metodología de trabajo y recursos	13
Capítulo 2. Estado de la cuestión	15
2.1. Cambio climático.....	15
2.2. Energía.....	18
2.3. Energía renovable	20
2.3.1. Energía renovable a nivel mundial	20
2.3.2. Energía renovable en España	25
2.4. Energía en el sector residencial.....	28
2.4.1. Biomasa	31
2.4.2. Aerotermia.....	33
2.4.3. Energía solar térmica.....	35
2.4.4. Energía solar fotovoltaica	38
2.4.5. Justificación.....	41
Capítulo 3. Energía Solar Fotovoltaica.....	42
3.1. Recurso solar	42
3.1.1. Radiación solar	42
3.1.2. Radiación solar en la Tierra	44
3.1.3. Condicionantes de la radiación.....	45
3.2. Principios básicos del sistema fotovoltaico.....	47
3.2.1. Tipos de instalaciones fotovoltaicas	47
3.2.2. Componentes	50
3.2.2.1. Panel fotovoltaico.....	51
3.2.2.2. Célula solar o fotovoltaica	53
3.2.2.3. Inversor	56
3.2.2.4. Batería.....	58
3.2.2.5. Contador.....	61
3.2.2.6. Cableado y protecciones	62

3.3. Autoconsumo fotovoltaico.....	62
3.3.1. Evolución y situación en España.....	62
3.3.2. Marco regulatorio	65
3.3.3. Modalidades de autoconsumo	66
Capítulo 4. Emplazamiento.....	68
4.1. Localización de la Vivienda	68
4.2. Descripción de la Vivienda.....	69
4.2.1. Descripción General	69
4.2.2. Zona Instalación Fovoltaica.....	69
4.3. Meteorología.....	72
4.3.1. Temperatura	72
4.3.2. Radiación Solar.....	75
Capítulo 5. Consumo Energético.....	80
5.1. Consumo Teórico	80
5.2. Consumo Real.....	82
5.2.1. Factura Eléctrica.....	83
5.2.2. Consumo Mensual	84
5.2.3. Consumo Horario.....	87
Capítulo 6. Diseño de la instalación.....	90
6.1. Potencia de la instalación.....	91
6.2. Preselección de componentes	93
6.2.1. Paneles solares.....	93
6.2.2. Inversor	94
6.3. PVsyst.....	96
6.3.1. Orientación.....	96
6.3.2. Sombreados cercanos.....	98
6.3.3. Autoconsumo	100
6.3.4. Sistema	100
6.3.4.1. Ubicación de módulos fv	101
6.3.4.2. Selección inversor	103
6.3.4.3. Selección módulos fv	104
6.4. Selección de componentes final.....	108

6.4.1.	<i>Paneles solares</i>	109
6.4.2.	<i>Inversor</i>	111
6.4.3.	<i>Estructura de soporte</i>	117
6.4.4.	<i>Batería</i>	118
6.4.5.	<i>Cableado</i>	120
6.4.5.1.	<i>Disposición de elementos de la instalación</i>	122
6.4.5.2.	<i>Criterios de dimensionamiento</i>	124
6.4.5.3.	<i>Cableado entre paneles</i>	128
6.4.5.4.	<i>Cableado paneles-cuadro protecciones cc</i>	129
6.4.5.5.	<i>Cableado cuadro de protecciones cc-inversor</i>	131
6.4.5.6.	<i>Cableado inversor-cuadro protecciones ca</i>	132
6.4.5.7.	<i>Cableado cuadro de protecciones ca-cuadro de distribución</i>	134
6.4.5.8.	<i>Resumen cableado</i>	135
6.4.6.	<i>Protecciones</i>	137
6.4.6.1.	<i>Protecciones en cc</i>	137
6.4.6.2.	<i>Protecciones en ca</i>	140
6.4.6.3.	<i>Puesta a tierra</i>	143
Capítulo 7.	<i>Análisis de resultados</i>	145
7.1.	<i>Sistema sin batería</i>	145
7.1.1.	<i>Simulación año 1</i>	145
7.1.2.	<i>Comparación simulaciones</i>	149
7.2.	<i>Sistema con batería</i>	152
7.2.1.	<i>Simulación año 1</i>	152
7.2.2.	<i>Comparación simulaciones</i>	156
Capítulo 8.	<i>Análisis económico</i>	160
8.1.	<i>Ayudas al autoconsumo</i>	160
8.2.	<i>Sistema sin batería</i>	161
8.2.1.	<i>Presupuesto</i>	161
8.2.2.	<i>Acceso ayudas autoconsumo</i>	163
8.2.3.	<i>Rentabilidad</i>	165
8.2.3.1.	<i>Rentabilidad con ayudas fiscales</i>	172
8.2.3.2.	<i>Rentabilidad sin ayudas fiscales</i>	174
8.3.	<i>Sistema con batería</i>	177

8.3.1.	<i>Presupuesto</i>	<i>177</i>
8.3.2.	<i>Acceso ayudas autoconsumo</i>	<i>178</i>
8.3.3.	<i>Rentabilidad</i>	<i>180</i>
8.3.3.1.	<i>Rentabilidad con ayudas fiscales.....</i>	<i>185</i>
8.3.3.2.	<i>Rentabilidad sin ayudas fiscales.....</i>	<i>187</i>
Capítulo 9.	<i>Estudio ambiental</i>	<i>190</i>
Capítulo 10.	<i>Conclusiones</i>	<i>193</i>
Capítulo 11.	<i>Bibliografía</i>	<i>195</i>
ANEXOS	207	
Anexo I:	Esquema unifilar	208
Anexo II:	Planos de la vivienda	209
	210	
Anexo III:	Ficha técnica paneles fotovoltaicos.....	212
Anexo IV:	Ficha técnica estructura paneles	214
Anexo V:	Ficha técnica inversor	215
Anexo VI:	Ficha técnica batería	217
Anexo VII:	Ficha técnica cableado cc.....	219
Anexo VIII:	Ficha técnica cableado ca	222
Anexo IX:	Ficha técnica seccionador cc	225
Anexo X:	Ficha técnica sobretensiones cc	227
Anexo XI:	Ficha técnica interruptor autom	229
Anexo XII:	Ficha técnica interruptor dif	231
Anexo XIII:	Simulación PVsyst sin batería año 1	237
Anexo XIV:	Simulación PVsyst con batería año 1.....	246

Índice de figuras

Figura 1: Desviaciones de la temperatura media global respecto al promedio del s.XX. [8]	16
Figura 2: Evolución del consumo global de energía primaria. [13].....	20
Figura 3: Evolución de la capacidad de energía renovable instalada a nivel global por tecnología. [21]	24
Figura 4: Evolución de la potencia instalada y electricidad generada renovable en España. [24]	25
Figura 5: Evolución de la potencia instalada renovable en España. [25]	27
Figura 6: Participación de la potencia renovable de cada CC.AA. sobre en total nacional. [25]	28
Figura 7: Distribución del consumo energético en el sector residencial en España. [26]....	29
Figura 8: Estructura del consumo de energía final en el sector residencial en España. [26]	30
Figura 9: Esquema de funcionamiento de una caldera de biomasa.[30].....	31
Figura 10: Esquema de funcionamiento de la aerotermia. [33]	33
Figura 11: Esquema de funcionamiento de una instalación solar térmica. [37]	36
Figura 12: Esquema de funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica. [39]	39
Figura 13: Espectro electromagnético y rango de radiación visible. [45]	43
Figura 14: Espectro de radiación solar y su interacción con la atmósfera. [45]	45
Figura 15: Mapa de irradiación solar horizontal global en Europa. [55].....	47
Figura 16: Esquema básico de una instalación fotovoltaica conectada a red sin batería.[56]	48
Figura 17: Esquema básico de una instalación fotovoltaica conectada a red con batería.[56]	49
Figura 18: Esquema básico de una instalación fotovoltaica aislada.[56].....	50
Figura 19: Estructura de un panel fotovoltaico. [57]	52
Figura 20: Estructura atómica del silicio dopado tipo N y tipo P. [58]	54

Figura 21: Generación de corriente eléctrica en una célula fotovoltaica mediante la unión PN. [59].....	55
Figura 22: Evolución de la forma de onda de salida en un inversor. [61]	57
Figura 23: esquema de funcionamiento general de una batería. [66]	59
Figura 24: Evolución de la potencia acumulada de autoconsumo fotovoltaico en España. [72]	63
Figura 25: Distribución territorial de la potencia de autoconsumo fotovoltaico instalada en España. [72]	64
Figura 26: Vista aérea del emplazamiento	68
Figura 27: Figura isométrica de la vivienda. Elaboración propia [Programa Autodesk Revit]	70
Figura 28: Vista alzado lateral de la vivienda con medidas. Elaboración propia [Programa Autodesk Revit]	71
Figura 29: Vista planta de la vivienda con medidas. Elaboración propia [Programa Autodesk Revit]	71
Figura 30: Evolución de temperatura mínima, media y máxima en el emplazamiento	74
Figura 31: Evolución de la irradiancia mensual en el emplazamiento.....	77
Figura 32: Evolución de la irradiancia global horaria media en el emplazamiento por meses	79
Figura 33: Evolución mensual de la factura eléctrica de la vivienda de 2024.....	84
Figura 34: evolución del consumo energético en 2024.....	85
Figura 35: Comparación de la evolución del consumo eléctrico de la vivienda en 2023 y 2024	86
Figura 36: Consumo eléctrico medio horario de la vivienda por meses.....	88
Figura 37: Interfaz orientación del sistema fotovoltaico en PVsyst	98
Figura 38: Modelo 3D de la vivienda en el editor de escenas de PVsyst	99
Figura 39: Alternativa 1 de posicionamiento de los módulos fotovoltaicos	102
Figura 40: Alternativa 2 de posicionamiento de los módulos fotovoltaicos	102
Figura 41: Alternativa escogida de disposición y número de módulos	109
Figura 42: Módulo fotovoltaico Trina Solar TSM-450-NEG9R.28. [81]	111

Figura 43: Inversor Huawei SUN2000-3KTL-L1. [82].....	113
Figura 44:Modelo coplanar salvatejas Falcat. [Anexo IV].....	118
Figura 45: Batería LUNA2000-5-S0. [85].....	120
Figura 46: Esquema general de la instalación fotovoltaica.....	121
Figura 47: Vista en perfil de la vivienda con la distribución vertical del sistema fotovoltaico	123
Figura 48: Vista cenital del semisótano con el trazado horizontal del sistema fotovoltaico	123
Figura 49: Intensidades máximas admisibles en conductores [Tabla C.52-1 bis REBT] .	126
Figura 50: Seccionador en CC ABB OTDC25F2. [86]	138
Figura 51: Protección contra sobretensiones Toscano Vigivolt FV2-1000/3. [87]	140
Figura 52: Valores normalizados de interruptores automáticos.....	141
Figura 53: Interruptor automático magnetotérmico ABB S201 C16. [88]	142
Figura 54: Interruptor diferencial ABB F202 A-25/0,03. [89]	143
Figura 55: Diagrama de Sankey del sistema sin batería	147
Figura 56: Evolución de la energía generada con el sistema sin batería a lo largo de su vida útil	150
Figura 57: Evolución de la energía autoconsumida con el sistema sin batería a lo largo de su vida útil	151
Figura 58: Diagrama de Sankey del sistema con batería	154
Figura 59: Evolución de la energía generada con el sistema con batería a lo largo de su vida útil	157
Figura 60: Evolución de la energía autoconsumida con el sistema con batería a lo largo de su vida útil.....	158
Figura 61: Objetivos de Desarrollo Sostenible. [95].....	190

Índice de tablas

Tabla 1: Evolución mensual de las temperaturas en el emplazamiento.....	73
Tabla 2: Valores de irradiancia mensual del emplazamiento.....	76
Tabla 3: Valores medios horarios de irradiancia global en el emplazamiento por meses ...	78
Tabla 4: Consumo anual teórico de la vivienda. [80]	82
Tabla 5: Consumo eléctrico mensual de la vivienda en 2024.....	85
Tabla 6: Consumo energético promedio diario para cada mes del año	89
Tabla 7: Características de los paneles fotovoltaicos preseleccionados.....	94
Tabla 8: Características de los inversores preseleccionados	95
Tabla 9: Comparación alternativas de posicionamiento de módulos.....	103
Tabla 10: Comparación alternativas de elección de inversor	104
Tabla 11: Comparación alternativas de selección de paneles fotovoltaicos (7x).....	106
Tabla 12: Comparación alternativas de selección de paneles fotovoltaicos (8x).....	107
Tabla 13: Comparación alternativas número de paneles fotovoltaicos.....	108
Tabla 14: Resumen dimensionamiento de cableado.....	136
Tabla 15: Resultados energéticos del sistema sin batería para el año 1.....	148
Tabla 16: Comportamiento energético de la instalación sin batería a lo largo de su vida útil	152
Tabla 17: Resultados energéticos del sistema con batería para el año 1.....	155
Tabla 18: Comportamiento energético de la instalación con batería a lo largo de su vida útil	159
Tabla 19: Presupuesto de la instalación sin batería	163
Tabla 20: Coste energético mensual con el sistema sin batería el año 1	166
Tabla 21: Coste energético anual a lo largo de la vida útil de la instalación (sin batería)	168
Tabla 22: Ahorro energético durante la vida útil de la instalación sin batería	170
Tabla 23: Flujos de caja durante la vida útil de la instalación sin batería considerando ayudas fiscales	173
Tabla 24: Flujos de caja durante la vida útil de la instalación sin batería sin considerar ayudas fiscales	175

Tabla 25: Presupuesto de la instalación con batería	178
Tabla 26: Coste energético mensual con el sistema con batería el año 1	181
Tabla 27: Coste energético anual a lo largo de la vida útil de la instalación con batería ..	182
Tabla 28: Ahorro energético durante la vida útil de la instalación con batería	184
Tabla 29: Flujos de caja durante la vida útil de la instalación con batería considerando ayudas fiscales	186
Tabla 30: Flujos de caja durante la vida útil de la instalación con batería sin considerar ayudas fiscales	188
Tabla 31: Energía generada por el sistema sin y con batería en su vida útil	192
Tabla 32: Comparativa económica de los sistemas fotovoltaicos con y sin batería, según el acceso a ayudas	193

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La creciente preocupación por el medio ambiente, y en particular por los efectos del cambio climático, está impulsando una transición global hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles. En este contexto, las energías renovables juegan un papel fundamental, alineándose con los compromisos internacionales adquiridos en el Acuerdo de París, que tienen como objetivo limitar el aumento de la temperatura media global a menos de 1,5 °C respecto a los niveles preindustriales. Este acuerdo, ratificado por todos los países miembros de la Unión Europea, refleja la urgencia de transformar el modelo energético actual. [1]

Además de avanzar hacia un sistema energético basado en fuentes renovables, cobra especial relevancia el concepto de eficiencia energética, entendido como el uso responsable de la energía para obtener el mismo rendimiento con un menor consumo. Esta doble estrategia, aumentar la generación limpia y reducir el gasto energético, permite disminuir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, al tiempo que se reduce el gasto económico asociado al consumo energético.

En este proceso de cambio, la ciudadanía juega un papel esencial. Aunque no siempre es posible influir directamente en el origen de la energía en nuestros lugares de trabajo o estudio, en el ámbito doméstico sí podemos tomar decisiones que reduzcan nuestro impacto ambiental. Los hogares representan una parte importante del consumo energético global, y pequeñas acciones individuales, aplicadas de forma generalizada, pueden contribuir de forma decisiva a un futuro más sostenible.

Entre las distintas medidas de eficiencia energética que pueden adoptarse en el entorno doméstico destacan: la mejora del aislamiento térmico, la instalación de electrodomésticos de bajo consumo, la optimización del uso del agua o la incorporación de sistemas de climatización eficientes. Pero, sobre todo, se encuentra el aprovechamiento de energías renovables a nivel residencial, como la aerotermia, la energía solar térmica o la energía solar fotovoltaica. [2]

Tras analizar distintas alternativas, este proyecto se centra en evaluar la viabilidad técnica y económica de la implantación de un sistema de energía solar fotovoltaica en una vivienda unifamiliar acogido a un modelo de autoconsumo con excedentes, con el objetivo de fomentar el autoconsumo y la sostenibilidad energética en el ámbito doméstico. Se analizará la viabilidad tanto para un sistema fotovoltaico sin batería, como para uno con batería con el fin de identificar cuál se considera más rentable desde un punto de vista energético y económico.

1.1. MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El desarrollo de este proyecto parte de la necesidad de fomentar un modelo energético más sostenible en el ámbito doméstico, impulsado por tres grandes pilares: el compromiso medioambiental, la rentabilidad económica y el respaldo normativo que favorece la adopción de energías renovables en las viviendas.

Desde el punto de vista medioambiental, el cambio climático representa uno de los mayores desafíos del siglo XXI. Para hacer frente a esta crisis, se requieren medidas concretas que reduzcan de forma efectiva las emisiones de gases de efecto invernadero. En este contexto, el Acuerdo de París establece como meta global limitar el aumento de la temperatura media del planeta a menos de 1,5 °C respecto a los niveles preindustriales. La implantación de sistemas fotovoltaicos en el entorno residencial contribuye de forma directa a este objetivo, ya que reduce la dependencia de fuentes fósiles y promueve el uso de energía limpia e inagotable.

En cuanto a la dimensión económica, el autoconsumo fotovoltaico permite reducir la factura energética al generar parte de la electricidad consumida en el propio hogar. Además, si la instalación se acoge al modelo de compensación de excedentes, es posible verter a la red la energía sobrante, recibiendo a cambio una bonificación económica. Esta doble ventaja se vuelve especialmente relevante en el actual contexto de inestabilidad y precios elevados en el mercado eléctrico. Contar con una fuente de generación propia permite no solo ahorrar en el corto plazo, sino también protegerse frente a futuras subidas del precio de la energía.

Desde el plano normativo, el marco legal español ha evolucionado en los últimos años para facilitar la implantación de energías renovables. La aprobación del Real Decreto 244/2019 ha simplificado considerablemente los trámites administrativos para instalaciones de autoconsumo, eliminando barreras que en el pasado dificultaban su desarrollo. Además, existen incentivos fiscales y subvenciones que reducen la inversión inicial, favoreciendo la adopción de este tipo de soluciones por parte de las familias.

Por último, más allá de los beneficios individuales, este proyecto busca servir como ejemplo replicable para otras viviendas que deseen adoptar medidas energéticas sostenibles. La energía fotovoltaica no solo es viable técnicamente, sino también accesible desde el punto de vista económico y legal. Su integración en el entorno doméstico es una herramienta clave para avanzar hacia un modelo energético más descentralizado, eficiente y respetuoso con el medio ambiente.

1.2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo principal de este proyecto consiste en proponer una medida de eficiencia energética en una vivienda unifamiliar mediante la implantación de un sistema de energía solar fotovoltaica. Para alcanzar este propósito, se plantean los siguientes objetivos específicos, estructurados en tres grandes bloques:

- **Análisis del consumo energético de la vivienda:**
Antes de abordar el diseño del sistema, es imprescindible conocer el comportamiento energético de la vivienda para dimensionar adecuadamente la instalación. Para ello, se realizará una revisión de las facturas eléctricas con el fin de determinar el consumo medio diario, mensual y anual. Además, se identificarán los patrones de demanda energética, analizando los periodos de mayor y menor consumo, y se evaluará el impacto de los diferentes equipos eléctricos sobre el consumo total. Este análisis permitirá estimar de forma precisa la energía que debe cubrirse mediante el sistema fotovoltaico.
- **Diseño de la instalación:**

Se llevará a cabo un estudio detallado del emplazamiento para valorar la viabilidad técnica del sistema, considerando variables como la orientación, la inclinación y la superficie disponible para la instalación de los paneles. A partir de esta información, se calculará la potencia fotovoltaica necesaria y se seleccionarán los componentes más adecuados para ambos sistemas (sin y con batería) con el objetivo de optimizar el rendimiento y garantizar la fiabilidad de la instalación.

- Estudio económico de la instalación:

Finalmente, se analizará la viabilidad económica de ambos modelos mediante un estudio completo de costes e ingresos. Se calculará el coste total de la instalación y se identificarán las posibles subvenciones o incentivos disponibles que puedan reducir la inversión inicial. Asimismo, se estimará el ahorro económico generado gracias al autoconsumo y a la compensación de excedentes energéticos. Con toda esta información, se determinarán indicadores clave como el periodo de amortización, la rentabilidad esperada y el retorno de inversión (ROI), permitiendo identificar el sistema más rentable y poder justificar la propuesta desde un punto de vista financiero.

1.3. METODOLOGÍA DE TRABAJO Y RECURSOS

El desarrollo del presente proyecto se estructurará en varias fases, desde una investigación preliminar hasta el análisis técnico y económico de una instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar.

En primer lugar, se llevará a cabo una revisión del contexto energético actual, prestando especial atención al papel de las energías renovables en la transición hacia un modelo más sostenible y eficiente. Para ello, se consultarán fuentes especializadas, como artículos científicos, informes técnicos y documentación normativa vigente.

A continuación, se estudiarán las distintas alternativas de generación renovable aplicables en el ámbito doméstico, centrándose en la energía solar fotovoltaica. Se analizará su

funcionamiento, sus componentes, y su potencial para cubrir las necesidades energéticas de la vivienda objeto de estudio.

Posteriormente, se realizará un análisis detallado del consumo energético de la vivienda, a partir de las facturas eléctricas disponibles. Se utilizará Microsoft Excel como herramienta de tratamiento de datos para calcular el consumo medio diario, mensual y anual, identificar patrones de demanda y evaluar el impacto de los principales equipos eléctricos.

Para diseñar una instalación eficiente, se analizará el emplazamiento disponible, considerando factores como la orientación, inclinación y superficie útil del tejado. Se recurrirá a los planos de la vivienda, que se elaborarán o adaptarán con AutoCAD, y se utilizará el software PVsyst para simular el rendimiento de la instalación en función de la localización geográfica y las condiciones climáticas. En esta fase, se consultarán también bases de datos climáticas como PVGIS o AEMET para obtener información sobre radiación solar y temperatura ambiente en la zona.

Además, se realizará un estudio del marco normativo aplicable, centrándose en el Real Decreto 244/2019 y otras disposiciones legales que regulan el autoconsumo, con el fin de conocer los requisitos técnicos y administrativos, así como las posibles ayudas o incentivos fiscales que puedan aplicarse.

A partir de esta información, se dimensionará la instalación fotovoltaica, definiendo la potencia requerida, el número y tipo de paneles solares, el inversor, los elementos de protección, y, en su caso, el sistema de almacenamiento.

Finalmente, se llevará a cabo un estudio económico completo que permitirá evaluar la viabilidad financiera ambas alternativas. Se calculará el coste total de la instalación, el ahorro potencial en la factura eléctrica, el impacto de las ayudas disponibles y se estimarán parámetros clave como el periodo de amortización, la rentabilidad y el retorno de inversión (ROI). Este análisis se apoyará nuevamente en hojas de cálculo desarrolladas en Excel.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1. CAMBIO CLIMÁTICO

El cambio climático es uno de los mayores desafíos a los que se enfrenta la humanidad en la actualidad. Si bien el aumento de la temperatura terrestre puede estar influenciado por factores naturales, en las últimas décadas las actividades humanas han sido identificadas como la principal causa de este fenómeno. La quema de combustibles fósiles, la deforestación, la ganadería y ciertas prácticas agrícolas han generado un incremento en la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, intensificando el efecto invernadero y produciendo un aumento sostenido de la temperatura global. [3]

Según datos del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), el dióxido de carbono representa aproximadamente tres cuartas partes de las emisiones de GEI, seguido del metano con un 16%, el óxido nitroso con un 6% y otros gases con un 2%. [4]

Uno de los factores más determinantes en este proceso es la emisión de gases de efecto invernadero procedentes del uso de combustibles fósiles. El petróleo, el carbón y gas natural, empleados principalmente en la generación de energía, al transporte y la industria, liberan grandes cantidades de dióxido de carbono (CO_2) a la atmósfera. [3] Este gas, junto con otros como el metano o el óxido nitroso, crean una especie de barrera que atrapa la radiación infrarroja y dificulta que el calor se disipe al espacio, generando así un aumento progresivo de las temperaturas globales. Aunque el efecto invernadero se trata de un fenómeno natural que permite mantener una temperatura adecuada para que haya vida en la Tierra, la actividad humana ha alterado su equilibrio, provocando un calentamiento excesivo del planeta. [5]

Por otra parte, la deforestación agrava el cambio climático al reducir la capacidad del planeta para absorber el dióxido de carbono. Los árboles y los bosques actúan como sumideros naturales de este gas, capturándolo y almacenándolo a través de la fotosíntesis. Sin embargo,

cuando son taladrados o quemados, el carbono acumulado en su biomasa se libera nuevamente a la atmósfera, contribuyendo al aumento de los gases de efecto invernadero y acelerando el calentamiento global. [3]

Asimismo, la actividad agrícola es también una fuente importante de este tipo de emisiones. La conversión de terrenos naturales en suelos agrícolas libera el carbono almacenado en la vegetación y el suelo contribuyendo al aumento de la concentración de CO₂ en la atmósfera. [3] Además, el uso de fertilizantes químicos y orgánicos genera emisiones de óxido nitroso, un gas con un potencial de calentamiento global 300 veces superior al dióxido de carbono. [6]

Además, la ganadería es una de las principales responsables de la emisión de metano, otro gas de efecto invernadero cuyo potencial de calentamiento es 80 veces superior al del dióxido de carbono. [7]

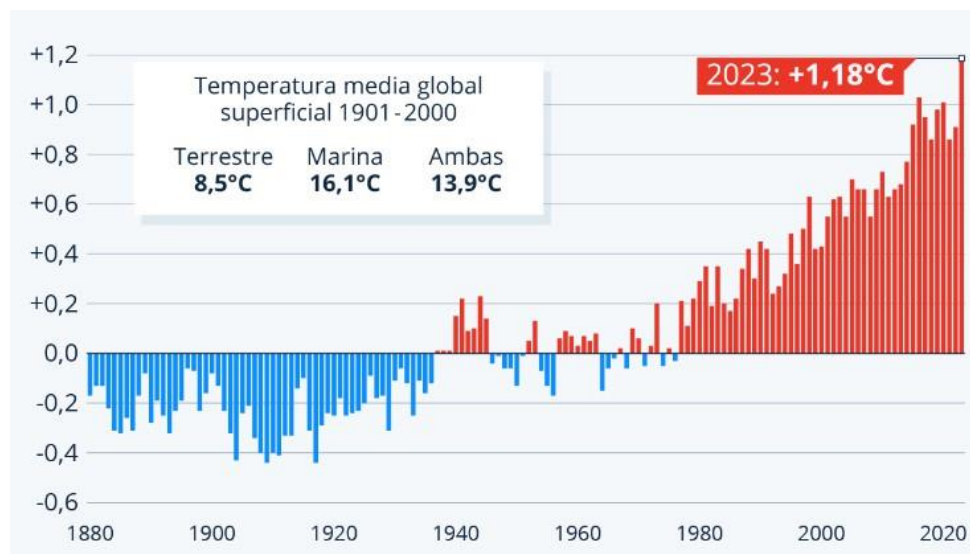


Figura 1: Desviaciones de la temperatura media global respecto al promedio del s.XX. [8]

Las evidencias del cambio climático son cada vez más contundentes. La gráfica mostrada en la Figura 1 muestra la evolución en las desviaciones de la temperatura media global desde 1880 hasta la actualidad, en comparación con el promedio del siglo XX. En las primeras décadas del periodo analizado, las temperaturas se mantuvieron por debajo del promedio,

experimentando ciertas variaciones naturales. Sin embargo, a partir de mediados del siglo XX, se aprecia un incremento sostenido de la temperatura, intensificada desde la década de 1980.

El año 2023 representa el más cálido registrado hasta la fecha, con un incremento de 1,18 °C respecto al promedio de temperatura del siglo XX, representando una tendencia de calentamiento global evidenciando el impacto de la actividad humana.

Sin embargo, el cambio climático no solo se manifiesta como un incremento de temperatura global. Debido a la interconexión de los sistemas naturales, sus efectos se extienden a múltiples aspectos del medio ambiente y de la vida humana. Entre las consecuencias más alarmantes se encuentran la intensificación de fenómenos meteorológicos extremos, como huracanes, tormentas e incendios forestales. Además, el derretimiento de los polos y los glaciares ha contribuido al aumento del nivel del mar, provocando inundaciones y amenazando ciertas islas y comunidades costeras que podrían desaparecer en poco tiempo. [5]

Otro de los grandes problemas derivados del cambio climático es la desertificación y la pérdida de biodiversidad. La alteración de los patrones climáticos ha provocado períodos de sequía más prolongados y una reducción en las precipitaciones en muchas regiones, lo que afecta la disponibilidad de agua y pone en riesgo la producción agrícola. Además, la transformación y degradación de los ecosistemas han alterado los hábitats de numerosas especies animales y vegetales, acelerando la pérdida de biodiversidad y poniendo en peligro el equilibrio de los ecosistemas.

Finalmente, el cambio climático también está teniendo un impacto significativo en la salud humana. El aumento de la temperatura global ha intensificado la frecuencia y la duración de las olas de calor extremas, las cuales afectan especialmente a las poblaciones más vulnerables, como las personas mayores o aquellas con enfermedades preexistentes. En muchos casos, estas condiciones pueden derivar en complicaciones graves e incluso en un aumento de la mortalidad.

2.2. ENERGÍA

El sector energético es responsable de algo más del 70% del total de emisiones de gases de efecto invernadero, incluyendo las emisiones directas generadas por la quema de combustibles fósiles en las centrales eléctricas y las emisiones indirectas asociadas a la industria, el transporte y los edificios. [9] Es por ello que, para lograr el objetivo establecido de limitar el aumento de la temperatura a menos de 1,5°C sobre los niveles preindustriales, hay que enfocarse en reducir la dependencia de los combustibles fósiles y adoptar otro modelo energético más limpio.

En la Figura 2 se representa la evolución en el consumo global de energía primaria desde 1800 hasta la actualidad, donde se puede observar como la demanda energética ha experimentado un crecimiento exponencial, impulsado principalmente por el uso de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural. Sin embargo, en las últimas décadas, las energías renovables han comenzado a ganar protagonismo en el mix energético global.

Antes de la Revolución Industrial, la humanidad dependía de fuentes naturales como la madera para calentar sus hogares y cocinar, mientras que el transporte se basaba en medios tradicionales como la rueda y la tracción animal. Sin embargo, el crecimiento de la sociedad y el aumento de la demanda energética en hogares e industrias provocaron una creciente escasez de leña, lo que elevó sus precios y evidenció la necesidad de una alternativa más accesible y eficiente. [10]

Este escenario impulsó a ciertas economías en vías de industrialización a adoptar una nueva fuente de energía: el carbón, que se convirtió en el primer combustible fósil en dominar el panorama energético y marcó el inicio de la primera gran transición energética global. Los avances tecnológicos, y la adaptación del carbón a nuevos usos, como su aplicación en el ferrocarril y la máquina de vapor, dispararon su consumo. En apenas un siglo, su participación pasó de un 1,7% a un 47,2%. [10]

Sin embargo, a mediados del siglo XX, el mix energético sufrió un cambio importante con la consolidación del petróleo y el gas natural como fuentes de energía dominantes. Aunque el petróleo comenzó a extraerse comercialmente en 1859, no fue hasta finales del siglo XIX cuando empezó a utilizarse a gran escala, principalmente en forma de queroseno para iluminación. Su bajo coste y abundante disponibilidad favorecieron su adopción, desplazando al carbón en usos domésticos como la calefacción y la cocina. Sin embargo, la auténtica revolución llegó con el desarrollo del motor de combustión interna, la producción en masa de automóviles y el auge del transporte privado, impulsando el consumo de petróleo y llevando a muchos países a priorizar la construcción de carreteras sobre las bases ferroviarias basadas en carbón. [10]

Paralelamente, el gas natural también ganó protagonismo como fuente de energía versátil y accesible. Con la introducción del butano en bombonas y la expansión en las redes de distribución, millones de hogares comenzaron a utilizarlo para calefacción, cocina y calentadores de agua, reemplazando al carbón y el petróleo en estos usos. [10]

Asimismo, el crecimiento de la demanda energética y la electrificación progresiva hicieron que tanto el petróleo como el gas natural comenzaran a utilizarse en la generación de electricidad, impulsando la construcción de centrales térmicas y consolidando aún más su papel en el mix energético mundial. [10]

A mediados del siglo XX, se descubrió el potencial de la energía liberada por la fisión del núcleo de uranio, lo que dio origen a la energía nuclear. Aunque inicialmente su desarrollo estuvo vinculado al ámbito militar, en 1956, Gran Bretaña puso en marcha la primera central nuclear comercial destinada a la producción de electricidad. Desde entonces, la energía nuclear ha desempeñado un papel clave en la producción de electricidad en muchos países, aunque su crecimiento ha estado condicionado por preocupaciones en torno a la seguridad, la gestión de residuos radiactivos y los altos costos de operación. [11]

Sin embargo, el uso masivo de los combustibles fósiles y su fuerte impacto en el medio ambiente generaron una creciente preocupación, impulsando la necesidad de una transición hacia fuentes de energía más sostenibles. En este contexto, las energías renovables han

cochado un papel fundamental, experimentando un desarrollo sin precedentes en las últimas décadas gracias a los avances tecnológicos. Su carácter inagotable y su menor huella ecológica las han convertido en una alternativa clave para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar los efectos del cambio climático. [12]

Global direct primary energy consumption

Energy consumption is measured in terawatt-hours¹, in terms of direct primary energy². This means that fossil fuels include the energy lost due to inefficiencies in energy production.

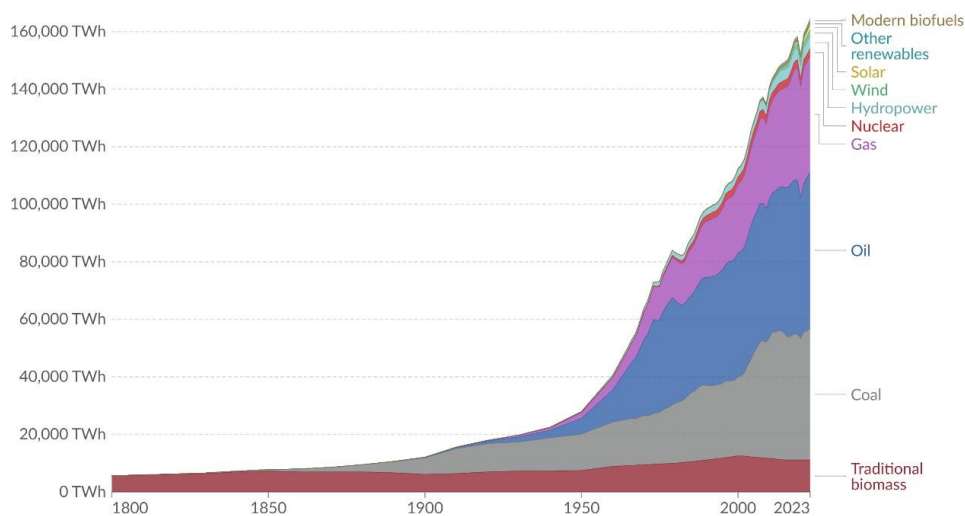


Figura 2: Evolución del consumo global de energía primaria. [13]

2.3. ENERGÍA RENOVABLE

2.3.1. ENERGÍA RENOVABLE A NIVEL MUNDIAL

El uso de fuentes de energía renovables se remonta a miles de años atrás, cuando las primeras civilizaciones comenzaron a aprovechar ciertos recursos naturales como el sol, el viento, el agua o la biomasa para satisfacer sus necesidades energéticas. Durante siglos, estas fuentes fueron fundamentales para la calefacción de hogares, la cocción de alimentos, la molienda de granos y el transporte.

Sin embargo, con la Revolución Industrial y el auge de los combustibles fósiles, las energías renovables quedaron en segundo plano. La alta densidad energética y la disponibilidad del

carbón, el petróleo y el gas natural impulsaron su uso masivo en la industria y el transporte, consolidando un modelo energético basado en fuentes no renovables durante más de un siglo

No obstante, la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, generadas en gran parte por la quema de combustibles fósiles, y de mitigar el cambio climático llevó a un resurgimiento de las energías renovables. Gracias a los avances tecnológicos y la reducción de costes, estas fuentes de energía han experimentado un crecimiento exponencial, tal y como se observa en la Figura 3, mostrando la evolución de la capacidad renovable global instalada.

El aprovechamiento de la fuerza del agua se remonta a la antigüedad, donde se utilizaba para diversas aplicaciones, destacando la molienda de grano y la trituración de materiales para la obtención de celulosa y producción de papel con la ayuda de molinos hidráulicos. Con el inicio de la Revolución Industrial, la energía hidráulica experimentó un notable auge, impulsando ciertas industrias como la textil. Además, comenzó a emplearse la energía del agua para la generación de electricidad, con la construcción de la primera central hidroeléctrica en Reino Unido en 1880. [14]

El desarrollo del generador eléctrico y la mejora de las turbinas hidráulicas, fueron clave para el crecimiento acelerado de esta fuente de energía, consolidándola durante numerosas décadas como la principal tecnología renovable en términos de capacidad instalada. Sin embargo, en los últimos años su crecimiento ha resultado más moderado en comparación con otras tecnologías existentes. Esto se debe debido a diversos factores, entre ellos el impacto ambiental asociado a la construcción de grandes infraestructuras hidroeléctricas y la alteración de los ecosistemas naturales, los elevados costes iniciales de inversión y la limitada disponibilidad de emplazamientos adecuados. [15]

Por otra parte, el aprovechamiento de la fuerza del viento también se remonta a la antigüedad, cuando los molinos de viento eran utilizados para la molienda del grano y el bombeo de agua. No obstante, no fue hasta finales del siglo XIX cuando comenzaron a desarrollarse las primeras turbinas eólicas, y comenzó a utilizarse la energía eólica para la generación de electricidad. A lo largo del siglo XX se produjo un avance en el diseño de

estas turbinas y a finales de siglo se creó el primer parque eólico terrestre en el mundo, con una capacidad total de 60 kW, marcando un hito histórico e iniciando la expansión de la energía eólica como alternativa renovable. [16]

En las últimas dos décadas, la mejora en la eficiencia de las turbinas, el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía y la expansión de proyectos tanto en tierra (onshore) como en mar (offshore) ha generado un crecimiento acelerado de esta tecnología, superando su capacidad instalada los 1000 GW a nivel global, y representando en 2023 el 24% de la nueva capacidad renovable instalada. [17]

Asimismo, el aprovechamiento de la radiación solar también se remonta a la antigüedad, cuando los rayos solares eran aprovechados para encender fuego, calentar agua o proporcionar iluminación natural. No obstante, el desarrollo de la energía solar fotovoltaica no comenzó hasta 1839, cuando Alexandre-Edmond Becquerel descubrió el efecto fotoeléctrico, sentando las bases de la conversión de energía solar en electricidad. A lo largo del siglo XIX, continuó la exploración de este fenómeno, dando lugar a numerosos avances hasta, en 1953, consolidar la primera célula solar fotovoltaica y marcar un hito en la generación de electricidad a partir del sol. [18]

Durante las siguientes décadas, la mejora en la eficiencia de las células solares, junto con la creciente preocupación por el impacto ambiental de los combustibles fósiles, impulsando su aplicación en diversos ámbitos. En 1977, se construyó en California la primera planta comercial de energía solar fotovoltaica, lo que supuso un gran paso en la adopción de esta tecnología. [19]

Tal como se muestra en el gráfico de la Figura 3, en las últimas décadas la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento muy pronunciado, reflejando su rápida adopción en numerosos países. Este auge ha sido impulsado por una combinación de avances tecnológicos que han resultado en una mejora en la eficiencia de las placas, la reducción progresiva de costes de producción e instalación y los incentivos gubernamentales en diversos países que facilitan su adopción. [18]

Además, la versatilidad que presenta esta tecnología ha resultado clave en su expansión, permitiendo su implantación tanto en plantas solares fotovoltaicas a gran escala como en sistemas de autoconsumo para viviendas y edificios.

Gracias a todos estos beneficios, la energía solar fotovoltaica superó en capacidad instalada a la hidroeléctrica hace unos años, liderando actualmente la expansión de las energías renovables a nivel global con una capacidad instalada que supera los 1.420 GW, y que en 2023 supuso el 73% de la nueva capacidad renovable instalada. [17]

Finalmente, la bioenergía se considera la primera fuente de energía utilizada por la humanidad, ya que desde la antigüedad la combustión de materiales orgánicos, como la madera, se empleaba para calefacción y cocción de alimentos. Además, otras formas de biomasa, como el aceite vegetal, se usaban para la iluminación. Sin embargo, con la llegada de la Revolución Industrial y el auge de los combustibles fósiles, su relevancia disminuyó significativamente.

El concepto moderno de bioenergía comenzó a desarrollarse a principios del siglo XX, impulsado por el crecimiento de la industria automotriz y la necesidad de diversificar las fuentes energéticas ante la escasez de recursos. Durante este período, se exploraron nuevas formas de aprovechamiento de la biomasa, dando lugar a combustibles líquidos como el biodiésel y el bioetanol, utilizados como alternativa a los combustibles fósiles en el sector del transporte. A finales de siglo, la creciente preocupación ambiental y la necesidad de promover fuentes de energía renovable impulsaron la investigación y el desarrollo de esta tecnología, consolidándola como una alternativa sostenible dentro del mix energético global. [20]

Tal como muestra la gráfica de la Figura 3, la bioenergía ha mantenido un crecimiento estable en las últimas décadas impulsada por los avances en la diversificación de fuentes de biomasa y la mejora en la eficiencia de los procesos de conversión energética.

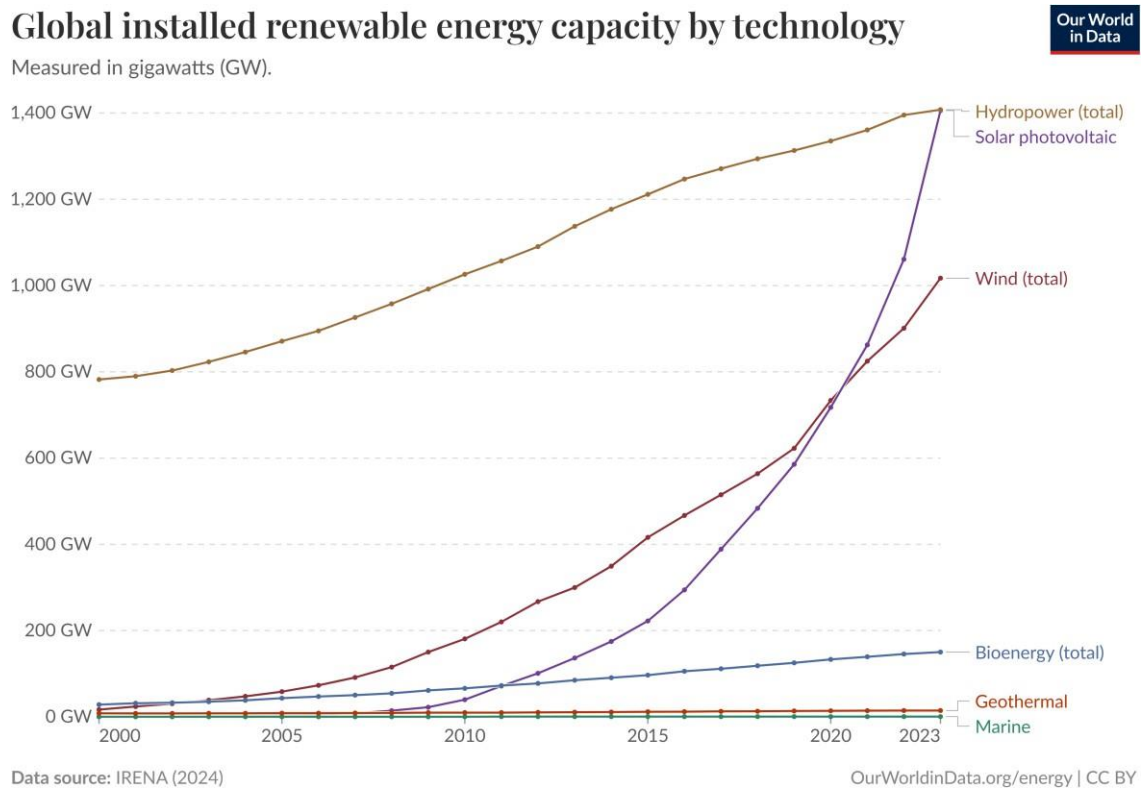


Figura 3: Evolución de la capacidad de energía renovable instalada a nivel global por tecnología. [21]

Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la capacidad total de generación de energía renovable alcanzó los 3870 GW a finales de 2023, registrando un crecimiento ese año del 14%. No obstante, este crecimiento estuvo desigualmente distribuido, con China liderando la mayor parte de la expansión. [17]

IRENA advierte que, para alcanzar el objetivo de triplicar la capacidad de energía renovable para 2030, es fundamental una intervención política decidida que permita superar las barreras estructurales fomentar la inversión, especialmente en economías en desarrollo. [17]

2.3.2. ENERGÍA RENOVABLE EN ESPAÑA

España ha experimentado un importante crecimiento en la implantación de energías renovables en las últimas décadas, consolidándose como uno de los países líderes a nivel global en la transición energética, y representando en la actualidad el segundo país de la Unión Europea con mayor capacidad renovable instalada, solo por detrás de Alemania. [22]

Si bien la historia de las energías renovables en España se remonta al siglo XIX, con la incorporación de la energía hidroeléctrica como fuente de generación de electricidad, no fue hasta finales del siglo XX cuando su desarrollo cobró mayor relevancia. En un contexto de crisis energética mundial y creciente preocupación por el cambio climático, comenzaron a impulsarse nuevas tecnologías renovables, como la eólica y la solar fotovoltaica, marcando el inicio de una transformación estructural del mix energético en España. [23]

En la Figura 4, que muestra la evolución de la potencia instalada y la generación de electricidad renovable desde 1990, se refleja el crecimiento de estas nuevas tecnologías y la transformación del sector eléctrico español.

El despegue de las renovables en España

Dato peninsular (1990-2022)

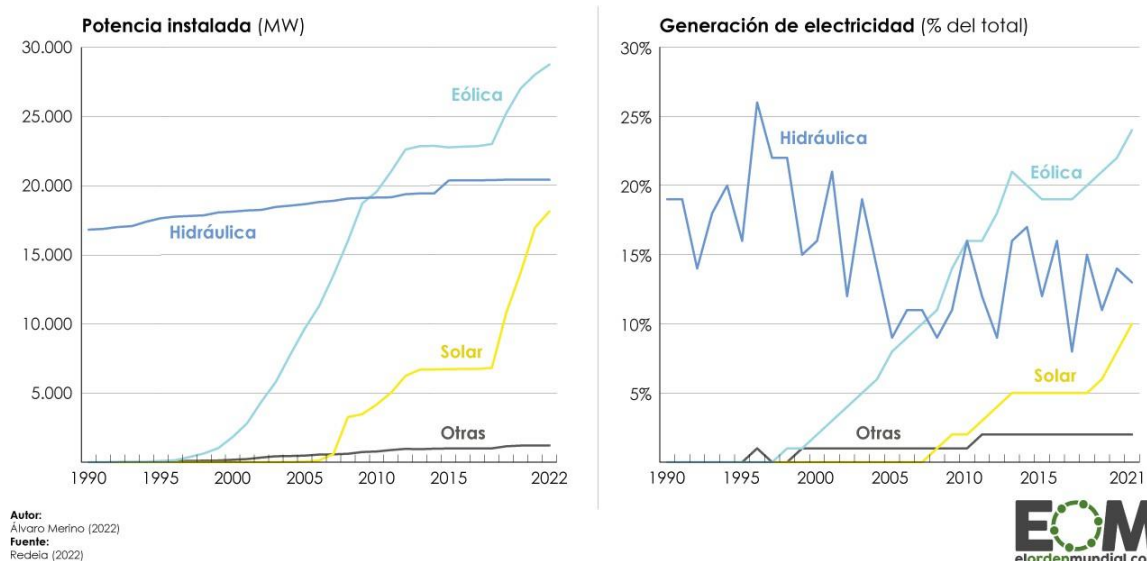


Figura 4: Evolución de la potencia instalada y electricidad generada renovable en España. [24]

Históricamente, la energía hidráulica ha representado la principal fuente de energía renovable en España. Su potencia instalada se ha mantenido relativamente estable, oscilando entre 15.000 y 20.000 MW desde la década de 1990, debido a la limitación geográfica de nuevos desarrollos hidroeléctricos. No obstante, su contribución a la generación de electricidad ha experimentado fluctuaciones significativas a lo largo del tiempo, dada la dependencia de las precipitaciones y la variabilidad climática.

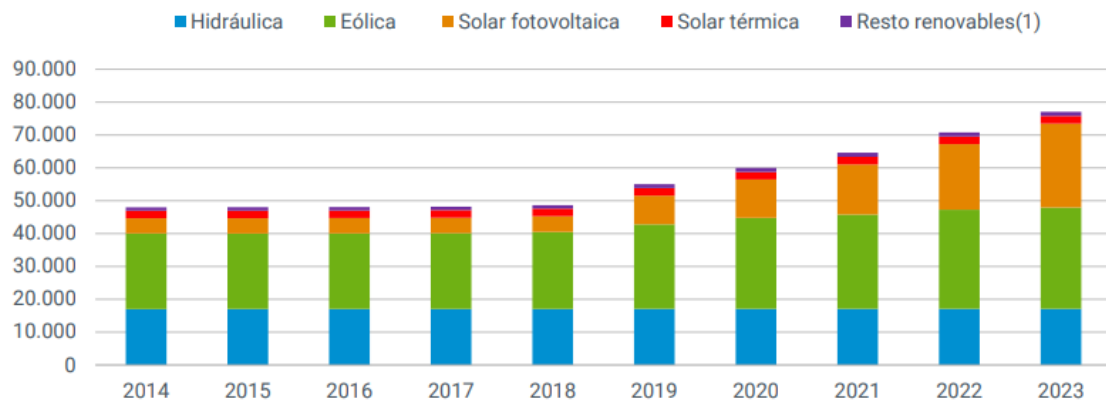
Sin embargo, a partir de la década de 1990, la energía eólica comenzó un crecimiento acelerado, impulsado por avances tecnológicos y un marco regulatorio favorable. En torno a 2010, la potencia eólica instalada superó a la hidráulica, convirtiéndose en la principal fuente de generación de electricidad renovable, con una capacidad instalada actual en torno a los 30.000 MW.

Por su parte, la energía solar fotovoltaica mostró un crecimiento algo más tardío, pero su despliegue se aceleró a partir de 2005, marcando un punto de inflexión en la década de 2010, con una expansión sin precedentes debido principalmente al aumento en la eficiencia de los paneles, la elevada radiación solar en España, y la popularización del autoconsumo fotovoltaico impulsado por normativas flexibles y distintos incentivos gubernamentales.

Tal y como se aprecia en la gráfica de la Figura 5, la tendencia de crecimiento en la última década ha sido aún más pronunciada. El año 2023 marcó un hito histórico, ya que, por primera vez las energías renovables generaron más de la mitad de la electricidad en España, alcanzando un 50,8% del total, lo que supuso un incremento del 15% con respecto al año anterior. Además, se añadieron 6.300 MW de capacidad renovable, con un incremento del 8,8% respecto a 2022, de los cuales 5.600 MW correspondieron exclusivamente a la energía solar fotovoltaica, elevando su capacidad instalada total a aproximadamente 25.000 MW. [25]

Además, 2023 registró las menores emisiones de CO₂ equivalente de la historia, reflejando el impacto positivo de la creciente penetración de las energías renovables en la descarbonización del sector eléctrico. [25]

Evolución de la potencia instalada renovable (MW)



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables.

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014.

Figura 5: Evolución de la potencia instalada renovable en España. [25]

A pesar del crecimiento sostenido de las renovables en España, su distribución territorial no resulta homogénea. Como se muestra en la Figura 6, ciertas comunidades autónomas concentran una mayor capacidad de generación debido a sus condiciones climáticas favorables y su gran extensión territorial. Castilla y León, Castilla La Mancha, Andalucía y Extremadura lideran en capacidad instalada, representando juntas casi el 60 % de la capacidad instalada total. [25]

En contraste, comunidades como Madrid, Cantabria o Baleares, tienen una participación significativamente mejor debido a la falta de espacio para grandes infraestructuras renovables y la menor disponibilidad de recursos naturales como el viento o el sol en comparación con otras regiones.

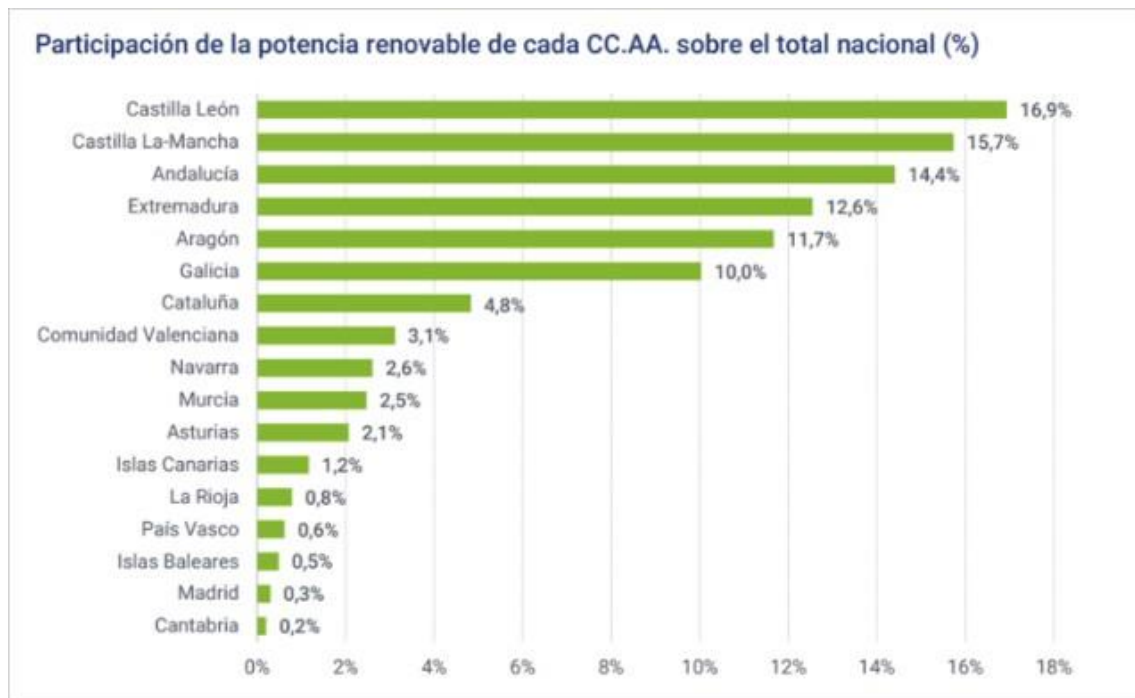


Figura 6: Participación de la potencia renovable de cada CC.AA. sobre en total nacional. [25]

Este crecimiento de la energía renovable ha sido impulsado además de por factores tecnológicos y regulatorios, por la necesidad de descarbonizar la economía española para cumplir con los compromisos climáticos nacionales e internacionales. En este sentido, los objetivos de transición energética para 2030 establecen que al menos el 81% de la electricidad en España deberá generarse a partir de fuentes renovables, un desafío ambicioso que requerirá una mayor expansión de la capacidad instalada y mejoras en el almacenamiento energético. [23]

2.4. ENERGÍA EN EL SECTOR RESIDENCIAL

El sector residencial desempeña un papel fundamental en la transición hacia un modelo energético más sostenible, ya que presenta una parte significativa del consumo total de energía. A lo largo de los años, el consumo energético residencial ha debido a múltiples factores, como el aumento de la población, los cambios en los hábitos de consumo, la mejora

en la eficiencia de las infraestructuras y el avance en la concienciación sobre el medio ambiente y el ahorro energético.

En el caso de España, el sector residencial es responsable de aproximadamente un 20% del consumo energético total del país, una cifra algo inferior a la media de la Unión Europea. Esta diferencia se debe principalmente a las condiciones climáticas del país, donde la necesidad de calefacción es menor en comparación con otras regiones del centro y norte de Europa.

Dentro del consumo energético del sector residencial en España, la mayor parte es destinada a climatización, representando aproximadamente un 60% del consumo total, distinguiendo entre calefacción y agua caliente sanitaria. Le siguen los electrodomésticos, representando en torno a un 25% del consumo, mientras que el resto se distribuye entre iluminación, cocina y otros usos, como se muestra en la Figura 7.

ESTRUCTURA DEL CONSUMO POR USOS



Figura 7: Distribución del consumo energético en el sector residencial en España. [26]

Además, el sector residencial sigue dependiendo de fuentes de energía convencionales, siendo la electricidad la principal fuente de consumo, con un porcentaje en torno al 40%, seguida del gas natural, el gasóleo y el GLP, según se observa en la Figura 8. Si bien parte de la electricidad consumida proviene de fuentes de energía renovables, una proporción significativa sigue generándose a partir de combustibles fósiles, a la emisión de gases de

efecto invernadero y reforzando la necesidad de acelerar la transición hacia un modelo energético más sostenible y eficiente.

Sin embargo, el gráfico también muestra la creciente presencia de fuentes de energía limpias en el sector residencial, destacando el uso de la biomasa, representando un 14% del consumo total, o la energía solar térmica. Esto refleja el avance en la incorporación progresiva de alternativas renovables en el hogar, a pesar de quedar todavía un largo camino que recorrer.

ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR FUENTES

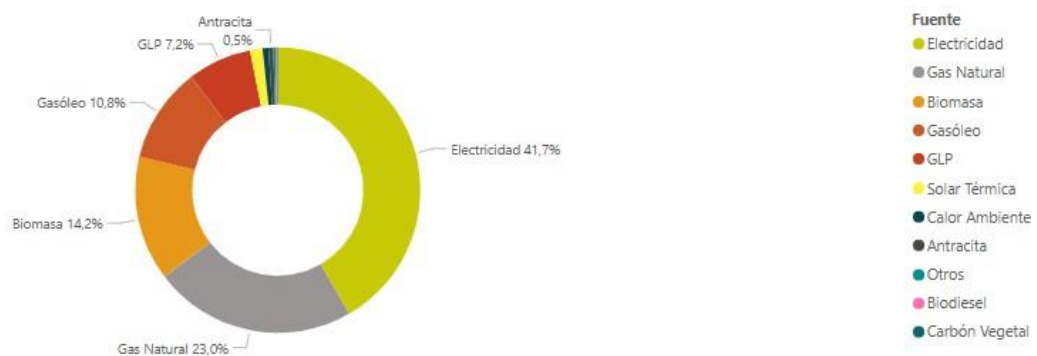


Figura 8: Estructura del consumo de energía final en el sector residencial en España. [26]

En este contexto, la implementación de medidas de eficiencia energética en el hogar con las que reducir el consumo energético, o la incorporación de fuentes de energía renovables es fundamental para disminuir la dependencia de combustibles fósiles y de esta manera reducir el impacto ambiental del sector residencial.

Actualmente existen diversas alternativas para la generación de energía renovable en el ámbito doméstico, entre las que destacan la biomasa, la aerotermia, la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica. Cada una de estas tecnologías presenta diversas ventajas que contribuyen a la sostenibilidad energética de los hogares y que se van a analizar con mayor detalle a continuación.

2.4.1. BIOMASA

La biomasa se trata de una fuente de energía renovable que utiliza materia orgánica de origen vegetal o animal como fuente de energía. Existen distintos tipos de biomasa, entre ellos la biomasa natural, producida directamente en los ecosistemas sin intervención humana, la biomasa residual, generada a partir de desechos de actividades humanas como la industria forestal y agroalimentaria, y la biomasa procedente de cultivos energéticos, cultivos destinados específicamente para su uso como fuente energética. [27]

Tradicionalmente, la biomasa se utilizaba en el sector residencial mediante la quema de leña en chimeneas para calefacción. Aunque esta práctica persiste en algunas casas rurales, la biomasa ha experimentado una evolución significativa, dando lugar a sistemas más eficientes como estufas y calderas de biomasa, capaces de proporcionar calefacción y agua caliente sanitaria de manera más respetuosa con el medio ambiente. [28]

Una caldera de biomasa opera de manera similar a una de gas natural o de carbón, donde el combustible se quema para generar calor. Este calor es transferido a través de un intercambiador de calor a un circuito de agua, generando agua caliente para el sistema de calefacción de la vivienda o para el suministro de agua caliente sanitaria, tal y como se muestra en la Figura 9. [29]

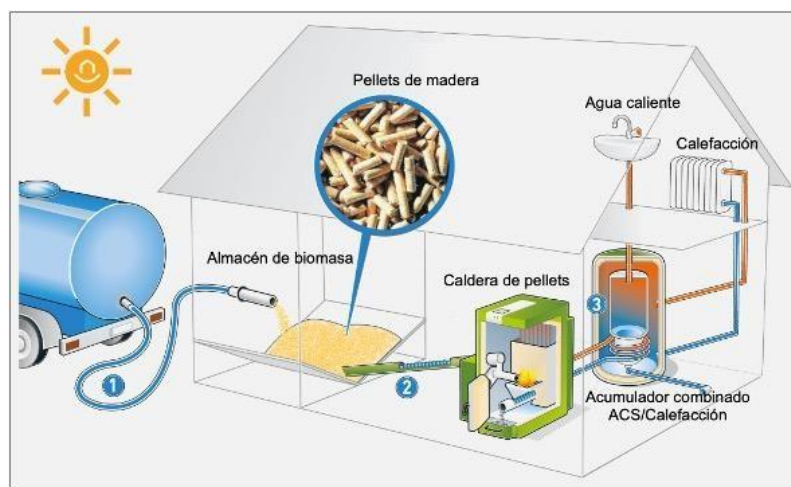


Figura 9: Esquema de funcionamiento de una caldera de biomasa.[30]

Ventajas

La biomasa presenta numerosas ventajas destacables como fuente de energía renovable. Una de sus principales fortalezas es su sostenibilidad y bajo impacto ambiental ya que, no simplemente contribuye a disminuir el uso de combustibles fósiles y, por ende, las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también permite aprovechar residuos orgánicos y forestales, promoviendo una gestión responsable y promoviendo la economía circular.

Otro aspecto clave es su coste estable y menor dependencia de los mercados energéticos internacionales en comparación con los combustibles fósiles, proporcionando a una mayor seguridad energética y previsibilidad de los costos a largo plazo. [29]

Finalmente, a pesar de ser su poder calorífico inferior al de los combustibles, las calderas de biomasa modernas han sido optimizadas para maximizar su rendimiento, alcanzando altos niveles de eficiencia y reduciendo pérdidas energéticas.

Desventajas

A pesar de los avances en eficiencia de las calderas, la biomasa presenta un poder calorífico significativamente menor en comparación con los combustibles fósiles tradicionales, implicando una mayor cantidad de biomasa para generar la misma cantidad de energía. [29]

Otro inconveniente es el almacenamiento del combustible, que requiere un espacio considerable, suponiendo un inconveniente en hogares con espacio limitado. [29]

Además, durante la combustión de la biomasa se generan emisiones de humo y otras partículas, exigiendo que la vivienda esté equipada con sistemas adecuados de ventilación y evacuación de humos. [29]

Por último, las calderas de biomasa requieren un mantenimiento más frecuente que otros sistemas de calefacción, incluyendo la limpieza periódica de cenizas y otros residuos generados durante la combustión.

2.4.2. AEROTERMIA

La aerotermia consiste en una solución renovable en el hogar que se basa en un ciclo termodinámico capaz de extraer la energía contenida en el aire para aportar refrigeración en el hogar en verano, calefacción en invierno y agua caliente sanitaria durante todo el año. [31]

Este sistema está compuesto por una unidad exterior y una interior, funcionando mediante una bomba de calor que utiliza el aire como fuente principal de energía y un circuito refrigerante. Su funcionamiento se representa en el esquema mostrado en la Figura 10.

En invierno, la bomba de calor capta la energía del aire exterior y la transfiere a un líquido refrigerante, elevando su temperatura hasta convertirlo en vapor. Este vapor pasa a compresor, donde su temperatura aumenta aún más antes de ceder el calor al sistema de calefacción de la vivienda. Posteriormente, el refrigerante se enfría y vuelve a su estado líquido pasando por una válvula de expansión y repitiendo nuevamente el ciclo. [32]

Durante el verano el proceso se invierte. El sistema extrae el calor del interior de la vivienda y lo transfiere al líquido refrigerante, que lo expulsa al exterior, permitiendo la refrigeración del hogar de manera sostenible. [32]

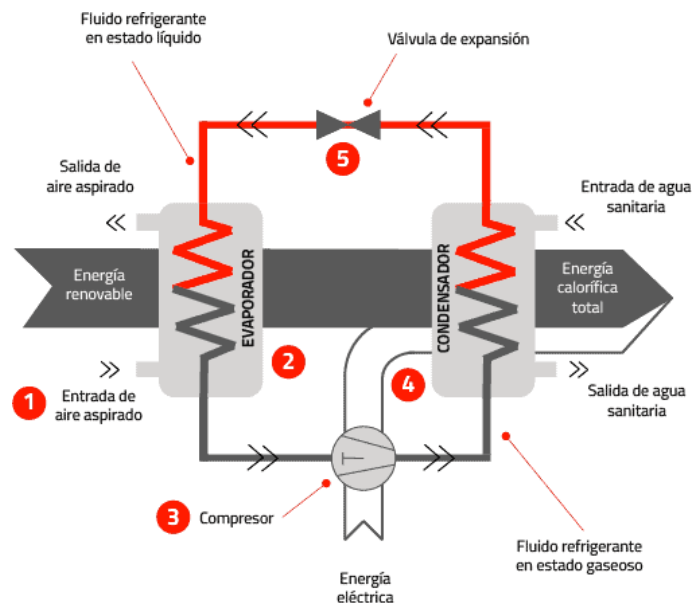


Figura 10: Esquema de funcionamiento de la aerotermia. [33]

Ventajas

La aerotermia ofrece numerosas ventajas como solución renovable en el hogar, siendo su alta eficiencia energética una de las más destacables. Puede alcanzar un COP de hasta 4, lo que quiere decir que por cada 1 KW de energía eléctrica consumido, el sistema genera hasta 4 KW de energía térmica, aprovechando el calor del aire para maximizar el rendimiento. [34]

Otra ventaja clave es su versatilidad, ya que mediante un único sistema es capaz de suministrar calefacción en invierno, refrigeración en verano y agua caliente sanitaria durante todo el año, adaptándose a las necesidades del hogar. [34]

Además, la aerotermia, al ser renovable, contribuye a la reducción de emisiones de CO₂ disminuyéndolas hasta un 80% en comparación con los métodos de calefacción convencionales al aprovechar la energía térmica del aire en lugar de depender de combustibles fósiles. [34]

Por último, la aerotermia requiere un bajo mantenimiento al no requerir combustión ni almacenamiento de combustible, y resulta compatible con otras fuentes de energía renovables, como la solar fotovoltaica, permitiendo reducir el consumo eléctrico casi a cero. [34]

Desventajas

A pesar de sus numerosas ventajas, la aerotermia presenta a su vez ciertos inconvenientes a considerar antes de proceder a su instalación

Una de sus principales desventajas es el espacio necesario para su implantación. Se requiere tanto un espacio en el exterior para la unidad externa, bien ventilada y libre de obstrucciones, así como uno interior para el intercambiador de calor y el acumulador de agua caliente sanitaria, pudiendo suponer un problema en hogares con espacio reducido. [34]

Otro aspecto a tener en cuenta es su elevado coste inicial tanto en la inversión de los equipos de aerotermia necesarios como por la sustitución y necesidad de adaptar los sistemas de calefacción preexistentes, especialmente en viviendas que no disponen de suelo radiante o radiadores de baja temperatura. [34]

Además, a parte de depender la aerotermia de la temperatura exterior y verse afectada su eficiencia por las condiciones climáticas, presenta limitaciones en climas con inviernos extremadamente fríos, donde su rendimiento se reduce considerablemente, pudiendo no ser una opción viable con temperaturas inferiores a los -20°C . [34]

2.4.3. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

La energía solar térmica es una fuente de energía renovable que aprovecha la radiación solar para generar calor, siendo utilizada principalmente para la producción de agua caliente sanitaria y, en algunos casos, como apoyo en sistemas de calefacción.

A pesar de existir sistemas solares térmicos pasivos, en los que no se requiere una instalación específica y son simplemente la orientación, diseño y materiales de la edificación de la vivienda los encargados de capturar y retener el sol, este apartado se centra en sistemas solares activos, donde una instalación concreta capta, almacena y distribuye la energía térmica en el hogar. [35]

El principio de funcionamiento de una instalación solar térmica activa se basa en dos circuitos interconectados mediante un intercambiador de calor, tal y como se muestra en el esquema de la Figura 11. El circuito primario consiste en unos captadores o colectores solares encargados de absorber la radiación solar, transformarla en energía térmica y transferírsela a un fluido caloportador, generalmente una mezcla de agua y anticongelante, que circula por su interior. Ese fluido posteriormente circula hacia un acumulador térmico, cediendo la energía térmica al agua acumulada, para posteriormente ser utilizada en el hogar, incluso cuando no hay radiación solar directa. Una vez cedido el calor, el fluido caloportador se enfría y regresa hacia los colectores solares para que el proceso comience de nuevo. [36]

Por otro lado, el circuito secundario se encarga de distribuir el agua caliente almacenada en el acumulador para su uso en agua caliente sanitaria o como soporte en sistemas de calefacción, ya sea mediante radiadores de baja temperatura o suelo radiante. [36]

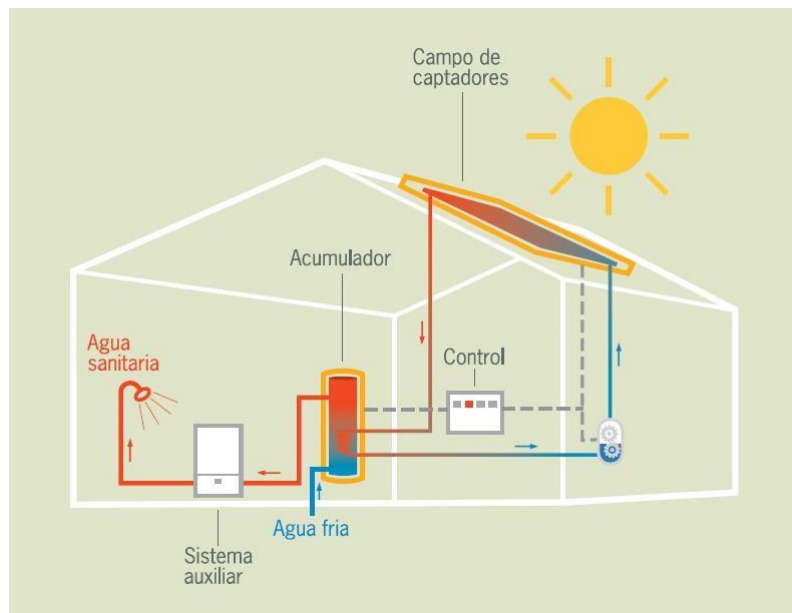


Figura 11: Esquema de funcionamiento de una instalación solar térmica. [37]

Ventajas

La energía solar térmica ofrece múltiples ventajas como alternativa renovable en el hogar. Una de sus principales fortalezas es su compatibilidad con sistemas de calefacción convencionales, tanto eléctricos como aquellos que utilizan combustibles fósiles, permitiendo su uso como fuente de apoyo para reducir el consumo energético. [35] Esta reducción en el uso de combustibles fósiles, como el gas natural o el gasoil, contribuye a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero y, por ende, a la reducción del impacto ambiental.

Además de sus beneficios ecológicos, la energía solar térmica favorece la independencia energética al disminuir la dependencia de la red eléctrica o del suministro de combustibles fósiles, proporcionando mayor estabilidad ante las fluctuaciones del mercado energético. [36]

Finalmente, otro aspecto destacable es su bajo mantenimiento, ya que estos sistemas están diseñados para ofrecer durabilidad y requieren simplemente revisiones periódicas para comprobar su correcto funcionamiento. [35]

Desventajas

Sin embargo, a pesar de las numerosas ventajas que ofrece la energía solar térmica, esta tecnología presenta ciertos inconvenientes que se deben considerar.

En primer lugar, los colectores solares térmicos no son totalmente eficientes, ya que, en el proceso de captación y transporte del calor, se producen pérdidas energéticas debido a su disipación en las tuberías y en el intercambiador de calor. [36]

Además, la energía solar térmica no consiste en una solución autosuficiente para la calefacción de una vivienda, sino que funciona como un sistema de apoyo, requiriendo contar con un sistema convencional de calefacción para garantizar confort térmico en todo momento, y suponiendo un alto coste de inversión.

Otro factor a tener en cuenta es el espacio necesario para la instalación, ya que esta tecnología no requiere simplemente de superficie en el tejado para la instalación de los captadores solares, sino también un espacio adicional para el acumulador de calor y poder almacenar la energía térmica y garantizar disponibilidad. [36]

Finalmente, el rendimiento de esta tecnología se ve directamente condicionado por la ubicación y las condiciones climáticas de la vivienda, teniendo en cuenta que su funcionamiento se basa en la radiación solar. En zonas con baja exposición solar, inviernos muy fríos o con frecuente nubosidad, la producción de energía térmica puede ser insuficiente, limitando su viabilidad y dificultando la justificación de la inversión inicial. [36]

2.4.4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una de las alternativas renovables más utilizadas actualmente, y consiste en convertir la radiación solar en electricidad mediante el denominado fenómeno fotovoltaico, permitiendo generar electricidad de manera sostenible para autoconsumo en el hogar.

A pesar de existir instalaciones solares fotovoltaicas aisladas, diseñadas para abastecer el consumo energético en zonas remotas donde el acceso a la red es limitado o incluso, inexistente, este apartado está centrado en las instalaciones conectadas a la red, permitiendo tanto consumir de la red cuando la energía solar es insuficiente como inyectar en caso de excedente. [38]

El funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico, mostrado en la Figura 12, comienza en los paneles solares, compuestos por células fotovoltaicas capaces de capturar la radiación solar y convertirla en corriente continua mediante el efecto fotovoltaico. Posteriormente, la corriente continua se dirige a un inversor, que se encarga de convertirla en corriente alterna, para poder alimentar los distintos electrodomésticos y dispositivos eléctricos del hogar.

Una vez convertida en corriente alterna, la energía es utilizada en el hogar según la demanda de los aparatos eléctricos. Dependiendo del tipo de instalación, el excedente de energía puede ser vertido a la red eléctrica en caso de generar más electricidad de la consumida en dicho momento o, si fuera necesario, extraer energía de la red cuando el consumo doméstico es mayor que la energía producida.

Además, existen instalaciones que incorporan baterías de almacenamiento, permitiendo guardar el exceso de energía cuando la producción es mayor que el consumo, y permitiendo su uso en momentos de baja radiación solar o durante la noche.

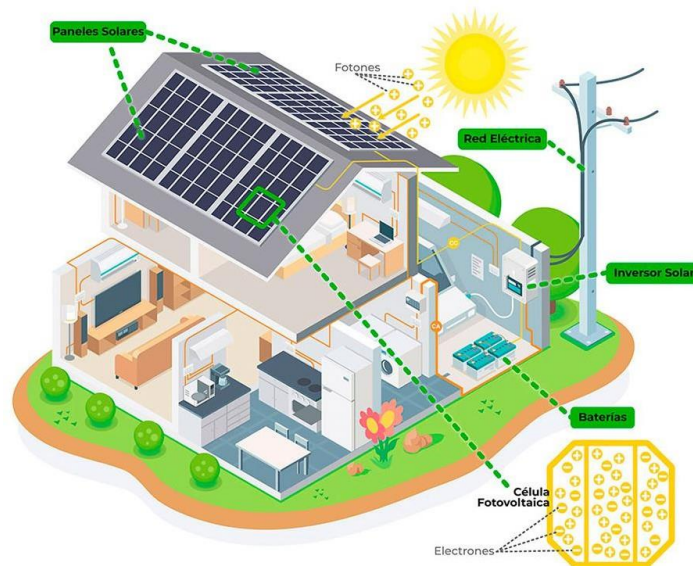


Figura 12: Esquema de funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica. [39]

Ventajas

Las instalaciones solares fotovoltaicas en el hogar ofrecen numerosas ventajas, lo que ha impulsado su crecimiento y adopción en los últimos años. Al tratarse de una fuente de energía limpia y renovable, su adopción contribuye a reducir la dependencia de la red eléctrica y, en consecuencia, de los combustibles fósiles, reduciendo considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero generadas.

Además, los paneles solares están compuestos principalmente de silicio, un material altamente abundante en la naturaleza, lo que no solo hace que su uso sea sostenible, sino que también favorece un proceso de fabricación con un menor impacto ambiental en comparación con otras fuentes de energía. [40]

Asimismo, para incentivar su adopción, muchos países han implementado una serie de subvenciones y bonificaciones fiscales, permitiendo que la inversión inicial sea más accesible para los usuarios. [40]

Por otra parte, los avances tecnológicos, la adopción masiva de esta tecnología, y la producción a gran escala de los paneles, ha generado una notable reducción en el coste de adquisición de estas instalaciones en los últimos años, facilitando aún más su adopción.

Finalmente, las instalaciones conectadas a la red con posibilidad de vertido de excedentes permiten a los usuarios recibir una compensación económica por esa energía vertida, contribuyendo aún más a la factura energética y mejorando la rentabilidad del sistema.[40]

Gracias a todos estos factores, aunque la instalación fotovoltaica suponga una inversión inicial considerable, su amortización es viable en pocos años, y a partir de ese momento es posible disfrutar de electricidad prácticamente gratuita durante el resto de la vida útil del sistema.

Desventajas

A pesar de las numerosas ventajas que ofrece la energía solar fotovoltaica, esta tecnología también presenta ciertas limitaciones importantes de considerar.

En primer lugar, aunque los avances tecnológicos han mejorado significativamente la eficiencia de los paneles solares en los últimos años, actualmente siguen teniendo un rendimiento relativamente bajo, de alrededor del 20%, siendo capaces de convertir a electricidad simplemente una cuarta parte de toda la radiación solar que reciben. [40]

Por otra parte, al ser una tecnología que depende únicamente de la radiación solar, su producción energética se ve afectada por la ubicación geográfica y la climatología. En zonas con nubosidad frecuente y baja exposición solar, la eficiencia del sistema disminuye considerablemente, limitando la viabilidad de esta fuente energética.

Finalmente, en la mayoría de los casos, una instalación fotovoltaica sigue requiriendo conexión a la red eléctrica para poder abastecer todas las necesidades energéticas de la vivienda y garantizar suministro continuo. Aunque es posible incorporar baterías de almacenamiento al sistema, estas suponen un coste adicional elevado que no resulta rentable en muchas ocasiones. [40]

2.4.5. JUSTIFICACIÓN

Tras el análisis comparativo de las principales fuentes de energía renovable aplicables al sector residencial, se ha optado por centrar el desarrollo de este proyecto en la energía solar fotovoltaica, al considerarse la opción más adecuada en términos de viabilidad técnica, económica, ambiental y de integración en una vivienda unifamiliar.

La instalación de paneles solares fotovoltaicos presenta una implantación sencilla, aprovechando superficies disponibles como la cubierta de la vivienda, sin requerir modificaciones estructurales significativas ni grandes espacios interiores, a diferencia de tecnologías como la biomasa o la aerotermia.

Desde un punto de vista económico, el descenso del precio de los paneles, las ayudas públicas y el sistema de compensación de excedentes permiten amortizar la inversión en pocos años. Además, su funcionamiento libre de emisiones y su bajo mantenimiento contribuyen tanto a la sostenibilidad ambiental como a la reducción del gasto energético a largo plazo.

Finalmente, el contexto normativo actual en España favorece el desarrollo del autoconsumo residencial, lo que refuerza la idoneidad de esta tecnología como solución energética eficiente, legalmente respaldada y socialmente incentivada.

Capítulo 3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1. RECURSO SOLAR

El Sol es una estrella situada en el centro del sistema solar, a unos 150 millones de kilómetros de la Tierra, y constituye la principal fuente de energía para nuestro planeta. Con un diámetro aproximado de 1,4 millones de kilómetros y compuesto mayoritariamente por hidrógeno y helio, alberga en su núcleo reacciones nucleares de fusión que generan enormes cantidades de energía. Esta energía se libera en forma de radiación electromagnética, propagándose por el espacio hasta alcanzar la Tierra. [41]

Gracias a esta radiación, es posible mantener las condiciones necesarias para la vida en la Tierra, así como aprovecharla mediante distintas tecnologías renovables. En particular, los sistemas solares fotovoltaicos se basan en la captación de dicha energía y su conversión directa en electricidad. Por este motivo, comprender el papel del Sol como fuente energética resulta fundamental para el desarrollo de cualquier proyecto fotovoltaico.

3.1.1. RADIACIÓN SOLAR

El Sol está compuesto principalmente por hidrógeno y helio, que representan aproximadamente el 98 % de su masa, en una proporción cercana al doble de hidrógeno que de helio. El 2 % restante corresponde a otros elementos como oxígeno, carbono, neón y hierro [42].

En su núcleo, donde las temperaturas alcanzan unos 15 millones de grados Celsius, los átomos de hidrógeno se mueven a velocidades extremadamente altas, colisionando entre sí y superando las fuerzas de repulsión electrostática. Este proceso da lugar a reacciones de fusión nuclear, en las que cuatro núcleos de hidrógeno se combinan para formar un núcleo de helio, cuya masa final es ligeramente menor que la masa inicial combinada. [43] La diferencia de masa se transforma en energía según la conocida ecuación de Einstein, $E = mc^2$. [44]

La energía generada en el núcleo solar se desplaza lentamente hacia el exterior del Sol atravesando varias capas internas. Durante este recorrido, los fotones colisionan constantemente con partículas de materia, siendo absorbidos y reemitidos en un proceso que modifica su energía y longitud de onda. Finalmente, al alcanzar la fotosfera, la capa externa del Sol, esta energía se libera al espacio exterior en forma de radiación electromagnética.

Esta radiación está compuesta por ondas de distinta longitud y frecuencia, cuyas combinaciones conforman el espectro electromagnético, mostrado en la Figura 13. Aunque este espectro es muy amplio, desde los rayos cósmicos hasta las ondas de radio, la mayor parte de la energía solar se concentra en tres bandas: ultravioleta (UV), visible e infrarroja (IR). [45]

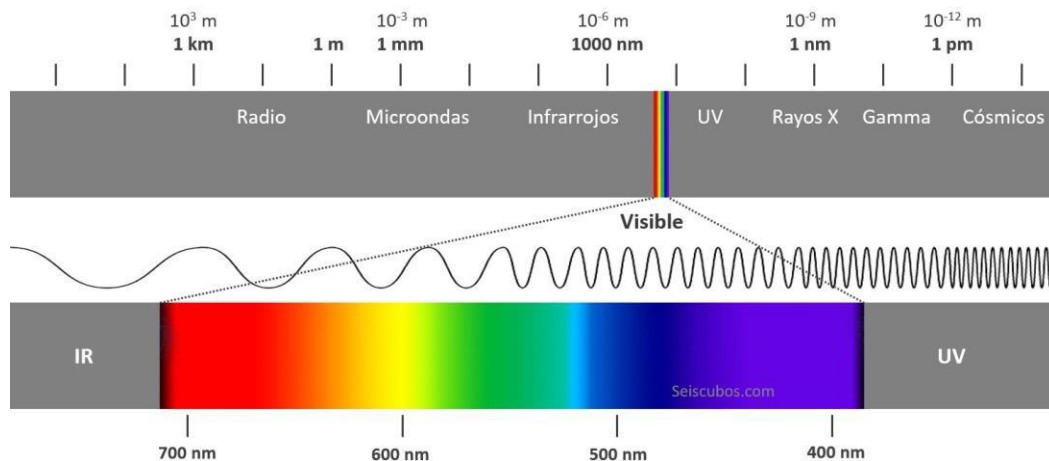


Figura 13: Espectro electromagnético y rango de radiación visible. [45]

En concreto, del total de la energía radiada por el Sol, aproximadamente el 49% corresponde a radiación infrarroja, la cual no es visible para el ojo humano, pero se percibe en forma de calor. Alrededor del 42% corresponde a radiación visible, responsable de la percepción de la luz y los colores. Por último, cerca del 8% corresponde a radiación ultravioleta, de mayor energía, y el 1% restante se emite en otras regiones del espectro, como los rayos X, rayos gamma y microondas. [46]

3.1.2. RADIACIÓN SOLAR EN LA TIERRA

Una vez emitida por el Sol, la radiación electromagnética debe atravesar las distintas capas de la atmósfera terrestre antes de alcanzar la superficie. Durante este trayecto, sufre diversos fenómenos físicos, como la dispersión por moléculas y partículas en suspensión, la absorción por gases como el ozono (O_3) o el vapor de agua (H_2O), y la reflexión por nubes y aerosoles. Estos procesos reducen la cantidad de energía solar que finalmente llega al suelo y alteran su distribución espectral. [47]

Como consecuencia de estas interacciones, la radiación solar que incide sobre una superficie terrestre puede clasificarse en los siguientes componentes:

- Radiación directa: aquella que proviene directamente del disco solar, sin haber sido desviada ni dispersada durante su paso por la atmósfera. [48]
- Radiación difusa: es la radiación que ha sido dispersada en la atmósfera, alcanzando la superficie terrestre desde múltiples direcciones. Se presenta especialmente en días nublados o con elevada turbidez atmosférica. [48]
- Radiación reflejada: aquella que, tras incidir sobre una superficie es reflejada hacia otras superficies receptoras. [48]
- Radiación global: es la suma de la radiación directa y difusa sobre una superficie horizontal. Es el parámetro más utilizado en el análisis del recurso solar y en el dimensionado de sistemas fotovoltaicos.[48]

En la Figura 14 se muestra una comparación entre la distribución teórica de la radiación solar, idealizada como la de un cuerpo negro a 5.900 K, el espectro solar en la parte superior de la atmósfera y el espectro que finalmente alcanza la superficie terrestre. Las diferencias entre estos espectros se deben principalmente a los procesos de absorción y dispersión que ocurren al atravesar la atmósfera, provocando una atenuación de la radiación en determinadas longitudes de onda, especialmente en las regiones ultravioleta e infrarroja, debido a la acción de gases como el ozono, el vapor de agua y el dióxido de carbono.

Por este motivo, las longitudes de onda comprendidas entre 290 y 2.500 nanómetros son las más relevantes en aplicaciones fotovoltaicas terrestres, ya que concentran la mayor parte de la energía útil que logra atravesar la atmósfera. [45]

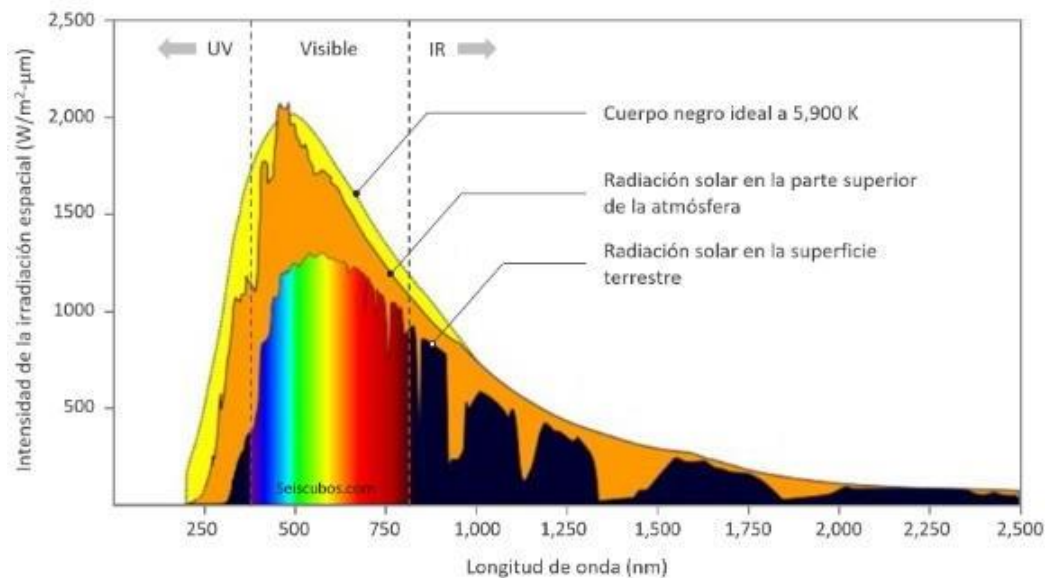


Figura 14: Espectro de radiación solar y su interacción con la atmósfera. [45]

3.1.3. CONDICIONANTES DE LA RADIACIÓN

Sin embargo, no todos los puntos de la Tierra reciben la misma radiación solar, y existen una serie de variables que condicionan la cantidad de energía solar disponible en cada región. Los principales factores que influyen en la distribución del recurso solar son los siguientes:

- **Latitud geográfica:** determina el ángulo con el que inciden los rayos solares sobre la superficie terrestre. En zonas cercanas al ecuador, la radiación es más perpendicular y se concentra en menor área, aumentando la intensidad. En latitudes altas, el ángulo es más oblicuo y la energía se reparte en mayor superficie, reduciendo la irradiancia. [49]
- **Inclinación del eje terrestre:** la inclinación de $23,5^\circ$ provoca que a lo largo del año diferentes regiones del planeta reciban distinta cantidad de radiación solar. En verano, el hemisferio inclinado hacia el Sol recibe rayos más directos y días más

largos, aumentando la irradiancia. En invierno, ocurre lo contrario: menos radiación y jornadas más cortas. Este efecto origina las estaciones del año. [50]

- Distancia Tierra- Sol: la órbita terrestre es elíptica, por lo que la distancia al Sol varía a lo largo del año. En el perihelio (enero) la Tierra está más cerca, y en el afelio (julio), más lejos. Esta diferencia provoca una ligera variación en la radiación solar recibida, aunque su efecto es pequeño en comparación con otros factores. [51]
- Condiciones climáticas: la nubosidad, la lluvia y la niebla actúan como barrera que atenúa la radiación solar directa, provocando fenómenos como la dispersión, la reflexión o la absorción. En días nublados o con alta humedad, disminuye la irradiancia directa y aumenta la proporción de radiación difusa. [52]
- Contaminación atmosférica: la presencia de contaminantes como partículas en suspensión y aerosoles reduce la radiación solar que alcanza la superficie terrestre. Estos elementos pueden absorber parte de la energía y dispersar el resto, disminuyendo tanto la irradiancia directa como la global. [52]
- Altitud: dado que la atmósfera actúa como un filtro natural para la radiación solar, en zonas más elevadas la capa atmosférica que deben atravesar los rayos solares es menor. Esto reduce las pérdidas por absorción y dispersión, lo que se traduce en una mayor proporción de radiación directa. [53]
- Orografía y obstáculos: elementos como edificios, árboles o montañas pueden bloquear la radiación solar directa al generar sombras sobre la superficie receptora. En esas zonas sombreadas solo se recibe radiación difusa, lo que reduce notablemente la irradiancia global disponible. [54]

Esta variabilidad de la radiación solar en función de las condiciones geográficas, atmosféricas y climáticas puede observarse claramente en la Figura 15, que representa la irradiancia solar global horizontal media anual en Europa. Se aprecia cómo las regiones del sur del continente, especialmente España, Italia y Grecia, presentan valores muy elevados, con más de 1.700–1.900 kWh/m²·año, mientras que el norte de Europa apenas supera los 1.000 kWh/m²·año.

En el caso concreto de Madrid, la irradiación media global anual se sitúa en torno a los 1.700 kWh/m²·año, lo que, unido a su latitud media, clima seco, baja nubosidad y altitud elevada, la convierte en un emplazamiento especialmente favorable para la implantación de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

Aunque existen regiones del planeta con una mayor radiación solar, como el norte de África o la península Arábiga, España se encuentra entre los países europeos con mayor recurso solar disponible, lo que justifica su enorme potencial en el aprovechamiento de la energía solar.

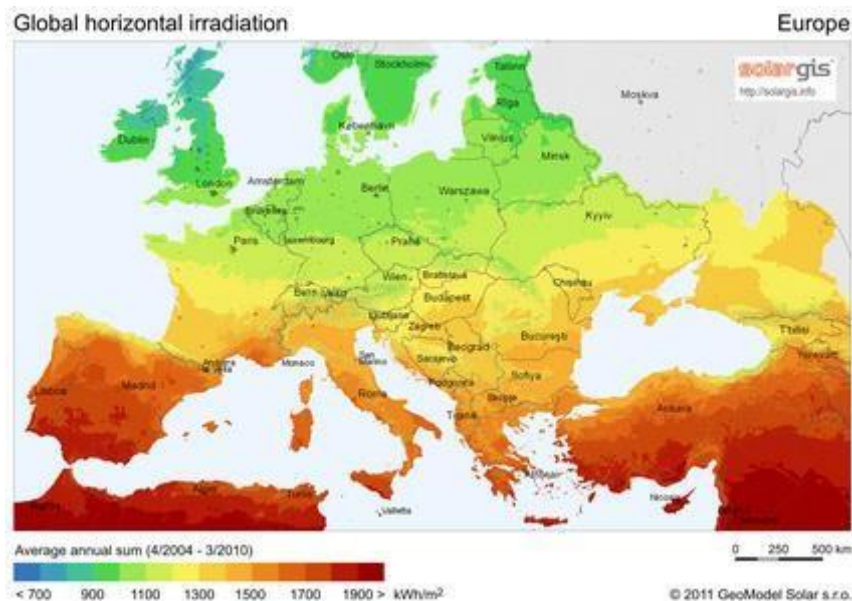


Figura 15: Mapa de irradiación solar horizontal global en Europa. [55]

3.2. PRINCIPIOS BÁSICOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.2.1. TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

En términos generales, las instalaciones solares fotovoltaicas pueden clasificarse en dos grandes grupos: conectadas a la red eléctrica y aisladas, en función de si tienen acceso o no a la red de distribución eléctrica convencional. [56]

Las instalaciones conectadas a la red eléctrica son aquellas que funcionan en paralelo con la red eléctrica. La energía generada por los paneles solares se utiliza prioritariamente para cubrir el consumo de la vivienda. Si en algún momento la producción no es suficiente, el sistema toma automáticamente la energía restante de la red. Por el contrario, si se genera un excedente, este puede volcarse a la red en función de la modalidad de autoconsumo elegida. [56]

Las instalaciones conectadas pueden dividirse en dos variantes principales:

- Instalaciones conectadas sin baterías, cuyo esquema se muestra en la Figura 16.

En este tipo de configuración, la energía generada por los paneles en forma de corriente continua (CC) se transforma en corriente alterna (CA) mediante un inversor, para que pueda ser utilizada por los aparatos eléctricos del hogar.

Cuando la producción solar no cubre la demanda, como en días nublados o durante la noche, el sistema recurre automáticamente a la red eléctrica.

Si se produce más energía de la que se consume en ese momento, el excedente puede ser inyectado a la red, dependiendo de la modalidad de autoconsumo establecida.

Este tipo de instalación es el más común por su menor coste, simplicidad técnica y rápida amortización, especialmente en viviendas y pequeñas empresas.

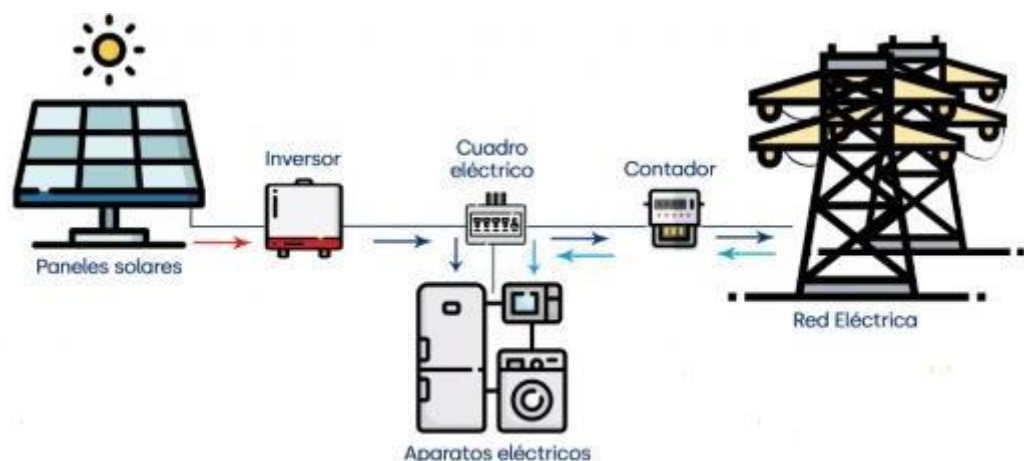


Figura 16: Esquema básico de una instalación fotovoltaica conectada a red sin batería.[56]

- Instalaciones conectadas con baterías, cuyo esquema se muestra en la Figura 17.

En esta configuración, además del autoconsumo directo, es posible almacenar el excedente de energía en un sistema de baterías. Cuando la demanda es mayor que la generación, la instalación puede recurrir a la energía almacenada, y si tampoco fuera suficiente, a la red eléctrica.

El inversor utilizado suele ser híbrido (inversor/cargador), permitiendo tanto la conversión de corriente como la gestión de carga y descarga del sistema de almacenamiento.

Dependiendo de la configuración y de la modalidad de autoconsumo elegida, el sistema puede o no verter excedentes a la red. Esta opción ofrece una mayor independencia energética, aunque requiere una inversión inicial más elevada.

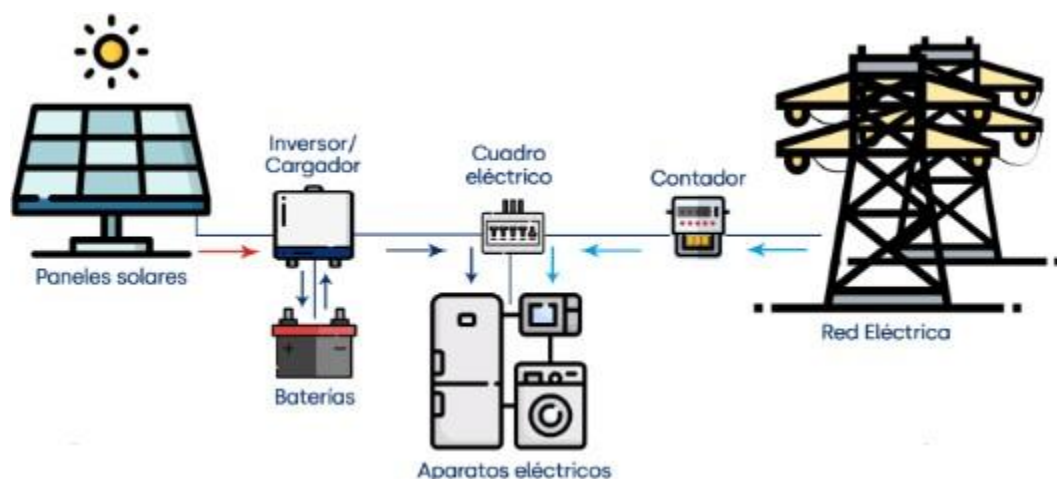


Figura 17: Esquema básico de una instalación fotovoltaica conectada a red con batería.[56]

En ambos tipos de instalaciones conectadas a red, se instala un contador que permite registrar los flujos de energía. Este puede ser bidireccional, si se permite el vertido de excedentes a la red, o unidireccional, si solo se mide el consumo desde la red y no se realiza inyección.

Las instalaciones aisladas, cuyo esquema se representa en la Figura 18, son sistemas completamente independientes de la red eléctrica. Toda la energía consumida debe generarse localmente mediante los paneles solares y almacenarse en baterías para cubrir los momentos de baja o nula radiación solar. [56]

En este caso, el funcionamiento es similar al de una instalación conectada con baterías, pero sin el respaldo de la red eléctrica. Por ello, estas instalaciones suelen incorporar un grupo electrógeno que actúa como fuente de energía auxiliar en situaciones de emergencia, cuando no hay suficiente producción solar ni energía almacenada. Este grupo electrógeno no se carga, sino que genera energía de forma autónoma, y entra en funcionamiento solo si es estrictamente necesario. [56]

Dado que no existe conexión a red, tampoco hay contador de energía. Estas instalaciones se utilizan en viviendas rurales, explotaciones agrícolas u otras ubicaciones donde la conexión a la red no es viable técnica o económicamente.

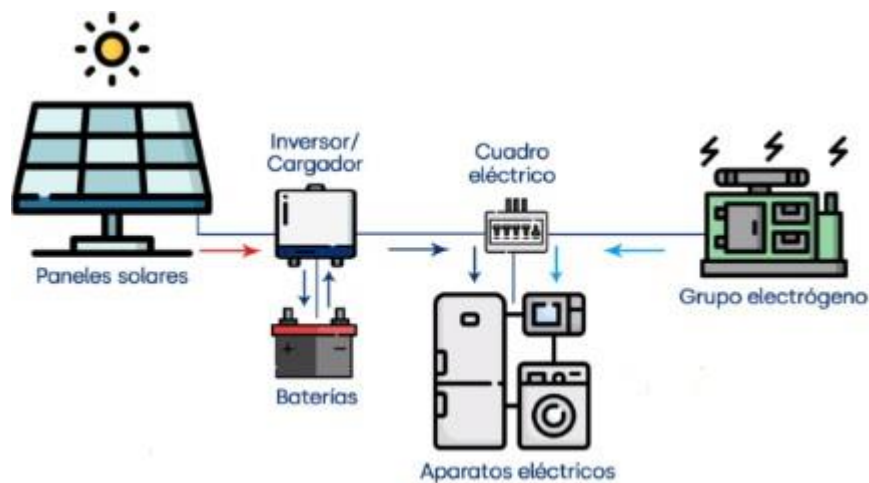


Figura 18: Esquema básico de una instalación fotovoltaica aislada.[56]

3.2.2. COMPONENTES

En este apartado se describen los principales componentes que conforman una instalación solar fotovoltaica: los paneles fotovoltaicos, el inversor, las posibles baterías de almacenamiento, el contador eléctrico y las protecciones.

3.2.2.1. PANEL FOTOVOLTAICO

El panel solar fotovoltaico es el componente fundamental de cualquier instalación, ya que es donde tiene lugar el proceso de conversión de la energía solar en electricidad, a través del denominado efecto fotovoltaico. Este fenómeno se produce en el interior de las células solares, que constituyen el núcleo del panel. Sin embargo, para asegurar su funcionamiento eficiente y duradero, estas células se integran dentro de una estructura multicapa que proporciona protección mecánica, aislamiento y estabilidad frente a las condiciones ambientales.

En la Figura 19 se muestra la estructura típica de un panel fotovoltaico, donde se identifican los siguientes elementos principales:

- Marco: normalmente fabricado con aluminio, proporciona rigidez estructural al conjunto del panel y lo protege frente a deformaciones mecánicas. Además, facilita su instalación en estructuras de soporte y es resistente a la corrosión. [57]
- Vidrio templado: se trata de una lámina de gran resistencia, generalmente de unos 3-4 mm de espesor, que protege las células frente a impactos, agua, suciedad y otras agresiones externas. Este vidrio es transparente y presenta una alta transmitancia óptica, permitiendo el paso eficiente de la radiación solar hacia el interior. [57]
- Encapsulante (EVA): el etileno-vinil-acetato es un material plástico que se coloca tanto por encima como por debajo de las células solares. Durante el proceso de fabricación, se aplica calor y presión al conjunto, lo que hace que el EVA se ablande y se adhiera a las demás capas, formando una película protectora. Esta capa sella herméticamente las células, evitando la entrada de humedad o aire, y al mismo tiempo permite el paso de la radiación solar. [57]
- Células solares: son los dispositivos encargados de convertir la radiación solar en electricidad. Están fabricadas normalmente con silicio y dispuestas en serie-paralelo para formar cadenas que determinan la potencia del módulo. [57]
- Cubierta posterior: es la capa que se encuentra en la parte trasera del panel, generalmente fabricada con materiales polímeros multicapa. Su función principal es

proteger las células solares y el resto del módulo frente a la humedad, el polvo y los daños mecánicos. Además, bloquea parcialmente la radiación ultravioleta, ayudando a preservar la integridad de los materiales encapsulantes y las conexiones internas a lo largo del tiempo. También proporciona aislamiento eléctrico y contribuye a la durabilidad y seguridad del conjunto. [57]

- Caja de conexión: ubicada también en la parte posterior, es el punto donde se recogen las conexiones eléctricas de las células. Incluye terminales para el cableado exterior y diodos de derivación, que protegen al panel frente a pérdidas por sombreado parcial o fallos en algunas células. [57]

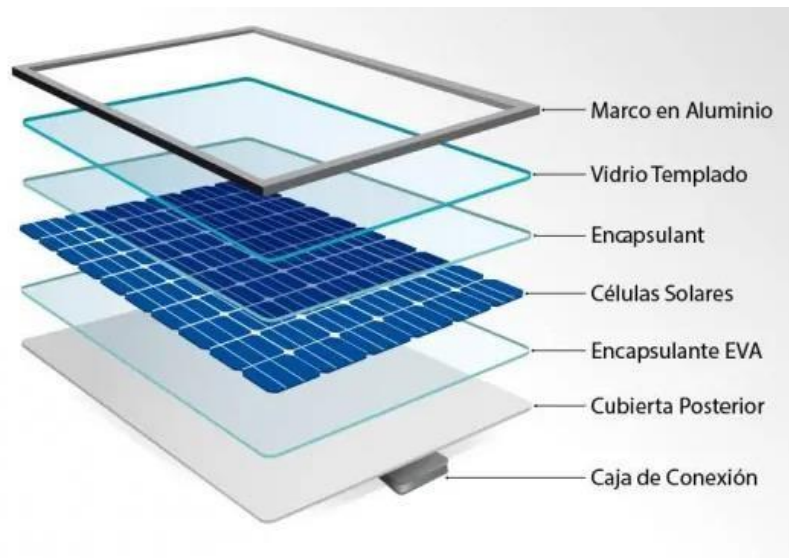


Figura 19: Estructura de un panel fotovoltaico. [57]

Además de su compleja estructura, los módulos fotovoltaicos no siempre operan en condiciones ideales, y existen una serie de pérdidas que afectan negativamente a su rendimiento real y hacen que el sistema trabaje por debajo de su punto nominal. Entre los factores más relevantes se encuentran:

- La disminución de la irradiancia disponible en situaciones de nubosidad, inclinación desfavorable o sombreado parcial.
- El aumento excesivo de la temperatura, que reduce la eficiencia de conversión de las células solares.

- La acumulación de suciedad, polvo o partículas sobre la superficie del vidrio, que disminuyen la cantidad de radiación que alcanza las células.

Además de estas pérdidas operativas, cabe destacar que los módulos fotovoltaicos presentan una tasa de degradación anual, por la cual su eficiencia disminuye progresivamente con el tiempo. Este envejecimiento se traduce en una menor capacidad de generación a medida que avanza la vida útil del sistema, siendo un factor importante a tener en cuenta en el análisis económico y energético a largo plazo.

3.2.2.2. CÉLULA SOLAR O FOTOVOLTAICA

Como se ha comentado previamente, los paneles solares fotovoltaicos están formados por múltiples células fotovoltaicas conectadas entre sí. Estas células constituyen la unidad básica de conversión de energía, ya que es en su interior donde tiene lugar el efecto fotovoltaico, es decir, la transformación directa de la radiación solar en electricidad.

Cada célula fotovoltaica está formada por dos capas de silicio, un material semiconductor que, aunque en estado puro presenta una conductividad limitada, adquiere propiedades eléctricas útiles cuando se le añaden pequeñas impurezas. Este proceso se conoce como dopaje, y permite crear dos tipos distintos de silicio:

- Silicio tipo N (negativo): se obtiene dopando el silicio con elementos como fósforo, arsénico o antimonio, que tienen cinco electrones en su capa de valencia (uno más que el silicio). Al formar enlaces con los átomos de silicio, queda un electrón libre, que puede moverse fácilmente, dotando a la capa de una alta concentración de portadores de carga negativos (electrones). [58]
- Silicio tipo P (positivo): se forma dopando el silicio con elementos como boro, galio o indio, que tienen solo tres electrones en su capa externa (uno menos que el silicio). Esto deja un "hueco" o ausencia de electrón en la red cristalina, que actúa como un portador de carga positiva. [58]

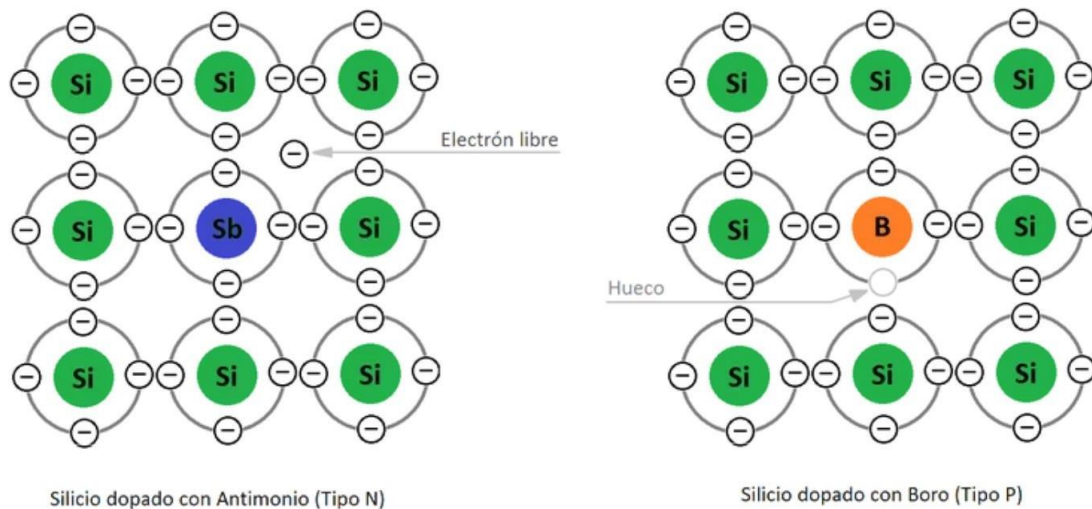


Figura 20: Estructura atómica del silicio dopado tipo N y tipo P. [58]

Estas dos capas dopadas, tipo N y tipo P, se colocan en contacto formando una unión P-N, que constituye el núcleo de la célula fotovoltaica. En el momento en que ambas capas se unen, se produce una migración natural de electrones desde la zona N, donde hay exceso de electrones libres, hacia la zona P, donde hay huecos o carencia de electrones. Este movimiento genera una zona de carga negativa en la región P y una zona de carga positiva en la región N, dando lugar a un campo eléctrico interno orientado de la capa N hacia la capa P. [58]

Como muestra el esquema de la Figura 21, cuando la radiación solar incide sobre la célula, los fotones que componen la luz transfieren su energía a los electrones del material semiconductor. Si la energía del fotón es suficiente, puede romper el enlace de un electrón, liberándolo y generando un par electrón-hueco. [58]

El campo eléctrico de la unión P-N separa las cargas generadas: el electrón es empujado hacia la capa N y el hueco hacia la capa P. Si se conecta un circuito externo entre ambas capas, los electrones fluyen a través de él desde la capa N hasta la P, generando así una corriente eléctrica continua (CC). Esta corriente puede ser utilizada para alimentar dispositivos eléctricos o almacenarse para su uso posterior. [58]

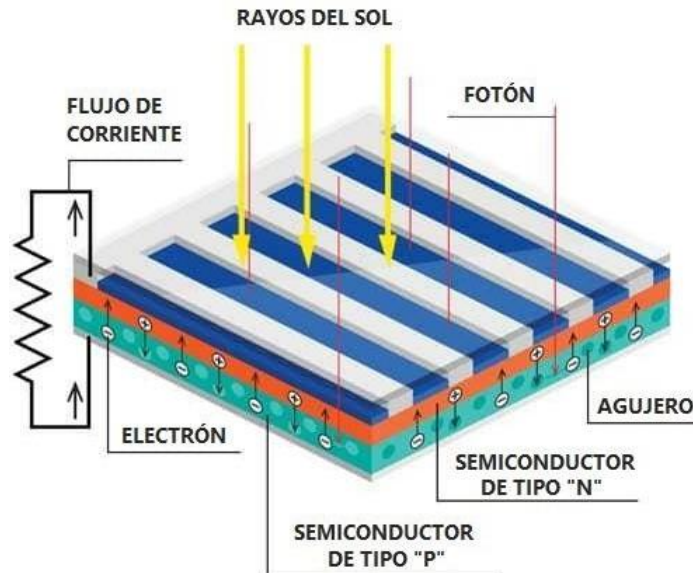


Figura 21: Generación de corriente eléctrica en una célula fotovoltaica mediante la unión PN. [59]

Cabe mencionar que existen distintos tipos de células fotovoltaicas, siendo las más comunes las monocristalinas y policristalinas, ambas fabricadas a partir de silicio.

Las células monocristalinas se elaboran a partir de un único cristal de silicio de alta pureza, lo que les proporciona un mayor rendimiento y eficiencia, especialmente en espacios reducidos o condiciones de baja irradiación. [60]

Por el contrario, las células policristalinas están compuestas por múltiples cristales de silicio, lo que abarata su fabricación, aunque a costa de una ligera disminución en la eficiencia. [60] También existen las llamadas células de película delgada, que emplean materiales semiconductores distintos al silicio cristalino. Estas tecnologías permiten fabricar módulos más ligeros y flexibles, lo que facilita su integración en superficies curvas o arquitectónicas. No obstante, su eficiencia de conversión suele ser inferior a la de las células de silicio tradicionales. [60]

3.2.2.3. INVERSOR

El inversor es un componente esencial en cualquier instalación solar fotovoltaica, ya que se encarga de transformar la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA), que es la forma de electricidad utilizada por los electrodomésticos y dispositivos electrónicos. Además, en instalaciones conectadas a la red, también permite verter a la red eléctrica el excedente de energía generado.

Dependiendo de la forma de onda que genere el inversor, se distingue típicamente entre onda cuadrada, onda senoidal modificada y onda senoidal pura. Sin embargo, para instalaciones fotovoltaicas residenciales, se utilizan exclusivamente inversores de onda senoidal pura, ya que son los únicos que reproducen con precisión la señal eléctrica convencional de la red (230 V y 50 Hz), garantizando el correcto funcionamiento y la seguridad de los equipos conectados. [61]

El proceso de conversión de CC a CA en un inversor de onda pura consta de tres etapas fundamentales:

- Etapa de conmutación: la corriente continua se interrumpe y cambia de sentido mediante interruptores electrónicos (generalmente transistores), generando una onda cuadrada. [62]
- Etapa de modulación por ancho de pulso (PWM): se aplica una técnica de conmutación a alta frecuencia que permite formar una onda senoidal escalonada más próxima a una señal alterna real. [62]
- Etapa de filtrado y adaptación: mediante filtros electrónicos, se suaviza la forma de onda hasta obtener una onda senoidal pura, ajustando además la tensión y la frecuencia de salida para igualarlas a las de la red eléctrica. [62]

En la Figura 22 se representan las tres formas de onda que se puede generar utilizando un inversor, permitiendo visualizar a su vez las diferencias y comprender cómo evoluciona la señal a lo largo del proceso de conversión.

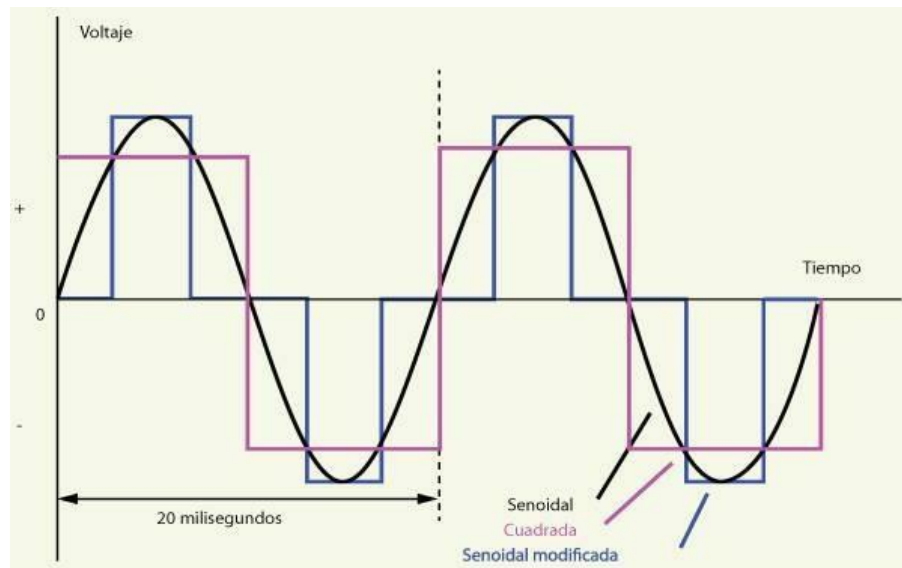


Figura 22: Evolución de la forma de onda de salida en un inversor. [61]

Además, en función del tipo de instalación, la tecnología empleada y las funcionalidades requeridas, existen diferentes tipos de inversores solares. A continuación, se describen los más habituales:

- Inversores de cadena (string): En esta configuración, varios paneles fotovoltaicos se conectan en serie formando cadenas, todas ellas conectadas a un único inversor central. Es el tipo más común en instalaciones residenciales. Son adecuados para cubiertas con una única orientación y sin sombras, ya que el rendimiento de toda la cadena depende del panel con menor producción. [63]
- Inversores de cadena con optimizadores de potencia: Cada panel incorpora un optimizador que permite gestionar de forma individual su rendimiento. Aunque la energía fluye hacia un inversor central, los optimizadores reducen el impacto de las sombras parciales, aumentan la eficiencia global y permiten una monitorización panel a panel. [63]
- Microinversores: Son pequeños inversores que se instalan directamente en cada panel solar, permitiendo que cada uno funcione de forma independiente. Esta configuración elimina las pérdidas debidas a sombras o suciedad localizada y es ideal

para tejados con diferentes orientaciones o con obstáculos. Además, ofrecen monitorización individualizada. [63]

- Inversores aislados: Utilizados en sistemas que no están conectados a la red eléctrica. Su función es convertir la energía generada por los paneles en alterna para el consumo directo o para cargar baterías, siendo fundamentales en zonas sin acceso a la red. [63]
- Inversores híbridos: Combinan la capacidad de conexión a la red con el almacenamiento en baterías. Permiten gestionar el autoconsumo, almacenar los excedentes para su uso posterior y consumir energía de la red cuando sea necesario. [63]

Además, los inversores fotovoltaicos modernos incorporan tecnología MPPT (Maximum Power Point Tracking), que permite optimizar el rendimiento del sistema. Esta tecnología localiza en tiempo real el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos y ajusta continuamente su punto de operación, adaptando la tensión y la corriente de salida a los valores óptimos para maximizar la generación de energía. [64]

3.2.2.4. BATERÍA

Las baterías son dispositivos empleados en instalaciones fotovoltaicas para almacenar el excedente de energía eléctrica generado por los paneles solares. Esta energía, inicialmente en forma de corriente continua, se transforma en energía química durante el proceso de carga, y se libera nuevamente como electricidad durante la descarga, permitiendo así cubrir consumos en periodos sin generación solar.

El esquema general del funcionamiento de una batería queda mostrado en la Figura 23. Las baterías están compuestas por dos electrodos: el ánodo (electrodo negativo) y el cátodo (electrodo positivo), separados por un medio conductor llamado electrolito, que permite el movimiento de iones, mientras que los electrones fluyen a través del circuito externo que conecta ambos electrodos. [65]

Durante el proceso de carga, impulsado por el propio sistema fotovoltaico, tiene lugar una reacción química no espontánea: los electrones son forzados a circular desde el cátodo hacia el ánodo a través del circuito externo, mientras que en el interior de la batería se producen reacciones de oxidación-reducción (redox) que permiten almacenar la energía en forma química. [65]

Durante la descarga, la batería libera la energía previamente almacenada de forma espontánea. Las reacciones químicas internas hacen que los electrones fluyan desde el ánodo hacia el cátodo a través del circuito externo, generando una corriente eléctrica continua que puede utilizarse para alimentar los dispositivos conectados. Este ciclo de carga y descarga es reversible, lo que permite que la batería pueda ser utilizada de manera repetida a lo largo de su vida útil. [65]

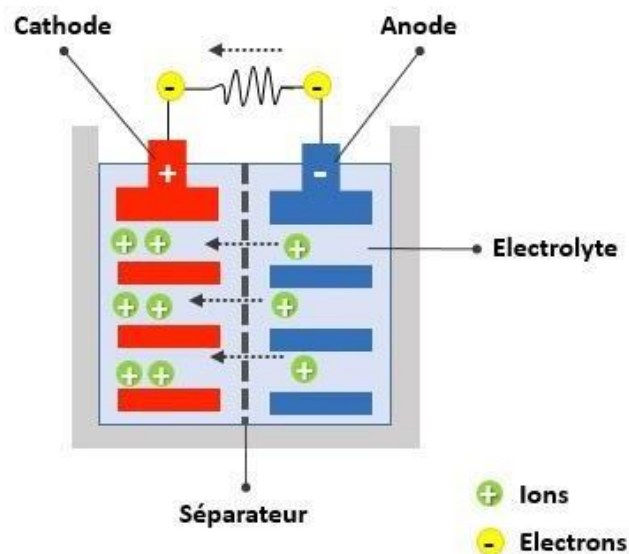


Figura 23: esquema de funcionamiento general de una batería. [66]

A la hora de dimensionar una instalación fotovoltaica y seleccionar una batería adecuada para su correcto funcionamiento, es fundamental tener en cuenta una serie de parámetros que determinan su rendimiento, capacidad de almacenamiento y durabilidad:

- **Capacidad:** Representa la cantidad total de energía que la batería puede almacenar. Puede expresarse en amperios-hora (Ah) o en kilovatios-hora (kWh), y debe elegirse en función del consumo energético previsto y de los periodos de autonomía deseados. [67]
- **Profundidad de descarga (DoD):** Indica el porcentaje de energía almacenada que puede utilizarse en cada ciclo sin comprometer la vida útil de la batería. Cuanto mayor sea la DoD, mayor será la parte útil de la batería. [67]
- **Vida útil:** Se mide generalmente en ciclos de carga y descarga completos, y refleja la durabilidad de la batería antes de que su capacidad se reduzca significativamente. Está directamente relacionada con el tipo de tecnología y con la profundidad de descarga habitual. [67]
- **Eficiencia energética:** Es la relación entre la energía que se introduce durante la carga y la que se recupera en la descarga. Un valor elevado implica menores pérdidas energéticas y un uso más eficiente del sistema. [67]

Finalmente, existen diversas tecnologías de baterías empleadas en instalaciones fotovoltaicas, cada una con características particulares que condicionan su rendimiento, coste, mantenimiento y vida útil. La elección del tipo más adecuado dependerá de factores como el presupuesto disponible, el perfil de consumo energético, el espacio físico y la necesidad de autonomía. A continuación, se describen las más comunes:

- **Baterías de plomo-ácido abiertas:** Son una opción económica y ampliamente utilizada en instalaciones aisladas con pequeños consumos. Su tecnología es sencilla y fiable, pero presentan una vida útil limitada y una baja tolerancia a descargas profundas. Requieren un mantenimiento regular y una adecuada ventilación. [68]
- **Baterías AGM:** Este tipo de baterías no requieren mantenimiento. Aunque su vida útil es algo menor que la de otras tecnologías más avanzadas, ofrecen buena resistencia a vibraciones, bajo riesgo de fugas y una instalación sencilla. Son apropiadas para sistemas con ciclos de descarga moderados. [68]

- Baterías de gel: Soportan mejor las descargas profundas, prolongando su vida útil. Son también baterías selladas y sin mantenimiento, adecuadas para instalaciones residenciales con consumo bajo o moderado. [68]
- Baterías estacionarias: Diseñadas para ciclos de carga y descarga diarios, estas baterías ofrecen gran robustez, fiabilidad y una larga vida útil. Están indicadas para consumos medios y altos, como viviendas grandes o instalaciones aisladas con alta demanda energética. Su coste es más elevado, pero compensan con una excelente durabilidad y estabilidad operativa. [68]
- Baterías de litio: Representan la tecnología más avanzada del mercado. Ofrecen una alta densidad energética, una vida útil muy prolongada y excelente comportamiento frente a descargas profundas. Además, son ligeras, compactas, no requieren mantenimiento y soportan elevadas corrientes de carga y descarga. Su principal desventaja es el coste inicial más alto, aunque se compensa con el rendimiento a largo plazo, siendo cada vez más comunes en el ámbito residencial. [68]

3.2.2.5. CONTADOR

El contador eléctrico es el dispositivo encargado de medir la energía intercambiada con la red, y, por tanto, únicamente es necesario en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica. Su función principal es registrar el consumo de electricidad desde la red y, en su caso, la energía que se vierte a ella.

En función de la modalidad de autoconsumo elegida, se utilizan distintos tipos de contador:

- Contador unidireccional: mide exclusivamente la energía consumida desde la red. Es el tipo empleado en instalaciones de autoconsumo sin excedentes, donde no se permite verter energía a la red. [69]
- Contador bidireccional: permite registrar tanto la energía importada desde la red como la energía excedente que se inyecta a ella. Es fundamental en las modalidades de autoconsumo con compensación de excedentes, ya que proporciona la información necesaria para calcular la energía vertida y aplicar la correspondiente compensación económica. [69]

3.2.2.6. CABLEADO Y PROTECCIONES

El cableado y los sistemas de protección son elementos imprescindibles en cualquier instalación fotovoltaica, ya que garantizan su correcto funcionamiento y la seguridad tanto de los equipos como de las personas.

El **cableado** conecta entre sí todos los componentes de la instalación (paneles, inversor, baterías, red eléctrica o consumos) y debe estar correctamente dimensionado para soportar las intensidades de corriente previstas, así como las condiciones ambientales a las que estará expuesto.

Por su parte, las **protecciones eléctricas** resultan esenciales para evitar fallos en el sistema provocados por sobreintensidades, cortocircuitos o sobretensiones. Para ello, se emplean distintos dispositivos, entre los que se incluyen:

- Fusibles e interruptores magnetotérmicos, para proteger frente a sobrecargas y cortocircuitos. [70]
- Seccionadores, que permiten aislar partes de la instalación de forma segura durante tareas de mantenimiento o emergencias. [70]
- Protecciones contra sobretensiones (PCS), que protegen frente a descargas eléctricas, especialmente en zonas expuestas a tormentas. [70]

El diseño y dimensionado tanto del cableado como de las protecciones debe seguir lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), asegurando el cumplimiento normativo y la seguridad del sistema.

3.3. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

3.3.1. EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN EN ESPAÑA

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha registrado un crecimiento notable en España, impulsado por una combinación de factores estructurales, entre los que destacan la progresiva reducción de los costes tecnológicos, un marco regulatorio cada vez más

favorable, la simplificación de los procedimientos administrativos y una creciente sensibilidad social hacia la transición energética.

A este contexto estructural, se han sumado otros factores circunstanciales que han acelerado la expansión del autoconsumo en momentos determinados, como sucedió en 2022, año en el que se alcanzaron cifras récord de nueva potencia instalada. Este auge respondió, fundamentalmente, al encarecimiento del precio de la electricidad y a la disponibilidad de incentivos públicos procedentes de los fondos europeos. Esta evolución se refleja en la Figura 24, que muestra el incremento acumulado de potencia solar fotovoltaica de autoconsumo en España. [71] En 2022 se incorporaron 2649 MW de nueva potencia, mientras que en 2023 y 2024 el ritmo de expansión se moderó, aunque manteniéndose por encima de los niveles registrados en 2021, lo que refleja una consolidación del sector tras un pico impulsado por condiciones excepcionales.

En cuanto a la distribución sectorial, el ámbito industrial ha mantenido su papel protagonista, concentrando la mayor parte de la nueva potencia instalada. Este comportamiento responde, en buena medida, al interés de las empresas por reducir su exposición a la volatilidad de los precios energéticos.

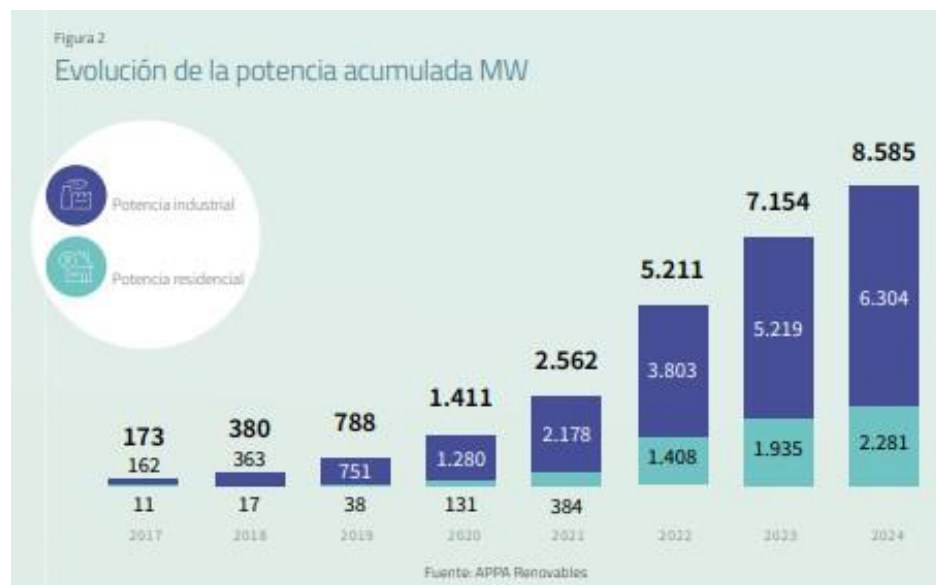


Figura 24: Evolución de la potencia acumulada de autoconsumo fotovoltaico en España. [72]

Por otra parte, la Figura 25 presenta una estimación de la distribución territorial de esta potencia instalada de autoconsumo en España. Como se observa, esta no es uniforme, ya que existen disparidades significativas entre comunidades autónomas condicionadas por múltiples factores. Entre los más determinantes se encuentran la agilidad administrativa, la gestión de subvenciones y deducciones fiscales, así como otras variables estructurales como el recurso solar disponible, el nivel de renta, la densidad de población, el grado de industrialización o la proporción de viviendas unifamiliares. En términos cuantitativos, casi el 50% de la potencia total se concentra en tres comunidades: Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana. Además, la Comunidad de Madrid representa alrededor del 7% del total, situándose como la quinta región con mayor capacidad instalada. [72]



Figura 25: Distribución territorial de la potencia de autoconsumo fotovoltaico instalada en España. [72]

A finales de 2024, la potencia total instalada de autoconsumo fotovoltaico en España alcanzó los 8585 MW, de los cuales alrededor de dos tercios correspondieron al sector industrial. No obstante, este volumen aún se encuentra por debajo del objetivo fijado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que prevé alcanzar los 19.000 MW en 2030. Esto plantea un reto significativo en términos de planificación, inversión y ejecución para sostener

un ritmo de crecimiento medio anual del orden de 1.700 MW durante los próximos años. [72]

3.3.2. MARCO REGULATORIO

El marco regulatorio del autoconsumo eléctrico en España ha seguido una evolución marcada por profundas transformaciones en los últimos años. La base legal inicial se estableció con la **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**, en la que se introducía por primera vez el concepto de autoconsumo y se asentaban las bases generales para su regulación. [73] Sin embargo, fue el **Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre**, el que supuso la primera norma específica orientada a regular las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo eléctrico. [74]

Esta normativa introdujo una serie de limitaciones significativas al desarrollo del autoconsumo, entre las que destacó especialmente el conocido como "**impuesto al sol**", un cargo económico que se imponía a los usuarios que disponían de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo, debido a la energía que generaban y consumían. Aunque existían ciertas exenciones, como para instalaciones aisladas de la red, aquellas con potencias inferiores a 10 kW en baja tensión o las ubicadas en territorios extrapeninsulares, el impacto del decreto fue ampliamente negativo. [75] Además del peaje de respaldo, el marco normativo dificultaba la implantación del autoconsumo con requisitos como la obligación de instalar equipos de medida adicionales o la prohibición explícita del autoconsumo compartido, lo cual limitaba gravemente su viabilidad en entornos urbanos, residenciales o industriales. [74]

En este contexto, y antes la necesidad de facilitar el despliegue de las energías renovables en línea con los compromisos europeos, el cambio se materializó con la aprobación del **Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre**, que derogó el anterior régimen y eliminó el impuesto al sol, permitiendo además el autoconsumo colectivo. [74] Esta medida fue acogida de forma muy positiva por el sector energético y los consumidores, y sentó las bases para el nuevo marco normativo aprobado meses más tarde.

El **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**, consolidó esta nueva etapa al desarrollar detalladamente las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo. Entre las principales novedades destacan la simplificación de los trámites para instalaciones de pequeña potencia (hasta 100 kW), la posibilidad de compensar los excedentes vertidos a la red, la definición de los esquemas de conexión y los equipos de medida necesarios, así como una clasificación más clara de las modalidades de autoconsumo.[76] Este real decreto establece un modelo mucho más accesible para los ciudadanos, autónomos y empresas, y ha sido clave en el impulso del autoconsumo en España en los últimos años.

En definitiva, el marco regulatorio ha pasado de ser un freno a convertirse en uno de los principales impulsores del autoconsumo fotovoltaico, gracias a una legislación más favorable, alineada con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y con los compromisos europeos en materia de transición energética.

3.3.3. MODALIDADES DE AUTOCONSUMO

En el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, se definen las dos modalidades de autoconsumo actualmente vigentes en España. Estas modalidades determinan el tratamiento de la energía generada y no consumida de forma instantánea, así como el marco normativo aplicable en cada caso. En función de la opción escogida, se establecen distintos requisitos técnicos, económicos y administrativos, que afectan tanto a la configuración de las instalaciones como a su integración en el sistema eléctrico. La correcta elección de la modalidad resulta esencial para optimizar la eficiencia y rentabilidad del sistema, adaptándolo a las necesidades energéticas concretas del consumidor. [76]

Autoconsumo sin excedentes

El modelo de autoconsumo sin excedentes se caracteriza por la imposibilidad de verter la energía eléctrica a la red de distribución. Para ello, las instalaciones disponen de un sistema de protección antivertido homologado, que garantice que la totalidad de la energía generada

por el sistema fotovoltaico es consumida instantáneamente por el usuario. En caso de que la demanda sea menor que la generación, la energía no utilizada se pierde. [77]

Esta opción resulta adecuada para aquellos usuarios que desean simplificar los trámites administrativos y no están interesados en obtener rendimiento económico por los posibles excedentes.

Autoconsumo con excedentes

El modelo de autoconsumo con excedentes se caracteriza por estar habilitada para inyectar a la red eléctrica la energía generada que no sea consumida de forma instantánea. [77] Esta modalidad, más flexible, permite aprovechar al máximo la producción fotovoltaica, ya que el excedente no se desaprovecha. A su vez, se divide en dos subcategorías:

- Con compensación de excedentes: la energía no consumida se vierte a la red y es compensada económicamente en la factura eléctrica mediante un mecanismo de balance simplificado. Para acogerse a este régimen es necesario cumplir determinados requisitos, entre los que se incluyen que la potencia instalada no supere los 100 kW, que exista un único contrato de suministro para consumo y generación con una empresa comercializadora, y que la instalación no perciba ningún régimen retributivo específico. La compensación, no obstante, no puede superar el valor económico de la energía consumida de la red. [77]
- Sin compensación de excedentes: esta opción está destinada a instalaciones que no cumplen los requisitos anteriores o que, por decisión del titular, optan por no acogerse al mecanismo de compensación simplificada. En este caso, el excedente de energía vertido a la red se vende directamente en el mercado eléctrico, implicando una mayor complejidad administrativa y de gestión. [77]

Capítulo 4. EMPLAZAMIENTO

4.1. LOCALIZACIÓN DE LA VIVIENDA

La vivienda objeto de estudio de este proyecto consiste en una vivienda unifamiliar adosada que se encuentra en una urbanización localizada en El Encinar de los Reyes (Hortaleza), al norte de la Comunidad de Madrid. Concretamente, se encuentra ubicada en el número 85 de la calle San Enrique de Ossó, con código postal 28055.

Las coordenadas de la localización de la vivienda son las siguientes:

- Latitud: 40°30'19"N
- Longitud: -3°38'34"W
- Altura: 681 m

A continuación, la Figura 26 muestra una vista aérea del emplazamiento, señalando exclusivamente la parcela perteneciente a esta vivienda.

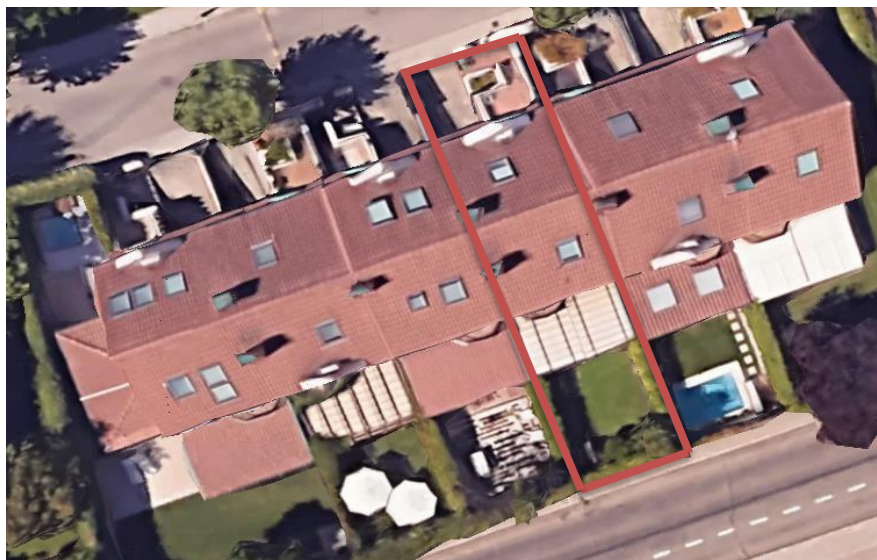


Figura 26: Vista aérea del emplazamiento

4.2. DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA

4.2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

La vivienda objeto de estudio es una vivienda unifamiliar adosada, ubicada en una zona residencial, concretamente en una urbanización llamada Las Villas del Encinar, en el barrio de Hortaleza.

Fue construida en el año 2000, dispone de una parcela de 185 m² y una superficie construida de 285 m². Está formada por 4 plantas:

- Un semisótano con 95 m² contruidos entre los que hay un garaje, dos dormitorios, un baño y un cuarto de la lavandería.
- Un bajo de 70 m² contruidos con un salón, una cocina y un baño.
- Una primera planta de 70 m² contruidos con 3 dormitorios y un baño
- Una buhardilla de 50 m²

Además, dispone de un jardín de 74 m².

4.2.2. ZONA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La Figura 27, muestra un esquema de la vivienda objeto de estudio vista desde el sur, donde se puede apreciar la forma del tejado, y se presentan dos superficies inclinadas diferentes donde sería posible poner la instalación fotovoltaica.

Se valoran las dos opciones donde poder plantar la instalación, teniendo como opciones una superficie que mira hacia el sureste y otra hacia el noroeste. Teniendo en cuenta que España está posicionado en el hemisferio norte, lo ideal sería poner la instalación mirando al sur ya que se aprovecharía mayor radiación solar. Sin embargo, como ninguna de las dos superficies se encuentra completamente orientada al sur, la mejor opción es ponerlas en la superficie que mira hacia el sureste suave (20° hacia el este desde el sur).

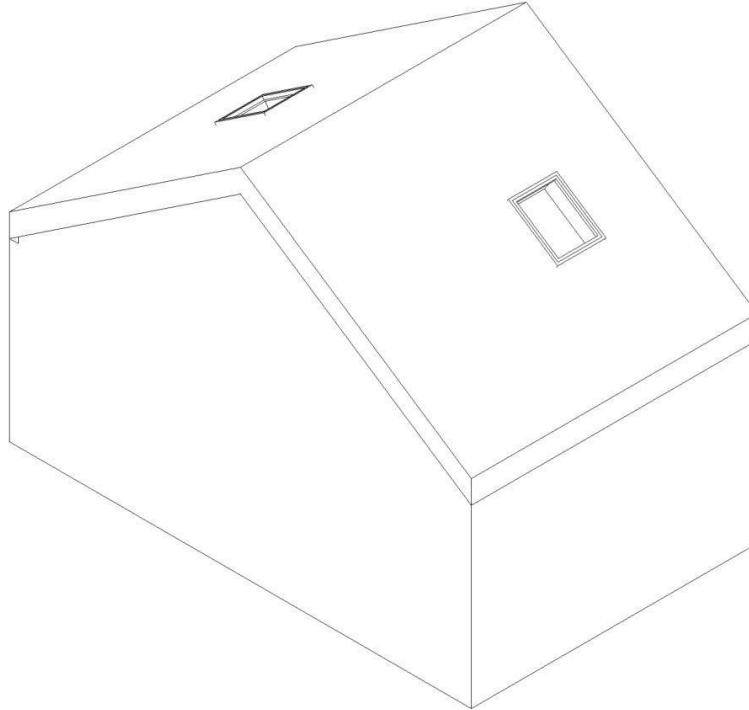


Figura 27: Figura isométrica de la vivienda. Elaboración propia [Programa Autodesk Revit]

Además la Figura 28 y Figura 29, muestran respectivamente la vista del alzado lateral de la vivienda y la vista en planta, donde se representa la cubierta y se indican sus dimensiones relevantes para la instalación fotovoltaica. En dichas figuras puede observarse la superficie inclinada seleccionada, con una inclinación de $33,7^\circ$ respecto a la horizontal, así como la presencia de una ventana tipo Velux como único elemento que limita el área útil.

La superficie total de la vertiente del tejado considerada para la instalación es de $6,31 \text{ m} \times 6,5 \text{ m}$, lo que equivale a 41 m^2 . Descontando el área ocupada por la Velux ($1,35 \text{ m} \times 1,10 \text{ m}$, es decir, $1,49 \text{ m}^2$), se obtiene una superficie neta disponible de aproximadamente $39,5 \text{ m}^2$ para la colocación de los módulos fotovoltaicos.

Sin embargo, aunque no se muestra en estas figuras, en ambos extremos del tejado existen pequeñas chimeneas que, si bien reducen mínimamente el área útil para la instalación de los módulos fotovoltaicos, deben ser tenidas en cuenta para planificar adecuadamente su

disposición y evaluar las posibles sombras que puedan proyectar sobre el campo fotovoltaico.

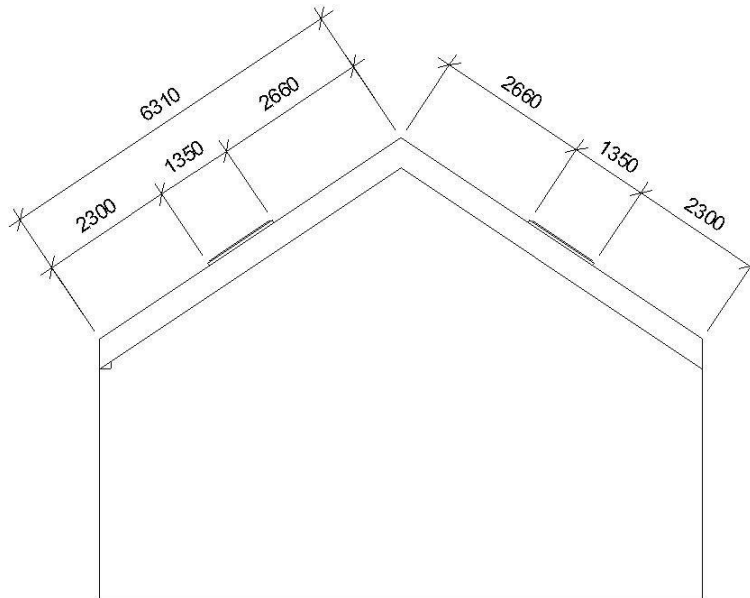


Figura 28: Vista alzado lateral de la vivienda con medidas. Elaboración propia [Programa Autodesk Revit]

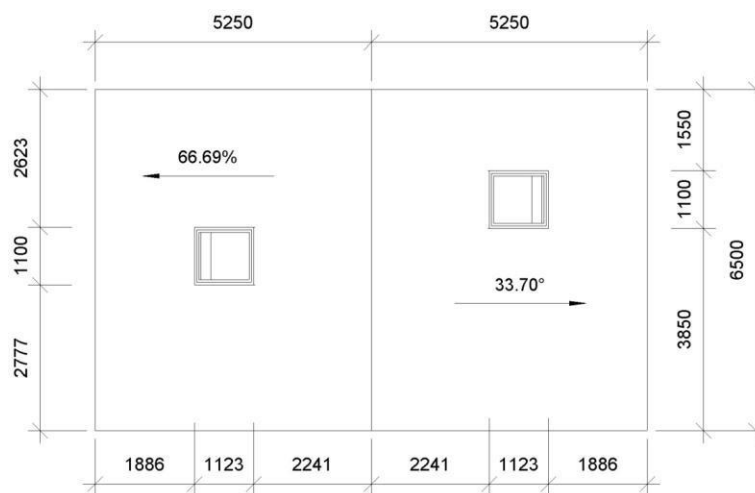


Figura 29: Vista planta de la vivienda con medidas. Elaboración propia [Programa Autodesk Revit]

4.3. METEOROLOGÍA

Para llevar a cabo el análisis meteorológico del emplazamiento, se han empleado datos históricos procedentes de la AEMET (Agencia Estatal de Meteorología), complementados con información obtenida a través de la herramienta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), específicamente diseñada para el estudio del recurso solar con fines fotovoltaicos.

4.3.1. TEMPERATURA

Para caracterizar térmicamente el emplazamiento, se han analizado los registros mensuales de temperatura media, máxima y mínima correspondientes al periodo 1990–2024, obtenidos de la estación meteorológica de Madrid-Barajas (AEMET). [78] Esta estación, a pesar de encontrarse a una altitud ligeramente inferior (609 m) respecto a la de la vivienda (681 m), se localiza a escasa distancia de la misma y dispone de una extensa serie de datos climáticos desde 1945, lo que permite realizar un análisis robusto y representativo desde el punto de vista estadístico.

Aunque existen otras estaciones cercanas, como la de San Sebastián de los Reyes (672 m de altitud), su periodo de registro es significativamente más limitado (desde 2019), lo cual reduce su utilidad para el análisis climático a medio-largo plazo.

Por tanto, se considera que la estación de Madrid-Barajas ofrece un equilibrio adecuado entre proximidad geográfica y disponibilidad de datos históricos, siendo la más adecuada para la caracterización climática del emplazamiento.

Temperatura Mensual

La Tabla 1 presenta la evolución mensual de la temperatura media, mínima y máxima registrada en la estación meteorológica de Madrid-Barajas durante el periodo 1990–2024. Los datos muestran un claro comportamiento estacional, caracterizado por inviernos fríos y veranos cálidos, propios del clima mediterráneo con influencia continental, habitual en el centro peninsular.

Se aprecia que los meses más fríos del año son enero y diciembre, con temperaturas mínimas medias de $-5,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $-4,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ respectivamente, y temperaturas medias generales que rondan los $6-7\text{ }^{\circ}\text{C}$. En contraste, los meses más cálidos corresponden a julio y agosto, con temperaturas medias de $25,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $24,9\text{ }^{\circ}\text{C}$, y máximas medias cercanas a los $39\text{ }^{\circ}\text{C}$. Este marcado contraste térmico a lo largo del año refleja una notable oscilación estacional, aspecto relevante en el diseño y dimensionado de una instalación solar fotovoltaica, ya que influye directamente en la demanda energética y en el rendimiento del sistema.

Asimismo, la diferencia apreciable entre las temperaturas máximas y mínimas diarias a lo largo del año muestra una elevada amplitud térmica diaria, un factor a tener en cuenta en el comportamiento térmico del emplazamiento, y por ende, en la planificación del sistema de generación fotovoltaico.

	Tmin media	Tmedia	Tmax media
Enero	$-5,3\text{ }^{\circ}\text{C}$	$6,0\text{ }^{\circ}\text{C}$	$16,8\text{ }^{\circ}\text{C}$
Febrero	$-4,0\text{ }^{\circ}\text{C}$	$7,6\text{ }^{\circ}\text{C}$	$19,5\text{ }^{\circ}\text{C}$
Marzo	$-1,8\text{ }^{\circ}\text{C}$	$10,2\text{ }^{\circ}\text{C}$	$23,9\text{ }^{\circ}\text{C}$
Abril	$0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$	$12,7\text{ }^{\circ}\text{C}$	$26,9\text{ }^{\circ}\text{C}$
Mayo	$4,0\text{ }^{\circ}\text{C}$	$16,8\text{ }^{\circ}\text{C}$	$32,1\text{ }^{\circ}\text{C}$
Junio	$9,2\text{ }^{\circ}\text{C}$	$22,1\text{ }^{\circ}\text{C}$	$37,1\text{ }^{\circ}\text{C}$
Julio	$12,4\text{ }^{\circ}\text{C}$	$25,2\text{ }^{\circ}\text{C}$	$39,0\text{ }^{\circ}\text{C}$
Agosto	$12,1\text{ }^{\circ}\text{C}$	$24,9\text{ }^{\circ}\text{C}$	$38,8\text{ }^{\circ}\text{C}$
Septiembre	$7,7\text{ }^{\circ}\text{C}$	$20,1\text{ }^{\circ}\text{C}$	$34,1\text{ }^{\circ}\text{C}$
Octubre	$2,8\text{ }^{\circ}\text{C}$	$14,9\text{ }^{\circ}\text{C}$	$28,0\text{ }^{\circ}\text{C}$
Noviembre	$-2,1\text{ }^{\circ}\text{C}$	$9,8\text{ }^{\circ}\text{C}$	$21,2\text{ }^{\circ}\text{C}$
Diciembre	$-4,6\text{ }^{\circ}\text{C}$	$6,8\text{ }^{\circ}\text{C}$	$16,8\text{ }^{\circ}\text{C}$

Tabla 1: Evolución mensual de las temperaturas en el emplazamiento

Temperatura Anual

La Figura 30 representa la evolución de las temperaturas mínimas, medias y máximas registradas anualmente en la estación meteorológica de Madrid-Barajas desde 1990 hasta 2024.

Se observa una tendencia general al alza en las temperaturas medias anuales, especialmente a partir del año 2000, lo cual es coherente con el contexto global de cambio climático. Las

temperaturas medias, que se situaban en torno a los 13,5–14,5 °C en los años 90, alcanzan valores superiores a los 16 °C a partir de 2022.

En cuanto a las temperaturas máximas absolutas, si bien no presentan una tendencia ascendente tan clara como las temperaturas medias, sí se observan incrementos significativos en los últimos años. Hasta 2015, los valores máximos anuales solían oscilar entre los 38 °C y 39 °C, mientras que a partir de esa fecha no han descendido de los 40 °C, alcanzando incluso registros superiores a los 42 °C en 2022 y 2024. Esta evolución pone de manifiesto una mayor frecuencia e intensidad de episodios extremos de calor.

Finalmente, las temperaturas mínimas absolutas muestran una mayor variabilidad interanual. Aunque la tendencia no es tan definida como en los casos de las temperaturas medias y máximas, se aprecia un ligero aumento en los valores mínimos registrados en los últimos años. Desde 2010, las mínimas suelen situarse en torno a los –5 °C, mientras que en décadas anteriores eran más extremas, alcanzando en varias ocasiones valores cercanos o inferiores a los –10 °C. Cabe destacar la anomalía registrada en 2021, cuando se alcanzaron –13,5 °C, tratándose del valor más bajo registrado del periodo analizado.

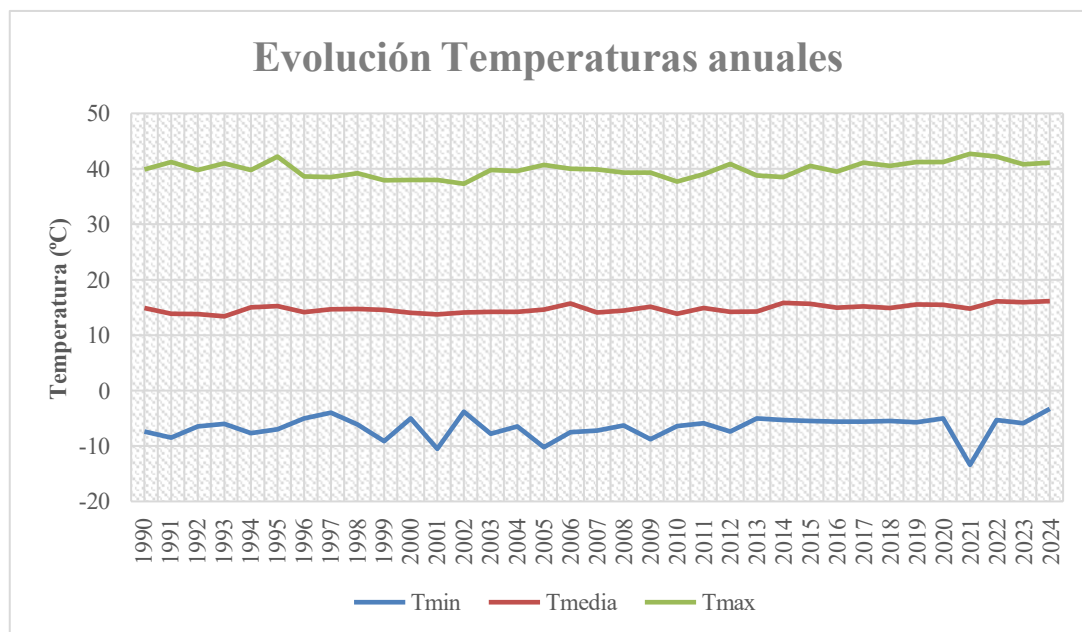


Figura 30: Evolución de temperatura mínima, media y máxima en el emplazamiento

4.3.2. RADIACIÓN SOLAR

Para caracterizar adecuadamente la radiación solar en el emplazamiento objeto de estudio, se han obtenido los datos de irradiación mensual e irradiancia diaria promedios correspondientes al periodo 2005–2023 a través de la herramienta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). [79] Para ello, se ha seleccionado la ubicación exacta de la vivienda mediante sus coordenadas geográficas y se ha optado por la base de datos PVGIS-SARAH-3, que se basa en observaciones por satélite de la misión SARAH, cubriendo principalmente Europa y el norte de África con una alta resolución espacial y temporal.

Dado que la instalación fotovoltaica se ubicará sobre una parte de la cubierta inclinada del edificio, se ha especificado en la consulta el ángulo de inclinación del tejado ($\sim 34^\circ$ respecto a la horizontal), así como su orientación o azimut (-20° con respecto al sur).

Este enfoque permite obtener una estimación más realista de la irradiancia incidente sobre la superficie de captación, ajustada a la inclinación y orientación reales del sistema fotovoltaico.

Irradiación mensual

La Tabla 2 recoge los valores de irradiación mensual media, máxima y mínima correspondientes al periodo comprendido entre 2005 y 2023, utilizando como variable principal la irradiación global sobre el plano inclinado (según la orientación real del tejado donde se instalarán los módulos fotovoltaicos).

Dado que los paneles solares aprovechan tanto la irradiación directa como la difusa, se incluye también el parámetro K_d , que expresa la proporción de irradiación difusa respecto a la global. Este indicador permite interpretar la calidad de la radiación y el grado de nubosidad predominante a lo largo del año.

	Irradiación media (KWh/m ²)	Irradiación máxima (KWh/m ²)	Irradiación mínima (KWh/m ²)	Kd media
Ene	125,81	170,34	87,97	0,36
Feb	146,64	176	107,57	0,35
Mar	173,54	213,29	113,79	0,38
Abr	183,29	227,45	155,15	0,37
May	205,18	227,38	143,84	0,34
Jun	212,04	227,37	191,38	0,30
Jul	235,45	245	226,92	0,23
Ago	229,35	237,85	220,28	0,24
Sept	195,94	214,06	176,68	0,30
Oct	162,42	194,91	131,7	0,35
Nov	121,50	160,7	97,74	0,40
Dic	119,56	139,17	78,55	0,37

Tabla 2: Valores de irradiancia mensual del emplazamiento

Como puede observarse, los valores más elevados de irradiación se registran entre mayo y septiembre, con valores medios comprendidos entre 195 y 235 kWh/m², y picos máximos que alcanzan los 245 kWh/m² en julio. Por el contrario, los valores más bajos se concentran entre noviembre y enero, con medias en torno a los 120 kWh/m² y mínimos registrados de hasta 78 kWh/m² en diciembre.

En cuanto al parámetro Kd, se observa una mayor proporción de radiación difusa durante los meses invernales, con valores entre 0,35 y 0,40, lo que indica una mayor frecuencia de días nubosos o con alta dispersión atmosférica. En cambio, en los meses de verano predomina la radiación directa, con valores de Kd entre 0,20 y 0,30, reflejando condiciones más despejadas y estables.

Finalmente, la Figura 31 muestra la evolución mensual de la irradiación máxima, media y mínima, donde se aprecia una menor variabilidad en los meses de verano, lo que indica mayor estabilidad en la radiación incidente. En invierno, en cambio, se observa una mayor dispersión entre los valores, lo que refleja una mayor variabilidad meteorológica en ese periodo.

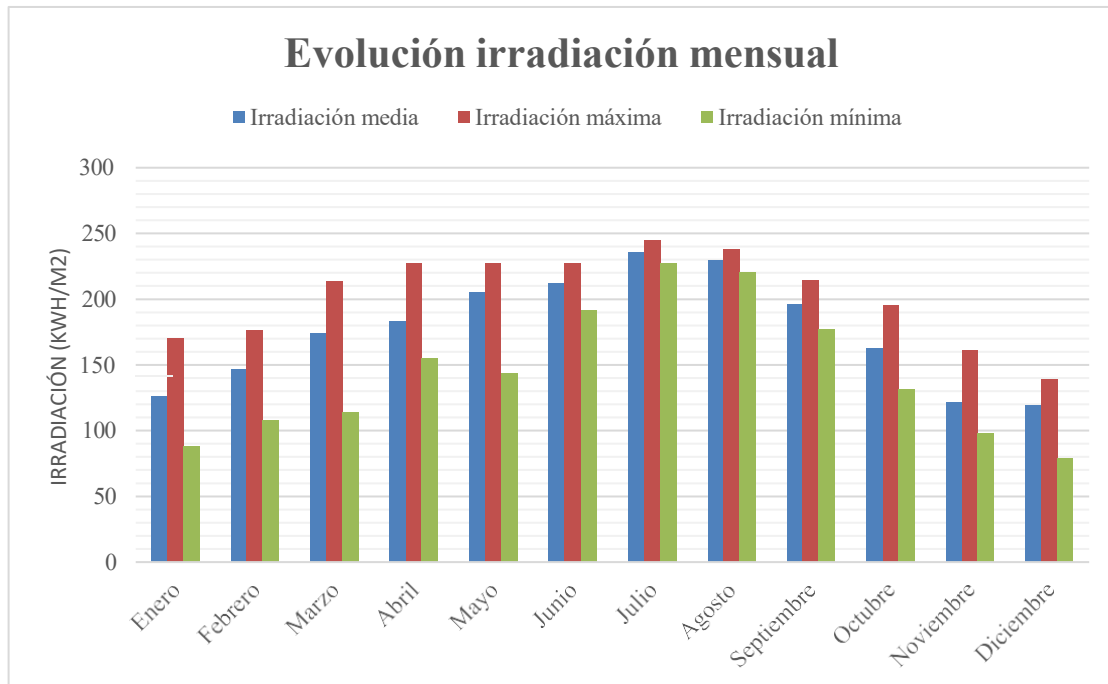


Figura 31: Evolución de la irradiancia mensual en el emplazamiento

Irradiancia diaria

Para una caracterización detallada de la irradiancia solar a lo largo del día, se ha elaborado una tabla con los valores medios horarios de irradiancia global diaria (expresados en W/m²) sobre el plano inclinado de la cubierta, correspondientes a un día representativo de cada mes del año, calculados con datos del periodo 2005–2023 y ajustados a la inclinación y orientación reales del tejado.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
0:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6:00	0.0	0.0	0.0	0.0	3.58	14.41	3.79	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7:00	0.0	0.0	0.0	57.94	134.86	151.35	136.32	91.1	20.24	0.0	0.0	0.0

8:00	0.0	2.24	141.23	263.62	331.09	349.22	348.92	317.81	259.0	172.31	10.73	0.0
9:00	172.85	269.0	377.79	465.86	542.49	559.35	578.08	553.7	498.63	397.48	289.63	178.86
10:00	392.57	470.69	568.58	628.1	710.65	724.65	765.19	752.05	692.87	558.55	443.81	394.19
11:00	546.54	624.64	703.48	747.47	806.22	842.22	900.32	899.69	831.33	708.66	569.72	529.53
12:00	617.91	712.71	766.28	813.66	863.49	901.14	972.2	972.76	897.97	758.99	633.05	612.29
13:00	638.15	713.47	772.24	804.58	859.47	897.68	982.6	978.7	891.11	738.38	617.77	615.48
14:00	583.42	677.08	738.97	746.98	765.69	830.5	911.38	911.41	815.6	675.09	552.23	552.63
15:00	481.15	571.83	614.62	627.36	650.15	708.97	783.91	768.06	665.3	534.26	420.34	434.43
16:00	341.64	424.04	455.36	483.25	496.06	547.31	601.65	577.51	488.99	372.12	277.51	291.13
17:00	170.13	252.27	282.19	302.5	318.8	355.4	392.01	364.93	280.61	178.68	108.82	108.02
18:00	2.02	60.18	103.62	125.57	146.85	171.42	181.27	155.22	87.27	18.31	0.0	0.0
19:00	0.0	0.0	6.35	35.43	60.92	75.78	72.07	51.41	10.87	0.0	0.0	0.0
20:00	0.0	0.0	0.0	0.0	5.33	23.73	22.77	2.13	0.0	0.0	0.0	0.0
21:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 3: Valores medios horarios de irradiancia global en el emplazamiento por meses

:

Con el fin de facilitar la interpretación de estos datos, la Figura 32 representa gráficamente su evolución a lo largo del día. Cada curva muestra el perfil horario de irradiancia para un mes representativo, lo que permite visualizar de forma clara las diferencias estacionales en intensidad y duración de la radiación solar.

Como se puede observar, todas las curvas siguen un patrón similar, con un pico de irradiancia en torno al mediodía (entre las 12:00 y las 13:00 horas). Sin embargo, se aprecia una notable variación estacional, tanto en la magnitud como en la duración del periodo con irradiancia significativa.

Durante los meses de invierno (diciembre, enero y febrero), la irradiancia comienza más tarde, alrededor de las 9:00, y finaliza en torno a las 18:00, con valores máximos que no superan los 650–700 W/m². En cambio, los meses de verano (junio, julio y agosto) presentan una jornada solar considerablemente más larga, desde las 7:00 hasta pasadas las 20:00, alcanzando valores máximos cercanos o superiores a los 950 W/m², e incluso rozando los 1000 W/m² en julio y agosto.

Este análisis resulta fundamental para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, ya que permite conocer no solo la energía solar disponible en cada época del año, sino también su distribución horaria, un aspecto clave para evaluar la coincidencia entre generación y demanda eléctrica.

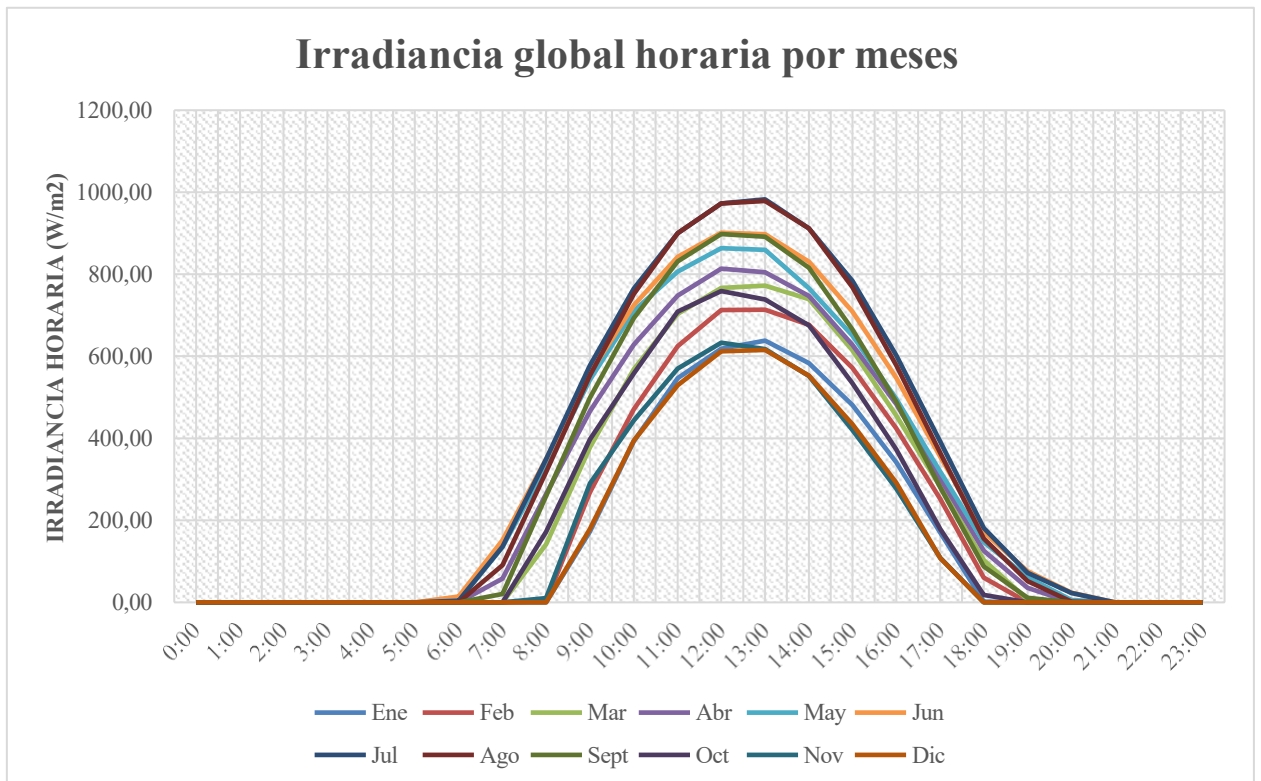


Figura 32: Evolución de la irradiancia global horaria media en el emplazamiento por meses

Capítulo 5. CONSUMO ENERGÉTICO

Para dimensionar adecuadamente la instalación fotovoltaica y garantizar su viabilidad técnica y económica, es imprescindible llevar a cabo un análisis detallado del consumo energético de la vivienda. Este estudio se abordará en dos fases complementarias. En primer lugar, se realizará una estimación del consumo teórico, basada en un inventario de los principales dispositivos eléctricos del hogar, considerando su potencia nominal y un patrón aproximado de uso anual.

A continuación, se analizarán los datos reales de consumo extraídos de las facturas eléctricas facilitadas por la compañía suministradora, lo que permitirá contrastar la estimación inicial con el comportamiento energético real de la vivienda, así como identificar posibles variaciones estacionales o picos de demanda.

5.1. CONSUMO TEÓRICO

Para estimar el consumo teórico de la vivienda, se ha realizado un análisis detallado de los distintos dispositivos eléctricos presentes en el hogar. A partir de su potencia nominal, el número de unidades, y una estimación realista de las horas anuales de uso, se ha calculado el consumo energético anual de cada uno.

La Tabla 4 recoge esta información, incluyendo:

- Potencia nominal de cada equipo
- Número de unidades
- Estimación de horas anuales de funcionamiento
- Coeficiente de simultaneidad (cuando aplica)
- Consumo teórico anual en kWh

- Comentario justificativo del uso estimado

El coeficiente de simultaneidad se aplica en aquellos casos en los que existen múltiples unidades del mismo dispositivo (por ejemplo, iluminación LED, lámparas, televisores, ordenadores o teléfonos móviles), y representa el porcentaje de equipos que se espera que estén en funcionamiento simultáneamente. Esto permite ajustar la potencia teórica a un valor más realista.

En cuanto a las horas de uso anual, en muchos casos se ha excluido el mes de agosto, dado que la vivienda permanece desocupada durante ese periodo vacacional. Del mismo modo, algunos equipos como la lavadora se utilizan únicamente entre semana, y otros, como la caldera en modo calefacción o el aire acondicionado, solo operan en determinadas épocas del año (invierno y verano, respectivamente).

Cabe destacar que, aunque la nevera y el congelador están conectados durante todo el año, su funcionamiento no es continuo a plena potencia, sino que operan por ciclos de compresión. Por ello, se ha considerado que su uso efectivo equivale al 35 % del total anual, es decir, unas 3.000 horas al año, lo cual se ajusta a valores medios estimados para este tipo de electrodoméstico.

	Potencia (W)	Número	Horas anuales	Cs	Consumo	Comentario
Alumbrado (LED)	6	70	1340	0,2	112,56	4 h/día x 335 días
Caldera (gas)	100	1	935	1	93,5	ACS: 1 h/día x 335 días Calefacción: 4 h/día x 150 días
Aire Acondicionado	1500	1	180	1	270	2h/día x 90 días
Router	15	1	8760	1	131,4	todo el año
Nevera	270	1	3000	1	810	todo el año (35%)
Congelador	250	1	3000	1	750	todo el año (35%)
Tostadora	600	1	24	1	14,4	0.5h/sem x 48 sem
Microondas	900	1	72	1	64,8	1.5 h/sem x 48 sem
Horno	1700	1	48	1	81,6	1 h/sem x 48 sem
Cafetera	800	1	48	1	38,4	1 h sem x 48 sem

Batidora	500	1	12	1	6	0.25 h/sem x 48 sem
Vitrocerámica	1500	1	240	1	360	5 h/sem x 48 sem
Lavavajillas	1500	1	432	1	648	9 h/sem x 48 sem
Lámparas	50	5	670	0,5	83,75	2 h/día x 335 días
Televisión	300	3	335	0,5	150,75	1 h/día x 335 días
Lavadora	1500	1	240	1	360	1 h/día x 240 días
Aspiradora	1100	1	72	1	79,2	1.5 h/sem x 48 sem
Secadora	1000	1	36	1	36	1 h/sem x 36 sem
Plancha	900	1	96	1	86,4	2 h/sem x 48 sem
Impresora	250	1	11	1	2,75	1 h/ mes x 11 mes
Ordenador	100	3	1005	0,5	150,75	3 h/día x 335 días
Móvil	15	3	1005	0,5	45,225	3 h/día x 335 días

Tabla 4: Consumo anual teórico de la vivienda. [80]

El consumo energético total estimado en base a los dispositivos analizados y sus respectivos patrones de uso asciende a 4375,5 KWh anuales.

5.2. CONSUMO REAL

Con el objetivo de determinar el consumo eléctrico real de la vivienda, se han recopilado y analizado los datos correspondientes al año 2024, tal como se reflejan en las facturas mensuales emitidas por la empresa comercializadora Naturgy. Estos datos han sido, además, comparados con los del año 2023, con el fin de identificar patrones de comportamiento energético y posibles variaciones interanuales. La vivienda dispone de una tarifa de mercado libre, concretamente la modalidad denominada “tarifa por uso luz”, en la cual el precio de la energía se mantiene constante durante las 24 horas del día, sin discriminación horaria.

Aunque la información contenida en las facturas ha sido útil para conocer el consumo total mensual, ha resultado insuficiente para realizar un análisis detallado de la distribución horaria de la demanda. Por este motivo, ha sido necesario complementar el estudio con los datos proporcionados por el portal de la distribuidora eléctrica i-DE (Grupo Iberdrola), desde donde se han obtenido los registros de consumo horario diario de la vivienda. Esta información ha permitido profundizar en el comportamiento energético del hogar a lo largo del día y ha sido clave para el posterior dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

5.2.1. FACTURA ELÉCTRICA

A continuación, en la Figura 33 se representa la evolución mensual de la factura eléctrica de la vivienda durante el año 2024. Se observa un rango de costes que oscila entre los 80 y los 100 € al mes, reflejando una cierta estabilidad en el gasto energético del hogar. La factura eléctrica se desglosa en diversos componentes, cada uno con un impacto específico en el importe total:

- Consumo de electricidad: corresponde al coste asociado a la energía consumida durante el mes. En la mayoría de los meses analizados, este concepto representa entre 40 y 60 €, dependiendo del uso eléctrico efectivo.
- Término de potencia P1 (periodo punta): hace referencia al coste fijo por disponer de una determinada potencia contratada durante las horas de mayor demanda. En este caso, se trata de 7,7 kW, con un coste mensual asociado de entre 20 y 25 €.
- Término de potencia P2 (periodo valle): coste fijo correspondiente a la misma potencia contratada (7,7 kW) durante las horas de menor demanda, con un precio mensual que oscila entre los 6 y 8 €.
- Financiación del bono social: cargo regulado destinado a sufragar los descuentos aplicados a consumidores vulnerables acogidos al bono social.
- Alquiler contador: cuota mensual por el uso del equipo de medida, con un importe aproximado de 0,80 €
- Impuestos: incluye el impuesto sobre la electricidad, generalmente entre 2 y 4 €, y el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), que habitualmente es del 21%, aunque se han registrado reducciones puntuales al 10% en determinados periodos, en función del contexto regulatorio.

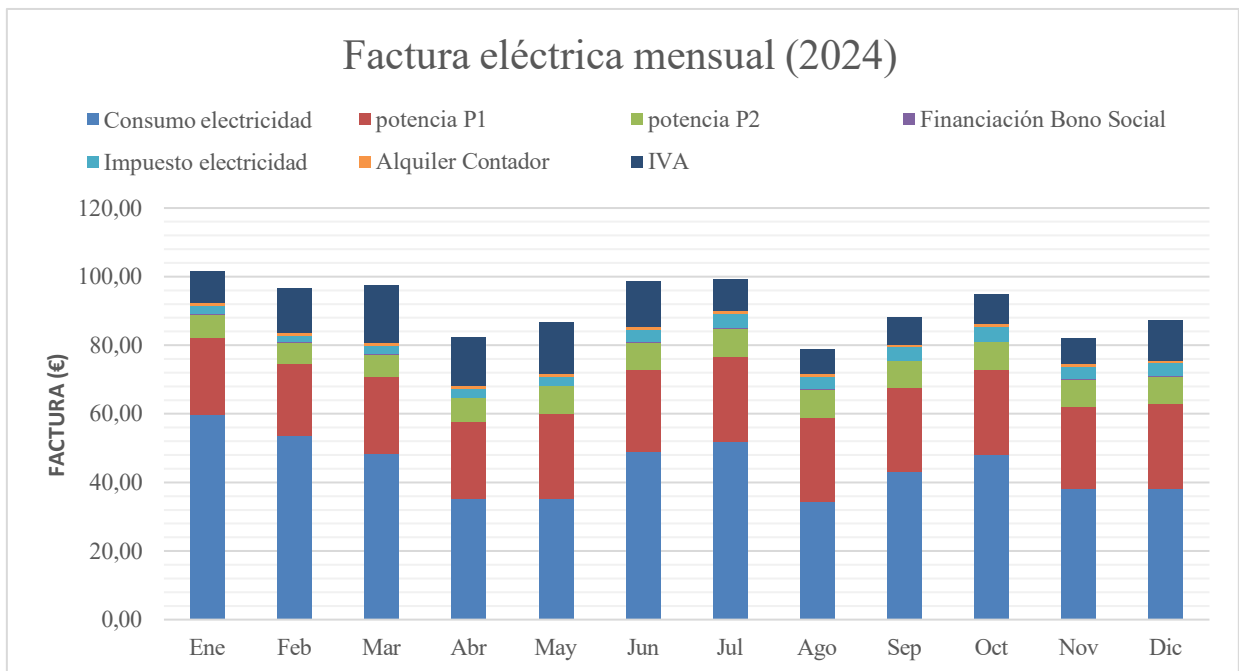


Figura 33: Evolución mensual de la factura eléctrica de la vivienda de 2024

5.2.2. CONSUMO MENSUAL

A continuación, la Tabla 5 recoge los datos de consumo eléctrico mensual correspondientes al año 2024, obtenidos a partir de las facturas emitidas por la comercializadora eléctrica. Además, se indica el consumo eléctrico total anual, que asciende a 4.483 kWh.

Comparando este valor con el consumo teórico estimado previamente (4.375,5 kWh), se observa una buena concordancia, con una diferencia de apenas un 2,5 %. Esta ligera desviación es esperable, ya que el consumo teórico se ha calculado a partir de hipótesis y estimaciones de uso aproximadas. Factores como variaciones en los hábitos de consumo, consumos no contabilizados (stand-by, pequeños electrodomésticos puntuales, etc.), o ineficiencias reales del sistema, pueden justificar la diferencia observada.

	Consumo (KWh)
Ene	412
Feb	369
Mar	333
Abr	270

May	323
Jun	449
Jul	476
Ago	314
Sep	397
Oct	441
Nov	350
Dic	349
Tot 24	4483

Tabla 5: Consumo eléctrico mensual de la vivienda en 2024

Con el fin de facilitar la interpretación de estos datos, la Figura 34 representa gráficamente la evolución mensual del consumo eléctrico de la vivienda durante 2024. Esta visualización permite identificar de forma más clara los periodos del año con mayor demanda energética.

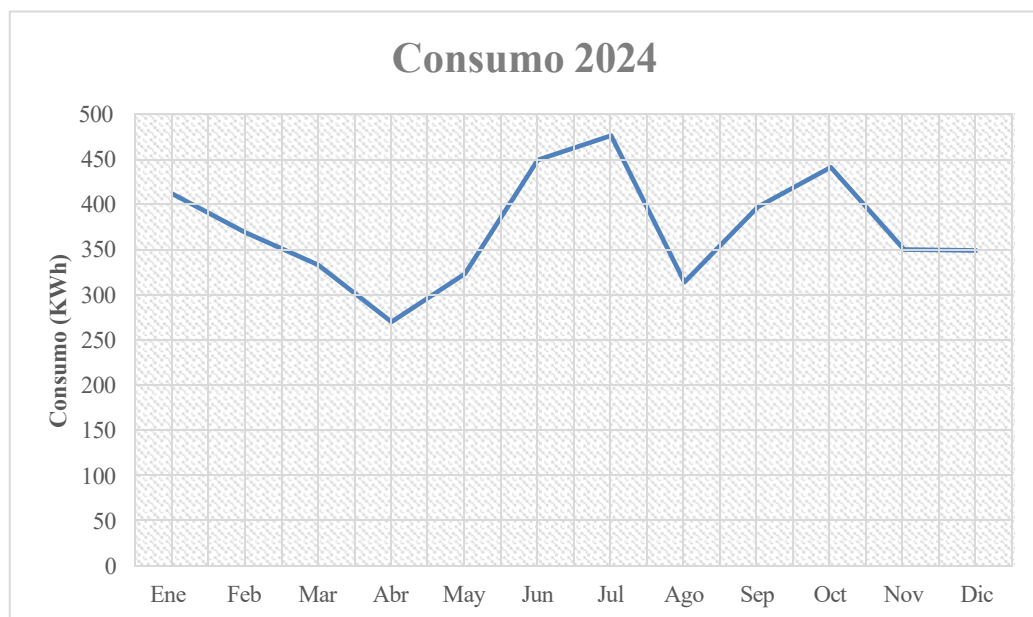


Figura 34: evolución del consumo energético en 2024

Tal como se observa en la gráfica, los meses de junio y julio presentan los picos de consumo más elevados, alcanzando un máximo en julio con un total de 476 kWh, debido principalmente al uso intensivo del sistema de aire acondicionado. Aunque agosto también es un mes caluroso, el consumo se reduce notablemente, ya que suele coincidir con el período vacacional de los residentes, lo que disminuye la demanda energética. No obstante, se

mantiene un cierto consumo residual derivado del funcionamiento continuo de electrodomésticos como frigoríficos o dispositivos en standby.

Por otro lado, se observa también un repunte en el consumo durante los meses de invierno, lo cual puede atribuirse al mayor tiempo de permanencia en el hogar, al incremento en el uso de iluminación artificial debido a los días más cortos, y al empleo de electrodomésticos propios de esta época, como la secadora.

Además, la Figura 35 muestra la evolución comparada del consumo eléctrico mensual durante los años 2023 y 2024, permitiendo observar si se mantienen patrones de demanda similares entre ambos periodos. Como se puede apreciar, ambas curvas presentan un comportamiento estacional comparable, con picos de consumo durante los meses de verano, principalmente en junio y julio.

No obstante, se observa que el consumo registrado en 2023 fue, en términos generales, ligeramente superior al de 2024. Esta diferencia puede atribuirse al hecho de que durante ese año residía una persona más en la vivienda, lo que naturalmente conlleva un aumento en el uso de ciertos equipos eléctricos y en el tiempo de funcionamiento de los mismos.

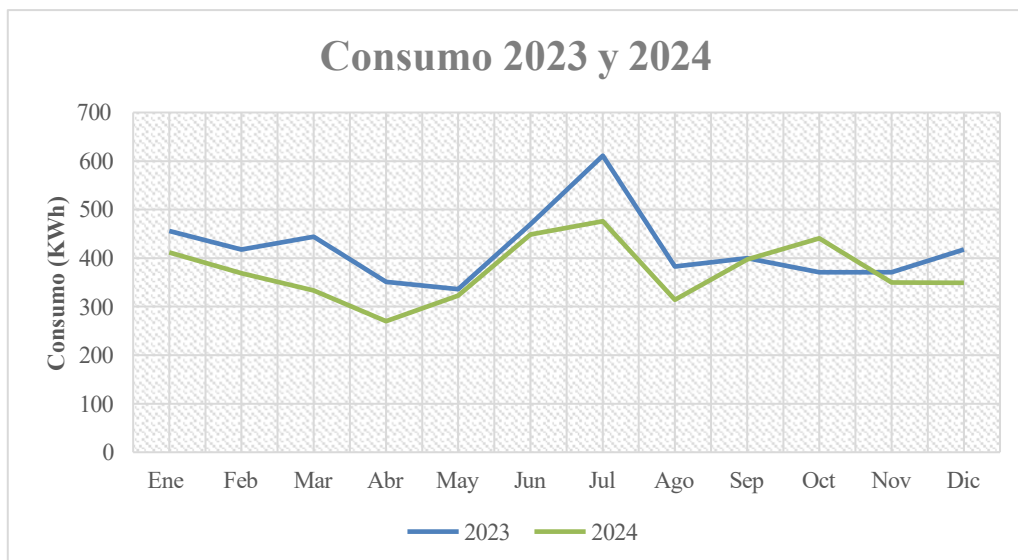


Figura 35: Comparación de la evolución del consumo eléctrico de la vivienda en 2023 y 2024

5.2.3. CONSUMO HORARIO

Para obtener los datos de consumo horario de la vivienda, fue necesario recurrir al portal de la distribuidora eléctrica, i-DE Grupo Iberdrola, dado que la comercializadora no proporcionaba esta información con el nivel de detalle necesario. Desde dicho portal se descargaron los registros de consumo horario correspondientes a todos los días del año 2024.

Con el fin de simplificar y analizar adecuadamente esta información, se elaboró un promedio horario para cada mes, lo que permitió construir un perfil representativo del comportamiento energético mensual, mostrando los resultados en la Figura 36.

Del estudio realizado se observa que, durante las horas nocturnas, entre la medianoche y las siete de la mañana, el consumo energético se mantiene relativamente constante y en niveles bajos, con valores que oscilan entre los 150 y 300 Wh. A partir de las ocho o nueve de la mañana se detecta un incremento progresivo del consumo, atribuible al inicio de la actividad diaria en la vivienda, que alcanza sus valores máximos entre las 13:00 y las 16:00 horas, coincidiendo con las horas centrales del día.

Los meses con mayor consumo horario promedio son julio, junio y septiembre, con picos que superan los 1.200 Wh. Este incremento se asocia principalmente al uso intensivo del aire acondicionado, al coincidir con los meses más calurosos del año. Por el contrario, el mes de agosto, aunque también pertenece al periodo estival, presenta un perfil de consumo notablemente inferior y estable a lo largo del día, con valores en torno a los 150 Wh. Esta reducción se debe a la ausencia de ocupantes en la vivienda durante el periodo vacacional, permaneciendo en funcionamiento únicamente ciertos consumos pasivos, como el frigorífico o dispositivos electrónicos en modo standby.

El resto de los meses, como marzo, abril, mayo, octubre y noviembre, presentan un patrón de consumo más equilibrado y moderado, con una curva de uso que sigue una lógica diurna, aunque sin alcanzar los niveles de demanda observados en los meses más cálidos.

Este análisis del perfil horario de consumo resulta fundamental para el posterior dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, ya que permite conocer en qué momentos

del día se concentra la demanda energética. Esto facilita la estimación del grado de autoconsumo directo, la cuantificación de posibles excedentes de producción y la evaluación de la necesidad de incorporar sistemas de almacenamiento energético.

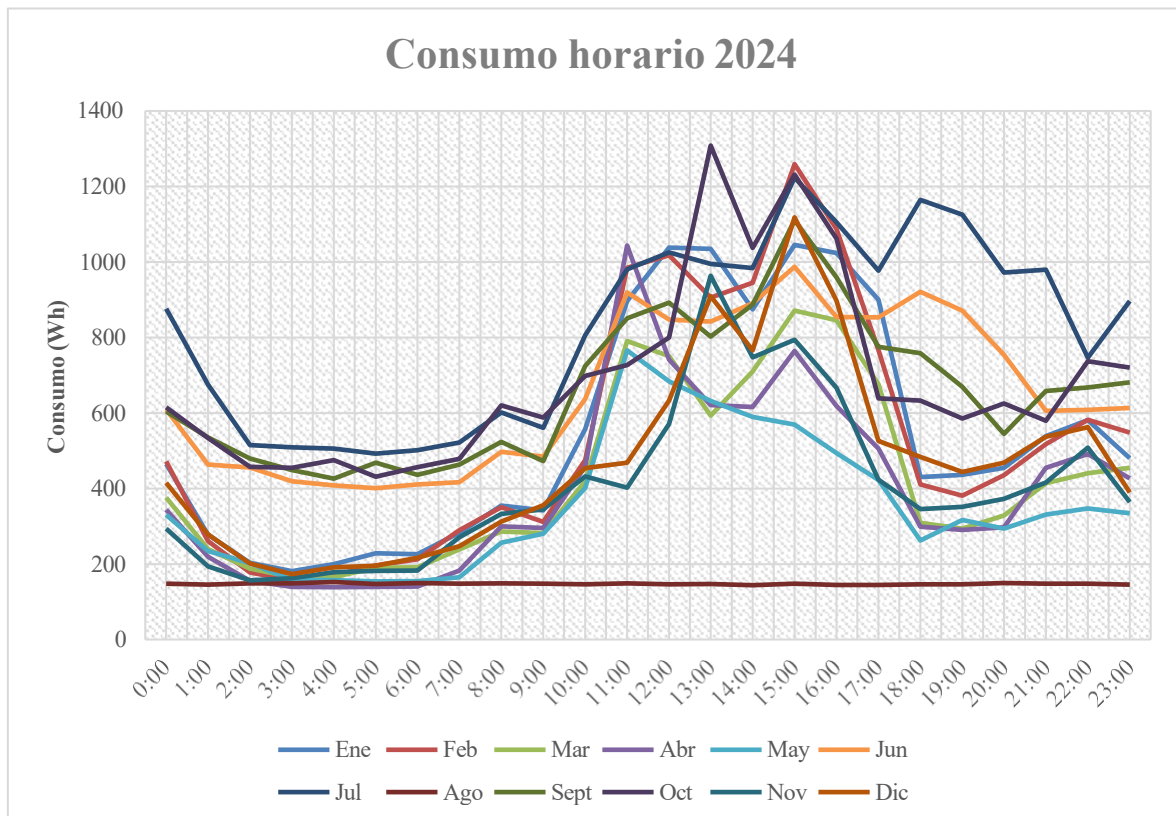


Figura 36: Consumo eléctrico medio horario de la vivienda por meses

Además, a partir de los datos obtenidos del perfil horario promedio mensual, se ha estimado el consumo energético promedio diario para cada mes del año 2024. Esta estimación se ha realizado mediante la suma de los valores horarios promedios correspondientes a las 24 horas de cada día, previamente calculados para cada mes. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 6, donde puede observarse una importante variación estacional en el consumo total diario de energía.

En concreto, los meses de julio, septiembre, octubre y junio registran los valores más elevados, todos por encima de los 15.000 Wh diarios, alcanzando el máximo en julio con cerca de 19.740 Wh por día. Esta tendencia refuerza lo observado en el análisis horario y se

relaciona principalmente con el uso intensivo del aire acondicionado durante los meses más cálidos. En contraposición, agosto presenta el menor consumo diario promedio, con poco más de 3.500 Wh, debido a la ausencia de ocupantes durante el periodo vacacional. El resto de meses se sitúan en valores intermedios, reflejando una demanda más moderada y estable.

	Consumo (Wh)
Ene	13053,90
Feb	12914,07
Mar	10220,68
Abr	9684,13
May	8537,68
Jun	15771,23
Jul	19739,94
Ago	3540,19
Sept	15840,87
Oct	16493,81
Nov	9655,60
Dic	11242,84

Tabla 6: Consumo energético promedio diario para cada mes del año

Capítulo 6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

En este apartado se abordará el diseño completo de la instalación fotovoltaica propuesta para la vivienda, lo que incluye la selección de los componentes principales del sistema: módulos solares, estructura de soporte, inversor, cableado y sistemas de protección eléctrica. El objetivo es definir una configuración técnica que responda de forma eficiente a las necesidades energéticas reales de la vivienda, previamente analizadas.

Se contemplan dos escenarios distintos de diseño:

- Uno basado en un sistema de autoconsumo sin almacenamiento, en el que los excedentes de energía generada se vierten a la red.
- Otro que incorpora un sistema de baterías, con el fin de aumentar el porcentaje de autoconsumo directo y reducir la dependencia de la red eléctrica.

En ambos casos, el modelo adoptado es el de autoconsumo con compensación de excedentes, lo que permite valorizar la energía no consumida instantáneamente mediante su inyección a la red y posterior compensación económica en la factura eléctrica, conforme a la normativa vigente.

Para llevar a cabo el dimensionamiento de la instalación y simular su comportamiento energético con distintas configuraciones, se empleará el software especializado PVsyst. Esta herramienta, ampliamente utilizada en el ámbito profesional y académico, permite realizar simulaciones detalladas que tienen en cuenta variables como la irradiación solar del emplazamiento, la orientación e inclinación del sistema, las pérdidas térmicas y eléctricas, las posibles sombras, así como el perfil de consumo de la vivienda. A través de esta metodología se podrá identificar la configuración óptima del sistema fotovoltaico en términos técnicos, energéticos y económicos.

6.1. POTENCIA DE LA INSTALACIÓN

El primer paso en el diseño de una instalación fotovoltaica es determinar su capacidad nominal, es decir, la potencia pico que debe instalarse para cubrir las necesidades energéticas de la vivienda. Este cálculo debe tener en cuenta tanto el consumo eléctrico anual del usuario como el recurso solar disponible en el emplazamiento, lo que se cuantifica mediante las denominadas Horas de Sol Pico (HSP).

Las HSP son una medida que expresa el número de horas al día en las que la irradiación solar sería equivalente a 1.000 W/m^2 (condiciones estándar de prueba). Este parámetro permite simplificar el cálculo energético al convertir la radiación solar variable de un día en un valor horario equivalente bajo irradiación constante. Su valor depende de la localización geográfica, la inclinación del plano receptor y las condiciones climáticas locales.

Aunque es habitual utilizar estimaciones genéricas de las Horas de Sol Pico (HSP) disponibles en fuentes públicas, como las correspondientes a la ciudad de Madrid, en este caso se ha optado por realizar un cálculo específico adaptado al emplazamiento concreto de la vivienda. Para ello, se ha partido del análisis solar del emplazamiento desarrollado en una sección anterior, en el cual se calcularon los valores de irradiancia horaria media para un día tipo mensual representativo. A partir de estos datos se determinó la irradiación diaria promedio de cada mes, y posteriormente se calculó el promedio anual de dichas irradiaciones.

El valor resultante fue de 5.704 Wh/m^2 por día, que equivale a 5,7 horas de sol pico diarias, al dividir la irradiación media entre la irradiancia estándar de 1.000 W/m^2 . Este valor se utilizará como referencia para dimensionar la potencia necesaria de la instalación fotovoltaica.

Dado que se dispone de un análisis detallado del consumo energético de la vivienda a lo largo del año 2024, se han planteado dos métodos para estimar la potencia requerida del sistema: uno basado en el consumo anual total, y otro en el consumo diario promedio. Ambos se calculan en función de las Horas de Sol Pico (HSP) obtenidas para el emplazamiento.

En primer lugar, utilizando el consumo anual de 2024, que asciende a 4.483 kWh, y considerando unas HSP anuales de 5,7 horas diarias durante 365 días, la potencia necesaria se calcula según la siguiente expresión:

$$Potencia (KW) = \frac{Consumo\ anual\ (KWh)}{HSP\ anuales} = \frac{4483\ KWh}{5,7 \frac{h}{día} \times 365\ días} = 2,155\ KW$$

En segundo lugar, se ha tomado como referencia el consumo promedio diario. A partir de los datos recogidos en la Tabla 6, se obtiene un valor medio de 12,225 kWh/día. Aplicando de nuevo el valor de HSP diario:

$$Potencia (KW) = \frac{Consumo\ diario\ (KWh)}{HSP} = \frac{12,225\ KWh}{5,7\ h} = 2,15\ KW$$

Como puede observarse, ambos métodos conducen a un valor prácticamente idéntico, lo que valida la coherencia de los cálculos y respalda la estimación de una potencia nominal necesaria en torno a 2,15 kW para cubrir la demanda energética de la vivienda mediante energía solar.

No obstante, es importante tener en cuenta que el sistema fotovoltaico estará sujeto a diversas pérdidas que afectan al rendimiento global de la instalación. Estas pérdidas incluyen, entre otras, pérdidas térmicas por aumento de temperatura de los módulos, pérdidas eléctricas en el cableado y conexiones o pérdidas por sombreado parcial. Como consecuencia, el rendimiento real del sistema no será del 100 %, sino que se situará generalmente entre el 75 % y el 85 %, dependiendo de las condiciones específicas del diseño y la ubicación.

Por este motivo, y con el objetivo de garantizar que la producción energética sea suficiente para cubrir el consumo estimado, se ha optado por sobredimensionar la potencia instalada en un 15 % respecto al valor teórico calculado. De este modo, se propone una potencia mínima de **2,5 kWp**, lo que permite compensar de forma adecuada las pérdidas del sistema y asegurar un buen nivel de respuesta a la demanda.

6.2. PRESELECCIÓN DE COMPONENTES

En este apartado se realiza la preselección de los principales componentes que conformarán la instalación fotovoltaica, tanto en su versión básica como en la variante con almacenamiento. Se abordará la preselección de los módulos fotovoltaicos y el inversor.

6.2.1. PANELES SOLARES

Tal y como se explicó en una sección anterior, los paneles solares fotovoltaicos se clasifican principalmente en tres tipos: monocristalinos, policristalinos y de capa fina (película delgada). De entre ellos, los monocristalinos destacan por ofrecer una mayor eficiencia, una vida útil más prolongada y un mejor comportamiento en condiciones de baja irradiancia, aunque su coste inicial puede ser ligeramente superior. Estas características los hacen especialmente adecuados para instalaciones residenciales, donde el espacio disponible suele ser limitado y se busca maximizar la producción energética por metro cuadrado. Por ello, se ha optado por emplear paneles de tecnología monocristalina.

Para continuar con la selección de los módulos, se han comparado modelos de cuatro fabricantes líderes en el ámbito de la energía solar residencial, ampliamente reconocidos por su fiabilidad, eficiencia y disponibilidad en el mercado español: JA Solar, LONGi Solar, Trina Solar y Jinko Solar.

Dentro de los catálogos de estos fabricantes, se han seleccionado modelos con potencias comprendidas entre 415 y 450 Wp, un rango habitual y óptimo para tejados residenciales inclinados, y con espacio reducido. Asimismo, se ha priorizado la incorporación de tecnologías modernas como half-cell y, en algunos casos, N-type TOPCon, que permiten una mejor respuesta ante sombras parciales, reducen las pérdidas internas y mejoran el rendimiento energético global de la instalación. Estas tecnologías resultan especialmente adecuadas en cubiertas con obstáculos puntuales, como chimeneas o elementos arquitectónicos elevados, como es el caso de la vivienda objeto de estudio.

Marca	Modelo	Potencia (Wp)	Eficiencia (%)	Dimensiones
JA Solar	JAM-54S30-415/MR	415	21,3	1,72 x 1,13
LONGi	LR5-54HPH-425M	425	21,8	1,72 x 1,13
Trina	TSM-450-NEG9R.28	450	22,5	1,76 x 1,13
Jinko	JKM- 440N-54HL4R	440	22,02	1,76 x 1,13

Tabla 7: Características de los paneles fotovoltaicos preseleccionados

En la Tabla 7 se recogen las principales características de los paneles fotovoltaicos preseleccionados, incluyendo el modelo concreto, la potencia nominal, la eficiencia y las dimensiones físicas. Todos ellos cumplen con los criterios técnicos definidos previamente y se consideran adecuados para su instalación en una cubierta residencial como la analizada.

No obstante, la elección definitiva del módulo a instalar no se realizará en esta etapa. En secciones posteriores del proyecto se llevarán a cabo simulaciones energéticas detalladas mediante el software PVsyst, que permitirán evaluar el comportamiento real de cada opción teniendo en cuenta las condiciones específicas del emplazamiento: perfil de consumo horario, posibles sombras, orientación e inclinación del tejado, y productividad energética esperada. Este análisis comparativo será clave para seleccionar la alternativa más eficiente y rentable para la vivienda.

6.2.2. INVERSOR

Tal y como se explicó en una sección anterior, existen distintos tipos de inversores fotovoltaicos que pueden emplearse en instalaciones residenciales, entre los que se encuentran los inversores de cadena (string), los microinversores, los inversores con optimizadores de potencia y los inversores híbridos. Este último tipo de inversor, el híbrido, se caracteriza por su capacidad para gestionar tanto la conversión de corriente continua a alterna como la carga y descarga de sistemas de almacenamiento energético, lo que lo convierte en la opción más adecuada para instalaciones que incluyen baterías.

No obstante, el uso de inversores híbridos se ha generalizado también en instalaciones sin almacenamiento, debido a su versatilidad, eficiencia y posibilidad de adaptación a futuras ampliaciones del sistema. Optar por un inversor híbrido permite, por tanto, mantener la instalación preparada para la posible incorporación de baterías en el futuro, sin necesidad de

sustituir el inversor, lo cual representa una ventaja tanto técnica como económica a medio y largo plazo. Por ello, en el presente proyecto se ha decidido seleccionar exclusivamente inversores híbridos tanto para el modelo de autoconsumo con batería como para el modelo sin batería.

En cuanto a la potencia nominal del inversor, es habitual que sea ligeramente inferior a la potencia pico del generador fotovoltaico, lo que permite optimizar el funcionamiento del sistema y reducir costes. En este caso, y dado que el análisis del consumo energético de la vivienda determinó una potencia útil necesaria de aproximadamente 2,15 kW, y una potencia mínima instalada de 2,5 kWp teniendo en cuenta las pérdidas del sistema, se ha optado por dimensionar el inversor con una potencia nominal de 3 kW, un valor estándar de potencia de un inversor.

Se han preseleccionado dos posibles opciones de inversores híbridos de distintos fabricantes, que se muestran en la Tabla 8, teniendo en cuenta criterios como una potencia nominal adecuada al dimensionamiento del sistema, una alta eficiencia de conversión, compatibilidad con instalaciones monofásicas residenciales y la presencia de seguidores MPPT (Maximum Power Point Tracker), que permiten optimizar la captación de energía incluso en condiciones de radiación variable o sombras parciales.

Marca	Modelo	Potencia Nominal (KW)	Eficiencia (%)
Huawei	SUN2000-3KTL-L1	3	98,3
GoodWe	GW3048-EM	3	97,5

Tabla 8: Características de los inversores preseleccionados

La selección definitiva del inversor se realizará tras la simulación de cada una de las alternativas utilizando la herramienta PVsyst, en combinación con los distintos paneles fotovoltaicos preseleccionados. Estas simulaciones permitirán comparar de forma objetiva el comportamiento energético de cada configuración, teniendo en cuenta las condiciones reales del emplazamiento, el perfil horario de consumo, las posibles sombras y las pérdidas del sistema. De este modo, será posible identificar la combinación más eficiente y adecuada para la vivienda tanto desde el punto de vista técnico como energético.

6.3. PVSYST

Para poder continuar con el diseño de la instalación, poder elegir batería en el caso del modelo de autoconsumo con batería, elegir estructura de soporte para los paneles, y dimensionar cableado y protecciones es necesario hacer simulaciones en la herramienta PVsyst con diferentes alternativas de inversor y paneles fotovoltaicos para concluir qué configuración es la más eficiente para la vivienda objeto de estudio.

Con el fin de realizar simulaciones realistas del comportamiento de ambas configuraciones, el primer paso al iniciar un nuevo proyecto en PVsyst consiste en la definición de una serie de parámetros fundamentales. En primer lugar, se selecciona el tipo de sistema, que en este caso corresponde a una instalación conectada a red, al tratarse de una vivienda habitual situada en entorno urbano y con acceso continuo al suministro eléctrico convencional.

A continuación, se define con precisión la ubicación geográfica de la instalación, introduciendo las coordenadas exactas. Una vez hecho esto, PVsyst permite generar automáticamente un archivo climático mediante la herramienta Meteonorm, integrada en el propio programa. Esta fuente de datos meteorológicos proporciona valores medios calculados para el periodo comprendido entre 2001 y 2020, incluyendo variables clave como la irradiancia global horizontal, irradiancia difusa, temperatura ambiente, velocidad del viento, turbidez atmosférica y humedad relativa, todos ellos fundamentales para estimar con precisión la producción fotovoltaica.

Una vez que el programa ya dispone de la información relativa al emplazamiento exacto de la instalación, así como de los datos meteorológicos necesarios para una correcta simulación, se procede a la especificación de una serie de parámetros, que permiten configurar y evaluar adecuadamente el rendimiento de la instalación fotovoltaica.

6.3.1. ORIENTACIÓN

El primer parámetro a definir en el proceso de diseño mediante PVsyst es la orientación del campo fotovoltaico, lo que implica especificar tanto la geometría del plano en el que se

instalarán los módulos como su disposición espacial respecto al sol. En este caso, se ha seleccionado un plano inclinado fijo, ya que la instalación se ubicará directamente sobre la cubierta inclinada de la vivienda.

La inclinación del plano se ha fijado en $33,7^\circ$, coincidiendo con la pendiente del tejado donde se va a realizar la instalación. Por otro lado, el azimut se ha establecido en -20° , lo que indica que la superficie captadora está orientada 20 grados hacia el este respecto del sur geográfico. Estos datos fueron determinados previamente en el apartado dedicado al análisis del emplazamiento de la vivienda.

En la Figura 37 se muestra la interfaz correspondiente a esta configuración dentro de PVsyst. En la parte inferior se incluyen dos gráficos que representan el rendimiento energético estimado en función de la inclinación y el azimut del plano, bajo un modelo de cielo despejado. En dichos gráficos se observa que la inclinación del tejado, y por tanto de los módulos, se encuentra muy próxima al valor óptimo para maximizar el rendimiento anual, mientras que la orientación presenta una ligera desviación respecto al sur (azimut 0°), lo que supone una pérdida estimada del 1,3 % con respecto al rendimiento óptimo.

Adicionalmente, se muestran dos indicadores relevantes relacionados con la captación solar del sistema: el factor de transposición (FT) y la irradiación global en el plano colector. El primero representa la relación entre la radiación recibida en el plano inclinado de los módulos y la que recibiría una superficie horizontal. En este caso, el valor obtenido es $FT = 1,18$, lo que indica una ganancia del 18 % en captación solar gracias a la inclinación de 34° , muy favorable en términos energéticos. Por otro lado, la irradiación global en el plano colector alcanza los $2.044 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$, lo que confirma que la ubicación y la orientación de la instalación ofrecen condiciones óptimas de aprovechamiento solar.

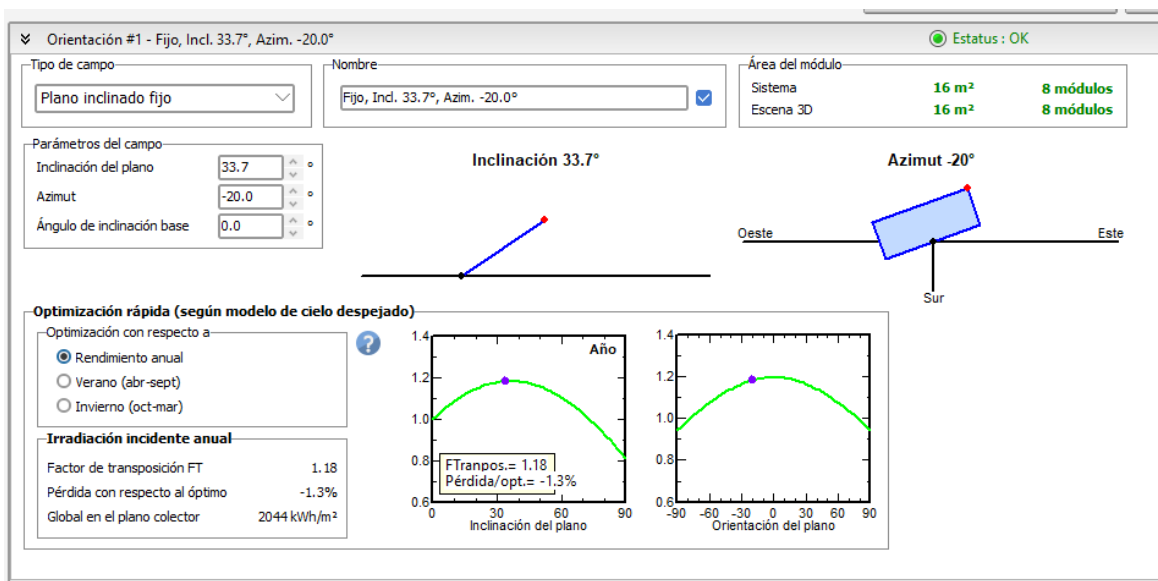


Figura 37: Interfaz orientación del sistema fotovoltaico en PVsyst

6.3.2. SOMBREADOS CERCANOS

Uno de los parámetros más relevantes que ofrece el software PVsyst es la simulación de sombreados cercanos, una herramienta fundamental para analizar con precisión las pérdidas por sombras que pueden afectar al campo fotovoltaico. Esta funcionalidad permite incorporar obstáculos reales del entorno, modelarlos en 3D y calcular el impacto exacto que generan sobre los módulos a lo largo del año.

Para ello, PVsyst incluye un editor gráfico en tres dimensiones que permite representar fielmente la geometría de la vivienda, incluyendo su orientación, pendiente de tejado, elementos constructivos y obstáculos relevantes. En este caso, se ha recreado digitalmente la vivienda objeto de estudio, tal y como se muestra en la Figura 38, con todos los elementos que pueden proyectar sombra sobre los módulos.

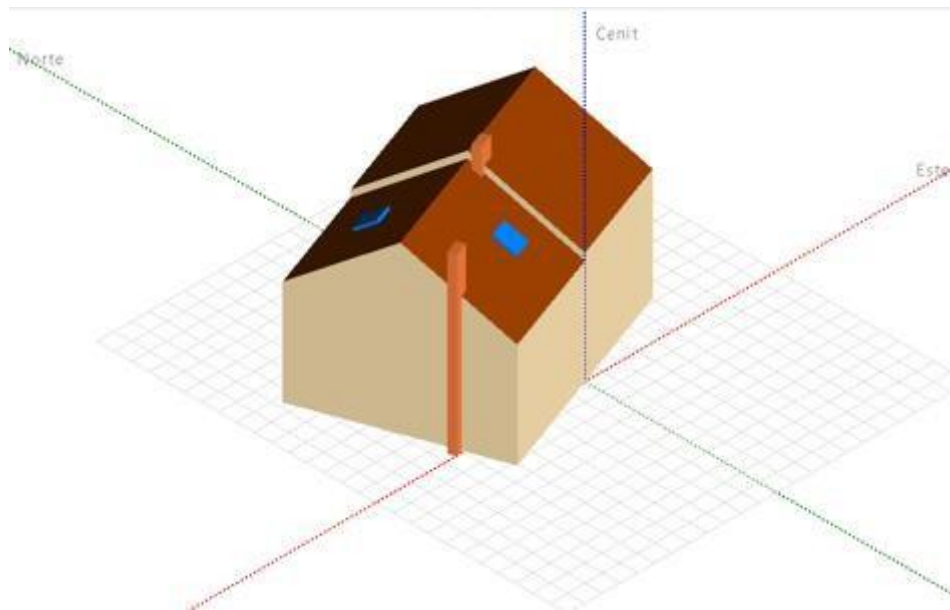


Figura 38: Modelo 3D de la vivienda en el editor de escenas de PVsyst

En el modelo se han representado dos viviendas adosadas. La vivienda analizada en este proyecto es la que dispone de ventanas tipo Velux en el tejado. No obstante, se ha incluido también la vivienda colindante, ya que presenta una ligera mayor altura, lo cual podría generar sombras en ciertas horas del día, especialmente en invierno. La vivienda del otro lado, al encontrarse a la misma altura que la principal, no se ha considerado necesaria para el análisis.

Además, se han añadido dos chimeneas, ubicadas exactamente sobre la línea divisoria entre ambas viviendas. Estas estructuras son relevantes ya que su altura y posición pueden provocar sombreados parciales sobre algunos módulos si no se tiene en cuenta su presencia.

Una vez modelado el entorno, la escena se ha orientado con precisión, asignando un azimut de -20° , correspondiente a la orientación real del tejado respecto al sur geográfico. A partir de este modelo tridimensional, se han llevado a cabo diferentes simulaciones variando la disposición de los módulos fotovoltaicos en distintas ubicaciones y configuraciones, con el

objetivo de identificar la solución más eficiente. Las conclusiones sobre dicha selección se detallan más adelante en este documento.

6.3.3. AUTOCONSUMO

La siguiente sección relevante dentro del entorno de simulación de PVsyst es la correspondiente al autoconsumo, donde se definen los perfiles de carga del usuario con el fin de realizar una estimación realista del comportamiento energético del sistema. Esta funcionalidad permite determinar cuánta energía fotovoltaica es consumida directamente por la vivienda y cuánta es inyectada a la red, aportando información clave sobre la eficiencia y viabilidad del sistema.

En esta sección, el software ofrece varias formas de definir el perfil de consumo: desde un valor constante, perfiles mensuales, diarios o domésticos. No obstante, para garantizar la máxima precisión en la simulación, se ha optado por utilizar la opción “Cargar valores de un archivo CSV por hora/diario”, incorporando un fichero que contiene los datos horarios de consumo real del usuario para todo el año 2024.

El sistema reconoce automáticamente el perfil de consumo y calcula los parámetros clave. En este caso, se define una potencia promedio de consumo de 509 W, equivalente a una energía anual de 4455 kWh. Con estos valores, el sistema determina que el usuario presenta un autoconsumo medio de 12,20 kWh/día, lo cual coincide con la estimación obtenida en los apartados anteriores del proyecto.

Además, se ha habilitado la opción “Permitir la inyección solar en la red”, lo que permite contabilizar adecuadamente el excedente de energía producido por la instalación fotovoltaica cuando no es consumido instantáneamente.

6.3.4. SISTEMA

Esta sección de PVsyst permite definir el campo fotovoltaico y el equipo de conversión, es decir, el tipo y número de módulos fotovoltaicos, el modelo de inversor y el número de

strings utilizados. A través de esta configuración, se construye la base del sistema y se habilita la simulación completa del comportamiento energético de la instalación.

Durante el desarrollo del proyecto, se han llevado a cabo diversas simulaciones combinando los distintos módulos fotovoltaicos analizados en apartados anteriores, junto con dos inversores posibles, el número de paneles y su disposición sobre el tejado. Para permitir la comparación objetiva entre las diferentes configuraciones, se han mantenido constantes los valores estándar de pérdidas del sistema y la misma ubicación y orientación del plano de captación.

Como se explicó previamente, se seleccionó un inversor de 3 kW de potencia nominal, ya que la potencia pico mínima estimada para la instalación era de 2,5 kWp, valor que se supera en todas las configuraciones analizadas. En instalaciones residenciales conectadas a red, es habitual que la potencia pico instalada en paneles sea igual o ligeramente superior a la del inversor, lo que se conoce como sobredimensionamiento moderado. Esto permite optimizar el rendimiento del inversor sin provocar pérdidas significativas por limitación de potencia.

Teniendo en cuenta que los módulos seleccionados tienen potencias comprendidas entre 415 Wp y 450 Wp, alcanzar una potencia total igual o superior a 3 kWp requiere la instalación de entre 7 y 8 módulos. Concretamente, en los casos de Trina Solar y Jinko Solar, es posible cumplir este objetivo con 7 módulos, mientras que en configuraciones con JA Solar o LONGi, se requieren 8 módulos para alcanzar esa misma potencia mínima.

Con el fin de no sobredimensionar el inversor de forma excesiva, se han limitado las simulaciones a configuraciones de 7 u 8 módulos como máximo. Así se mantiene el equilibrio entre producción, rendimiento y compatibilidad eléctrica del sistema.

6.3.4.1. UBICACIÓN DE MÓDULOS FV

En una primera fase, se llevaron a cabo dos simulaciones con 7 módulos Trina Solar (450 Wp) y el inversor Huawei SUN2000-3KTL-L1, variando únicamente la disposición de los módulos en el tejado. Estas dos alternativas se muestran en la Figura 39 y la Figura 40, respectivamente.

Como se observa, la mayoría de los módulos se posicionan en la parte baja del tejado, ya que esta zona es la que recibe mayor radiación solar directa y presenta menor influencia de sombras cercanas. Los dos módulos restantes se ubican en zonas estratégicas distintas con el objetivo de evaluar el impacto de su ubicación en el rendimiento total del sistema.

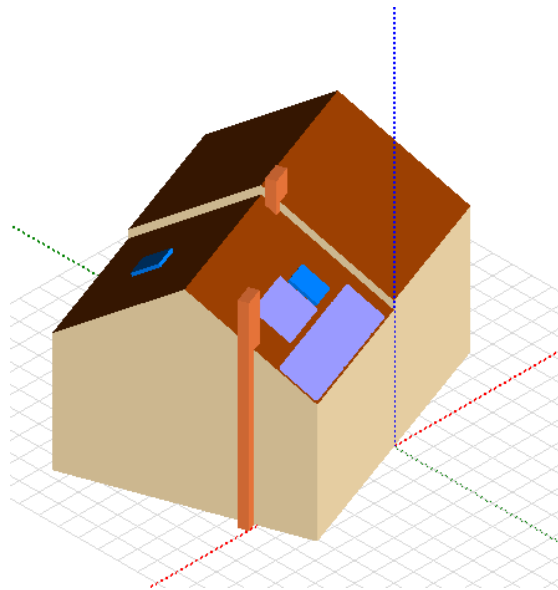


Figura 39: Alternativa 1 de posicionamiento de los módulos fotovoltaicos

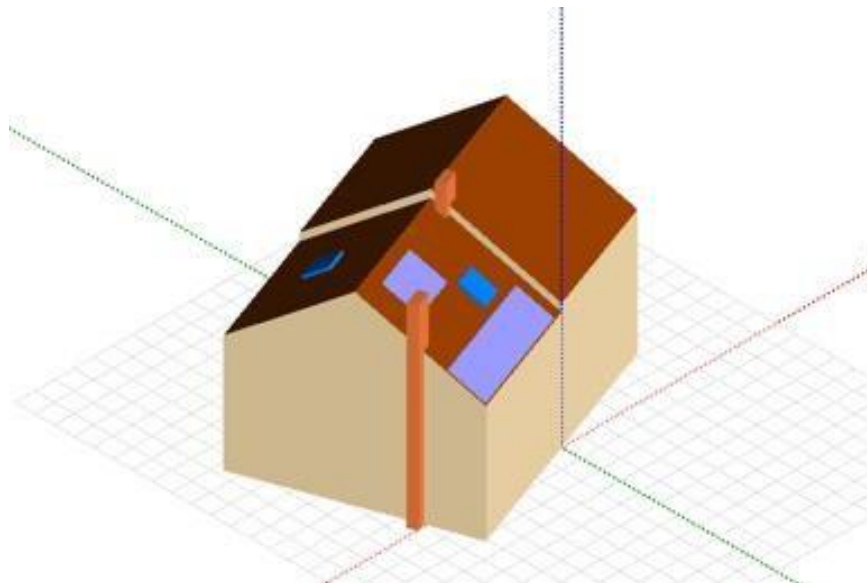


Figura 40: Alternativa 2 de posicionamiento de los módulos fotovoltaicos

La Tabla 9 muestra de forma resumida las conclusiones obtenidas tras la simulación de ambas configuraciones. Se puede apreciar que la disposición de los módulos en la zona superior ofrece mejores resultados en términos de producción anual, eficiencia específica (kWh/kWp) y pérdidas por sombreados eléctricos, lo que indica un mejor aprovechamiento del recurso solar disponible.

No obstante, se observa también un ligero incremento en las pérdidas por desajuste eléctrico (mismatch) en esta segunda configuración. Este fenómeno puede deberse a que los módulos situados en distintas posiciones del tejado están expuestos a condiciones de irradiación o temperatura algo diferentes, lo cual genera pequeños desequilibrios eléctricos cuando todos los módulos están conectados en serie. A pesar de ello, la mejora global en la producción compensa este efecto, y las pérdidas por mismatch se mantienen dentro de los valores aceptables para instalaciones sin optimizadores. Por tanto, se concluye que la disposición de los paneles en la zona superior es más eficiente, y se decide optar por esta configuración.

Parámetro	Zona media	Zona superior
Producción anual (KWh/año)	4888	4914,6
Producción específica (KWh/KWp)	1552	1560
Performance Ratio (%)	77,53	77,95
Pérdidas por sombras eléctricas (%)	3	2,2
Mismatch (%)	3,1	3,4
Energía autoconsumida (KWh)	4454,8	4454,8
Energía vertida a la red (KWh)	2877,6	2904,1

Tabla 9: Comparación alternativas de posicionamiento de módulos

6.3.4.2. SELECCIÓN INVERSOR

En segundo lugar, se realizaron dos simulaciones utilizando 7 módulos Trina Solar de 450 Wp, manteniendo una potencia pico instalada de 3150 Wp en ambos casos, y variando únicamente el modelo de inversor. En la primera simulación se empleó el inversor Huawei SUN2000-3KTL-L1, y en la segunda, el inversor GoodWe GW3048-EM, ambos con una potencia nominal de 3 kW.

El objetivo de esta comparación era evaluar el rendimiento energético de la instalación con cada uno de los inversores, analizar si existían diferencias significativas en términos de producción y pérdidas, y tener en cuenta también el aspecto económico con el fin de seleccionar el inversor más adecuado tanto para el diseño definitivo de la instalación como para el resto de las simulaciones del proyecto.

La Tabla 10 resume los resultados obtenidos. Se aprecia que el comportamiento energético de ambos inversores es muy similar, con una producción anual ligeramente superior en el caso del GoodWe, así como un Performance Ratio (PR) algo más elevado. Sin embargo, el inversor Huawei presenta menores pérdidas por eficiencia, lo que refleja un mejor aprovechamiento energético en su etapa de conversión.

Además, al incorporar el análisis económico, se observa que el precio del inversor GoodWe es más del doble que el del Huawei, sin que ello suponga una ventaja energética significativa. Por tanto, se concluye que el inversor Huawei SUN2000-3KTL-L1 es la opción más rentable y eficiente, y será el que se utilice en el diseño definitivo de la instalación de la vivienda objeto de estudio, así como en todas las simulaciones posteriores con distintas combinaciones de módulos.

Parámetro	7xTrina + Huawei	7xTrina + GoodWe
Producción anual (KWh/año)	4914,6	4919,2
Producción específica (KWh/KWp)	1560	1562
Performance Ratio (%)	77,95	78,02
Pérdidas por eficiencia inversor (%)	3,2	3,4
Precio del inversor (€)	540	1260

Tabla 10: Comparación alternativas de elección de inversor

6.3.4.3. SELECCIÓN MÓDULOS FV

Para la elección de los módulos fotovoltaicos se llevaron a cabo diversas simulaciones, combinando distintos fabricantes con la configuración de inversor seleccionada. Como se ha explicado previamente, y teniendo en cuenta tanto la potencia nominal del inversor (3 kW)

como la potencia pico de los distintos módulos evaluados, se definieron configuraciones con 7 u 8 módulos, buscando alcanzar una potencia instalada ligeramente superior a la del inversor, pero sin sobredimensionarlo en exceso.

En primer lugar, se ejecutaron dos simulaciones con 7 módulos, utilizando los modelos con mayor potencia unitaria: Trina Solar TSM-450-NEG9R.28 y Jinko Solar JKM-440N-54HL4R. Estos son los únicos, entre los seleccionados, que permiten alcanzar los 3 kW de potencia nominal del inversor con tan solo 7 módulos.

La Tabla 11 resume los resultados obtenidos. Como se puede observar, el sistema con módulos Trina Solar alcanza una producción anual ligeramente superior (+102 kWh/año) gracias a su mayor potencia pico instalada (3150 Wp frente a 3080 Wp), y menores pérdidas por eficiencia del inversor. En cambio, los módulos Jinko Solar presentan una eficiencia específica ligeramente superior (1563 vs. 1560 kWh/kWp) y un Performance Ratio (PR) también algo más elevado. Las pérdidas por temperatura y por sombras eléctricas son prácticamente idénticas en ambos casos, sin implicaciones significativas.

Desde el punto de vista económico, los módulos Trina presentan un precio unitario inferior (90 € frente a 99 €), lo que implica una diferencia de 63 € menos en el coste total del sistema. Si se analiza el coste por cada kWh anual generado, la opción de Trina resulta más rentable: 0,128 €/kWh frente a 0,144 €/kWh.

En conjunto, considerando tanto el rendimiento energético como el coste de los módulos, se concluye que la opción con módulos Trina Solar es más eficiente y económica.

Parámetro	7xTrinaSolar (450 Wp)	7xJinkoSolar (440 Wp)
Potencia pico instalada (Wp)	3150	3080
Producción anual (KWh/año)	4914,6	4812,8
Producción específica (KWh/KWp)	1560	1563
Performance Ratio (%)	77,95	78,07
Pérdidas por eficiencia inversor (%)	3,2	3,5
Pérdidas por temperatura (%)	3,6	3,5
Pérdidas por sombras eléctricas (%)	2,2	2,3
Precio por módulo (€)	90	99

Coste total módulos (€)	630	693
Coste por KWh producido/ año (€)	0,128	0,144

Tabla 11: Comparación alternativas de selección de paneles fotovoltaicos (7x)

En segundo lugar, se ejecutaron cuatro simulaciones adicionales con 8 módulos de los modelos previamente seleccionados de los fabricantes Trina Solar, Jinko Solar, LONGi y JA Solar. La Tabla 12 muestra los resultados obtenidos para cada una de las configuraciones.

De entre todas las opciones analizadas, el sistema con módulos Trina Solar ofrece el mejor equilibrio entre rendimiento energético y coste económico. Aunque el modelo LONGi presenta una producción específica ligeramente superior (1578 frente a 1568 kWh/kWp) y un Performance Ratio algo mayor (78,86% frente a 78,32%), su producción anual total es inferior (5366,7 kWh frente a 5643,3 kWh), debido a su menor potencia pico instalada (3400 Wp frente a 3600 Wp).

En cuanto al resto de pérdidas, la más destacable es la diferencia de pérdidas en el inversor, siendo Trina la más rentable. Respecto al resto las diferencias entre opciones son mínimas y no resultan determinantes en el análisis final.

Desde el punto de vista económico, Trina Solar vuelve a destacar con el precio por módulo más bajo (90 €), lo que implica un coste total de 720 €, claramente inferior al del resto de alternativas. Esta ventaja en coste, junto con la mayor producción anual, se traduce en el menor coste por kWh generado anualmente.

En conclusión, aunque modelos como LONGi pueden presentar valores ligeramente mejores en ciertos parámetros puntuales, la opción con módulos Trina Solar destaca de forma más consistente en los aspectos clave del sistema: mayor producción anual, menor inversión y mayor rentabilidad a largo plazo.

Parámetro	8xTrinaSolar (450 Wp)	8xJinkoSolar (440 Wp)	8xLONGi (425 Wp)	8xJA Solar (415 Wp)
Potencia pico instalada (Wp)	3600	3520	3400	3320
Producción anual (KWh/año)	5643,3	5507,5	5366,7	5143,5
Producción específica (KWh/KWp)	1568	1565	1578	1549

Performance Ratio (%)	78,32	78,17	78,86	77,40
Pérdidas por eficiencia inversor (%)	2,6	3,3	3,4	3,4
Pérdidas por temperatura	3,6	3,5	4,1	3,7
Pérdidas por sombras eléctricas (%)	2,2	2,2	2,2	2,1
Precio por módulo (€)	90	99	96,8	111,8
Coste total módulos (€)	720	792	774,4	894,4
Coste por KWh producido/ año (€)	0,128	0,144	0,144	0,174

Tabla 12: Comparación alternativas de selección de paneles fotovoltaicos (8x)

Una vez concluido que los paneles más rentables para la instalación son los del fabricante Trina Solar, es necesario finalmente decidir si instalar 7 u 8 módulos, tomando como referencia las dos configuraciones más eficientes de las simulaciones previas. La Tabla 13 presenta los resultados obtenidos para ambas configuraciones.

En este caso, para poder valorar si resulta rentable incorporar un módulo fotovoltaico adicional, se ha analizado no solo la producción total, sino también los valores de energía autoconsumida, energía vertida a la red y consumo desde red.

Como es esperable, la instalación con 8 módulos presenta una mayor producción anual (5643,3 kWh frente a 4914,6 kWh), así como un performance ratio ligeramente superior (78,32 % frente a 77,95 %) y un mejor solar fraction (46,8 % frente a 45,13 %). Sin embargo, al observar el destino de esa energía adicional generada, se comprueba que la mayor parte de ella se vierte a la red: el excedente aumenta en 654,5 kWh/año, mientras que el autoconsumo apenas crece en 74,1 kWh/año, lo que supone un incremento de tan solo un 3,7 %.

Asimismo, el consumo desde la red disminuye ligeramente (2370,1 kWh frente a 2444,3 kWh), implicando un ahorro marginal en la factura eléctrica. Aunque el vertido de excedentes también es recompensado económicamente, el valor del kWh compensado suele ser notablemente inferior al precio del kWh consumido de la red, por lo que el impacto económico adicional del octavo módulo resulta limitado.

Por todo ello, y teniendo en cuenta que el incremento de autoconsumo con un módulo adicional es muy reducido, se decide dimensionar la instalación con 7 módulos fotovoltaicos

Trina Solar TSM-450-NEG9R.28, al considerarse la opción más eficiente y equilibrada en relación con el patrón de consumo analizado.

Parámetro	7xTrinaSolar (450 Wp)	8xTrinaSolar (450 Wp)
Potencia pico instalada (Wp)	3150	3600
Producción anual (KWh/año)	4914,6	5643,3
Producción específica (KWh/KWp)	1560	1568
Autoconsumo (KWh/año)	2010,5	2084,6
Excedente vertido (KWh/año)	2904,1	3558,6
Consumo desde red (KWh)	2444,3	2370,1
Solar Fraction (%)	45,13	46,8
Performance Ratio (%)	77,95	78,32
Pérdidas por eficiencia inversor (%)	3,2	2,6
Coste total módulos (€)	630	720
Coste por KWh producido/ año (€)	0,128	0,128

Tabla 13: Comparación alternativas número de paneles fotovoltaicos

6.4. SELECCIÓN DE COMPONENTES FINAL

Una vez realizadas las distintas simulaciones y definido el número de paneles fotovoltaicos, su ubicación, el tipo de módulos y el inversor más adecuados, es necesario verificar que todos estos elementos cumplen con los requisitos técnicos del sistema.

A continuación, se procederá al dimensionamiento del cableado y de los elementos de protección.

Dado que los paneles ya han sido seleccionados, se podrá elegir una estructura de soporte compatible. Asimismo, al haberse determinado el inversor, se seleccionará la batería correspondiente en caso de optar por una solución de autoconsumo con almacenamiento energético.

6.4.1. PANELES SOLARES

Como se ha comentado en el apartado anterior, tras realizar distintas simulaciones, se van a emplear 7 módulos fotovoltaicos del fabricante Trina Solar y modelo TSM-450-NEG9R.28, dispuestos en la cubierta de la vivienda según se muestra en la Figura 41.

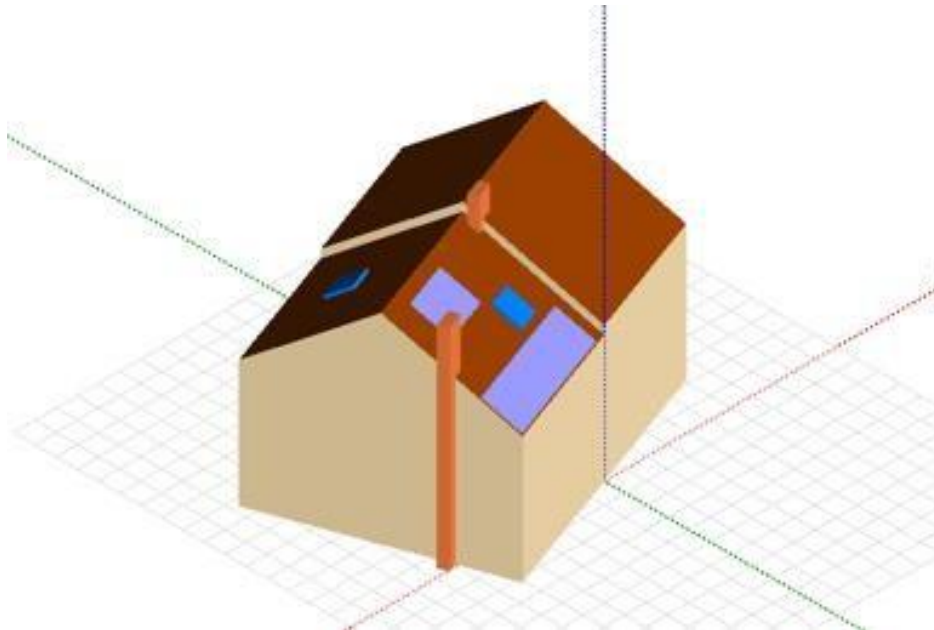


Figura 41: Alternativa escogida de disposición y número de módulos

Este modelo es un módulo fotovoltaico monocristalino de 450 Wp, compuesto por 144 células solares en formato half-cut (mitad de célula), organizadas en una matriz de 6×24. Las células están construidas sobre una base de silicio tipo N, dopado con fósforo, lo que permite reducir la recombinación de electrones y mejorar la eficiencia. Este tipo de célula presenta diversas ventajas frente a las de base tipo P, como una menor degradación inducida por la luz (LID), mejor rendimiento en altas temperaturas y mayor vida útil. [81]

Además, incorpora la tecnología i-TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact), que mejora el contacto posterior de la célula mediante una capa de óxido y polisilicio. Esta estructura permite reducir significativamente las pérdidas eléctricas, facilitando el transporte de los

electrones hacia los contactos del circuito, lo que se traduce en una mayor eficiencia de conversión energética, incluso en condiciones de baja irradiancia. [81]

El diseño del módulo también incluye tecnología Multi-Busbar (MBB), que mejora la captación de luz y reduce la resistencia en serie, así como un encapsulado de doble vidrio que proporciona mayor resistencia mecánica frente a condiciones ambientales adversas y mejora su durabilidad. Estas características lo hacen especialmente adecuado para instalaciones residenciales, donde se requiere un alto rendimiento y fiabilidad en espacios reducidos. [81]

Tiene unas dimensiones de 1762x1134x30 mm, un peso de 21,8 Kg y un precio aproximado de 90 € en el mercado, dando lugar a un total de 630 €.

A continuación, se detallan las principales características técnicas del módulo, pudiendo observar la ficha técnica completa en el Anexo III.

- Potencia máxima: 450 W
- Voltaje a máxima potencia (V_{mpp}): 44,6 V
- Corriente a máxima potencia (I_{mpp}): 10,09 A
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}): 52,9 V
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 10,74 A
- Eficiencia del módulo: 22,5 %
- Temperatura nominal de operación de célula (NOCT): 43 °C (+2K)
- Coeficiente de temperatura de P_{max} : -0,3%/°C
- Coeficiente de temperatura de V_{oc} : -0,24%/°C
- Coeficiente de temperatura de I_{sc} : 0,04%/°C
- Degradación el primer año: 1%
- Atenuación anual de la potencia: 0,4%



Figura 42: Módulo fotovoltaico Trina Solar TSM-450-NEG9R.28. [81]

6.4.2. INVERSOR

Como se ha comentado en el apartado anterior, tras realizar distintas simulaciones y evaluar la compatibilidad con los módulos seleccionados, se ha optado por un inversor de la marca Huawei, modelo SUN2000-3KTL-L1, con una potencia nominal de 3 kW.

Se trata de un inversor híbrido monofásico, especialmente diseñado para instalaciones de autoconsumo con conexión a red, que además permite la integración directa de baterías de litio de alto voltaje. Destaca su compatibilidad con la batería Huawei Luna2000, disponible en configuraciones modulares que abarcan capacidades desde 5 hasta 30 kWh, lo que facilita una futura ampliación del sistema. [82]

Este modelo incorpora dos seguidores MPPT independientes, con los que poder optimizar la producción solar ante diferencias de orientación o sombreados, una eficiencia máxima de 98,3% y eficiencia europea de 97,3% y un precio aproximado de 540€ en el mercado.

A continuación, se detallan sus principales características técnicas, pudiendo observar la ficha técnica completa en el Anexo V.

Entrada

- Máxima tensión de entrada: 600V
- Tensión de arranque: 100 V
- Rango de tensiones de operación de MPPT: 90V-560V
- Tensión nominal de entrada: 360 V
- Máxima intensidad por MPPT: 12,5 A
- Máxima intensidad de cortocircuito por MPPT: 18 A

Salida

- Potencia de salida nominal: 3 KW
- Máxima potencia aparente de CA: 3300 VA
- Tensión nominal de salida: 220 Vac/ 230 Vac/ 240 Vac
- Frecuencia nominal de red: 50 Hz/60 Hz
- Máxima intensidad de salida: 15 A



Figura 43: Inversor Huawei SUN2000-3KTL-L1. [82]

Además, es necesario hacer una serie de comprobaciones eléctricas para asegurar la compatibilidad entre el inversor y los módulos fotovoltaicos, verificando que las tensiones y corrientes máximas y mínimas del generador no superan los límites eléctricos admisibles por el inversor.

En primer lugar, se deben estimar las temperaturas máxima y mínima que puede alcanzar el módulo fotovoltaico en el lugar objeto de estudio. Para ello, se emplea la siguiente fórmula, que permite aproximar la temperatura de célula en función de la temperatura ambiente y la irradiancia incidente [83]:

$$T_{\text{módulo}} = T_{\text{ambiente}} + G * \frac{NOCT - 20^{\circ}C}{800 \frac{W}{m^2}}$$

Donde:

- T_{ambiente} es la temperatura ambiente del lugar, que en este proyecto corresponde al barrio de Hortaleza (Madrid).

- G es la irradiancia solar sobre el plano generador, también referido al emplazamiento
- NOCT es la temperatura nominal de operación de célula, proporcionada por el fabricante. En este caso, este valor corresponde con 43 °C.

A partir de los registros históricos analizados en los apartados anteriores (1990–2024), se ha determinado que:

- La temperatura máxima ambiente registrada ha sido de 42,7 °C.
- La temperatura mínima ambiente registrada ha sido de –13,4 °C.
- La irradiancia máxima observada en el lugar ha sido de 983 W/m², valor tomado del análisis horario realizado previamente.

$$T_{\max} = 42,7 \text{ °C} + 983 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} * \frac{43\text{°C} - 20\text{°C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 70,96 \text{ °C}$$

$$T_{\min} = -13,4 \text{ °C} + 983 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} * \frac{43\text{°C} - 20\text{°C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 14,86 \text{ °C}$$

A partir de los valores de temperatura máxima y mínima que puede alcanzar el módulo fotovoltaico en el lugar de instalación, es necesario calcular las magnitudes eléctricas extremas del generador, con el fin de verificar la compatibilidad eléctrica con el inversor. En este caso, se consideran 7 módulos conectados en serie, por lo que:

- La tensión total del string se obtiene multiplicando la tensión de un solo módulo por 7.
- La corriente del string es la misma que la de un único módulo, ya que en una conexión en serie la corriente permanece constante.

Las comprobaciones realizadas son las siguientes:

1. Tensión máxima en circuito abierto, calculada para la temperatura mínima del módulo, usando el valor de V_{oc} en condiciones estándar (25°C) proporcionada en la ficha técnica del fabricante del módulo y el coeficiente de temperatura:

$$\begin{aligned}
 V_{OC_{m\acute{a}x}} &= V_{OC_{STC}} \cdot \left(1 + \frac{\alpha \cdot (T_{min} - 25^{\circ}C)}{100}\right) \\
 &= 52,9 \text{ V} \cdot \left(1 + \frac{-0,24 \frac{\%}{^{\circ}C} \cdot (14,86^{\circ}C - 25^{\circ}C)}{100}\right) = 54,18 \text{ V}
 \end{aligned}$$

$$V_{OC_{m\acute{a}x}} \cdot 7 \text{ m\acute{o}dulos} = 379,3 \text{ V} < 600 \text{ V}$$

La tensión máxima del string se encuentra por debajo de la tensión máxima del inversor, cumpliendo con dicho requisito.

2. Tensión mínima en el punto de máxima potencia, calculada para la temperatura máxima del módulo, usando el valor de V_{mp} en condiciones estándar proporcionada en la ficha técnica del fabricante del módulo y el coeficiente de temperatura:

$$\begin{aligned}
 V_{mp_{min}} &= V_{mp_{STC}} \cdot \left(1 + \frac{\alpha \cdot (T_{max} - 25^{\circ}C)}{100}\right) \\
 &= 44,6 \text{ V} \cdot \left(1 + \frac{-0,24 \frac{\%}{^{\circ}C} \cdot (70,96^{\circ}C - 25^{\circ}C)}{100}\right) = 39,68 \text{ V}
 \end{aligned}$$

$$V_{mp_{min}} \cdot 7 \text{ m\acute{o}dulos} = 277,8 \text{ V} > 90 \text{ V}$$

La tensión mínima en el punto de máxima potencia se encuentra por encima de la tensión mínima aceptada por el seguidor MPPT.

3. Tensión máxima en el punto de máxima potencia, calculada para la temperatura mínima del módulo, usando el valor de V_{mp} en condiciones estándar proporcionada en la ficha técnica del fabricante del módulo y el coeficiente de temperatura:

$$V_{mp_{max}} = V_{mp_{STC}} \cdot \left(1 + \frac{\alpha \cdot (T_{min} - 25^{\circ}C)}{100}\right)$$

$$= 44,6 V \cdot \left(1 + \frac{-0,24 \frac{\%}{^{\circ}C} \cdot (14,86^{\circ}C - 25^{\circ}C)}{100}\right) = 45,7 V$$

$$V_{mp_{max}} \cdot 7 \text{ módulos} = 319,8 < 560 V$$

La tensión máxima en el punto de máxima potencia se encuentra por debajo de la tensión máxima aceptada por el seguidor MPPT.

- Corriente de cortocircuito máxima, calculada para la temperatura máxima del módulo, usando el valor de I_{sc} en condiciones estándar proporcionada en la ficha técnica del fabricante del módulo y el coeficiente de temperatura:

$$I_{sc_{max}} = I_{sc_{STC}} \cdot \left(1 + \frac{\alpha \cdot (T_{max} - 25^{\circ}C)}{100}\right)$$

$$= 10,74 A \cdot \left(1 + \frac{0,04 \frac{\%}{^{\circ}C} \cdot (70,96^{\circ}C - 25^{\circ}C)}{100}\right) = 10,94 A$$

$$I_{sc_{max}} = 10,94 A < 18 A$$

La corriente de cortocircuito máxima se encuentra por debajo del valor máximo admisible del inversor.

- Corriente máxima en el punto de máxima potencia, calculada para la temperatura máxima del módulo, usando el valor de I_{mp} en condiciones estándar proporcionada en la ficha técnica del fabricante del módulo y el coeficiente de temperatura:

$$\begin{aligned}
 Imp_{max} &= Imp_{STC} \cdot \left(1 + \frac{\alpha \cdot (T_{max} - 25^{\circ}C)}{100}\right) \\
 &= 10,09 A \cdot \left(1 + \frac{0,04 \frac{\%}{^{\circ}C} \cdot (70,96^{\circ}C - 25^{\circ}C)}{100}\right) = 10,28 A
 \end{aligned}$$

$$Imp_{max} = 10,28 A < 12,5 A$$

La corriente máxima en el punto de máxima potencia se encuentra por debajo del valor máximo admisible del inversor.

6.4.3. ESTRUCTURA DE SOPORTE

Una vez definidos los paneles fotovoltaicos que se van a instalar en el sistema, es posible determinar la estructura de soporte más adecuada. Dado que la cubierta de la vivienda cuenta con una orientación e inclinación óptimas para la captación solar, y que en el caso de las viviendas adosadas es habitual instalar los módulos directamente sobre el tejado, se ha optado por una estructura de tipo coplanar compatible con fijación sobre cubierta de teja, que es el material de acabado del tejado de esta vivienda.

Debido a la disposición de los módulos escogida en dos vertientes distintas del tejado, una con cinco módulos y otra con dos, se han definido dos subconjuntos estructurales independientes, ambos basados en el mismo sistema de fijación, pero adaptando la longitud de los raíles y el número de anclajes según el número de módulos de cada vertiente.

La estructura seleccionada es el modelo coplanar salvatejas del fabricante español Falcat, que destaca por su compatibilidad con cubiertas de teja curva o mixta y por permitir la fijación sin necesidad de levantar o romper las tejas, gracias a su sistema de apoyo directo sobre las mismas. [84]

El precio de mercado de las estructuras coplanares para módulos del fabricante Falcat se sitúa en torno a los 135 € para un conjunto de 5 módulos y aproximadamente 59 € para un conjunto de 2 módulos, lo que supone un coste total estimado de 194 €.

A continuación, se detallan sus principales características técnicas, pudiendo observar la ficha técnica completa en el Anexo IV.

- Perfilaría: Aluminio EN AW 6005A T6 (acabado crudo o anodizado)
- Tornillería y fijaciones: Acero inoxidable A2-70
- Compatibilidad con módulos solares de hasta 2279x1150 mm y 30-45 mm de grosor
- Velocidad máxima de viento soportada: 150 km/h
- Carga de nieve máxima soportada: 40 kg/m²



Figura 44: Modelo coplanar salvatejas Falcat. [Anexo IV]

6.4.4. BATERÍA

Para el modelo de autoconsumo con batería, y dado que el inversor seleccionado es el Huawei SUN2000-3KTL-L1, como se ha detallado previamente, se ha optado por una batería del mismo fabricante: la Huawei LUNA2000-X-S0. Esta batería ha sido diseñada específicamente para funcionar con los inversores híbridos Huawei SUN2000-L1, permitiendo una integración directa y una gestión energética centralizada a través del ecosistema del fabricante, sin necesidad de componentes adicionales.

La Huawei LUNA2000 es una batería de litio-ferrosfato con una profundidad de descarga del 100 %. Está compuesta por módulos de 5 kWh que pueden escalarse hasta 10 kWh o

15 kWh según las necesidades de la instalación, lo que la convierte en una solución flexible y fácilmente ampliable.

Debido a su alta compatibilidad, fiabilidad y facilidad de integración, se ha seleccionado este modelo de batería como la opción óptima para el sistema propuesto. Además, tal como se indica en la ficha técnica del inversor, esta batería es una de las dos oficialmente compatibles con el modelo SUN2000-3KTL-L1.

Para determinar la capacidad más adecuada, se ha tenido en cuenta la simulación realizada con el sistema compuesto por 7 módulos Trina Solar, que será la configuración definitiva del proyecto. Según los resultados, mostrados en la Tabla 11, el sistema genera una energía total de 4.915 kWh/año, de la cual 2.904 kWh/año se vierten a la red, lo que equivale a un excedente medio diario de aproximadamente 7,95 kWh/día.

Este excedente justifica la instalación de una batería, ya que gran parte de la energía actualmente desaprovechada podría almacenarse y utilizarse en las horas sin producción solar. En este contexto, una batería de 5 kWh resulta adecuada para absorber una parte significativa del excedente diario y cubrir el consumo nocturno habitual o los períodos con mucha demanda, logrando un equilibrio razonable entre coste y aprovechamiento energético.

Su precio de mercado se sitúa en torno a los 2.700 €, lo que representa una inversión considerable. Por tanto, resulta necesario justificar su incorporación al sistema mediante un análisis económico detallado, que se desarrollará en apartados posteriores.

A continuación, se detallan sus principales características técnicas, pudiendo observar la ficha técnica completa en el Anexo VI.

- Energía útil: 5 kWh
- Potencia máxima de salida: 2,5 kW
- Potencia pico de salida: 3,5 kW, 10 s
- Tensión nominal (sistema monofásico): 360 V
- Rango de tensiones de operación (sistema monofásico): 350-560 V



Figura 45: Batería LUNA2000-5-S0. [85]

6.4.5. CABLEADO

A continuación, se procede al dimensionamiento del cableado eléctrico de la instalación fotovoltaica, considerando tanto los criterios técnicos como los requisitos establecidos por la normativa vigente. El objetivo es garantizar un funcionamiento seguro y eficiente, conforme a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).

Para ello, se tendrán en cuenta aspectos como las secciones mínimas necesarias, las corrientes máximas admisibles por los conductores, la longitud de los distintos tramos de cableado y las caídas de tensión máximas permitidas, que deberán mantenerse dentro de los valores recomendados.

En la Figura 46 se muestra un esquema funcional general de la instalación, en el que se identifican los distintos elementos principales del sistema, incluyendo el conjunto de siete paneles fotovoltaicos conectados en serie, el inversor híbrido, la batería de almacenamiento, el cuadro general de distribución de la vivienda y los dos cuadros de protecciones necesarios.

Aunque el siguiente apartado abordará en mayor detalle el dimensionamiento de las protecciones, conviene señalar que se requiere un cuadro de protecciones en corriente

continua (CC) entre los paneles y el inversor, así como un cuadro de protecciones en corriente alterna (CA) entre el inversor y el cuadro general de distribución.

En esta imagen también se observan claramente los tramos de cableado que se deben dimensionar, diferenciando entre:

- Cableado entre los paneles conectados en serie, formando una cadena en corriente continua
- Cableado desde los paneles al cuadro de protecciones en CC
- Cableado desde el cuadro de protecciones en CC hasta el inversor
- Cableado desde el inversor al cuadro de protecciones en CA
- Cableado desde el cuadro de protecciones en CA hasta el cuadro general de distribución de la vivienda

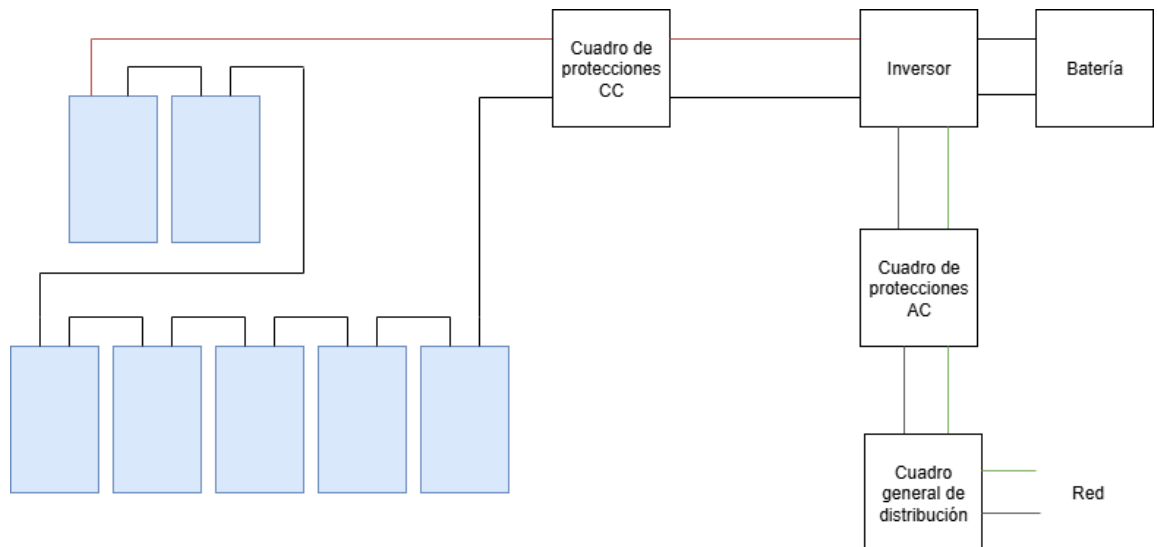


Figura 46: Esquema general de la instalación fotovoltaica

Se ha decidido dimensionar todo el cableado con conductores de cobre y aislamiento XLPE, dado que este material ofrece alta resistencia térmica, soportando temperaturas de hasta 90 °C en servicio continuo, y presenta excelente comportamiento frente a la radiación UV,

la humedad y la intemperie, lo que lo hace especialmente adecuado para instalaciones exteriores.

6.4.5.1. DISPOSICIÓN DE ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

Para poder definir correctamente el dimensionamiento del cableado, en primer lugar, hay que decidir en donde se va a ubicar cada elemento del sistema. Por ello, se han representado en dos vistas diferentes los elementos principales de la instalación fotovoltaica, así como el trazado de los distintos cableados con sus correspondientes longitudes.

Se ha optado por ubicar las cajas de protecciones, tanto en corriente continua (CC) como en corriente alterna (CA), como el inversor en la planta semisótano de la vivienda. Esta decisión se fundamenta en varios criterios: en primer lugar, el semisótano ofrece una temperatura ambiente estable, lo que resulta beneficioso para la durabilidad y seguridad de los equipos eléctricos; en segundo lugar, su proximidad al cuadro general de distribución, situado en una estancia contigua al garaje, permite minimizar la longitud de los cableados en corriente alterna. Además, al tratarse de una zona no visible en el día a día, no existen condicionantes estéticos que limiten la disposición del material eléctrico.

La Figura 47 muestra una vista en perfil de la vivienda, donde se han diferenciado claramente los cuatro niveles que la componen, siendo el semisótano el más bajo de todos y también el de mayor superficie útil. En esta imagen se puede apreciar la disposición vertical de los distintos elementos del sistema.

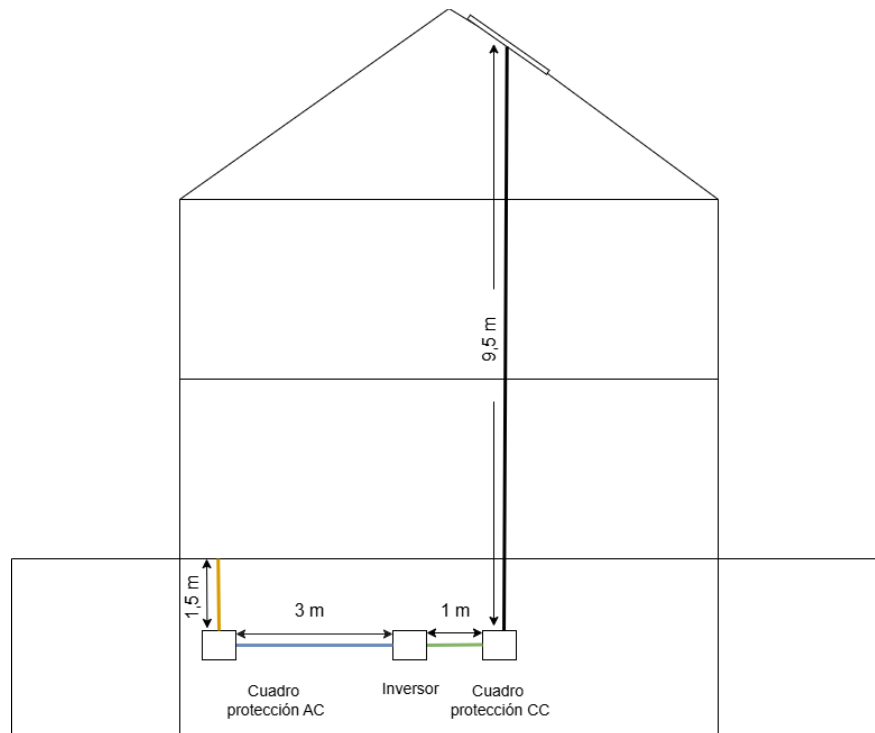


Figura 47: Vista en perfil de la vivienda con la distribución vertical del sistema fotovoltaico

Por su parte, la Figura 48 ofrece una vista cenital del semisótano. Esta representación permite visualizar con claridad la disposición horizontal de los elementos instalados en dicha planta, así como las longitudes y trazados precisos de los tramos de cableado que no se podían estimar con exactitud en la vista lateral.

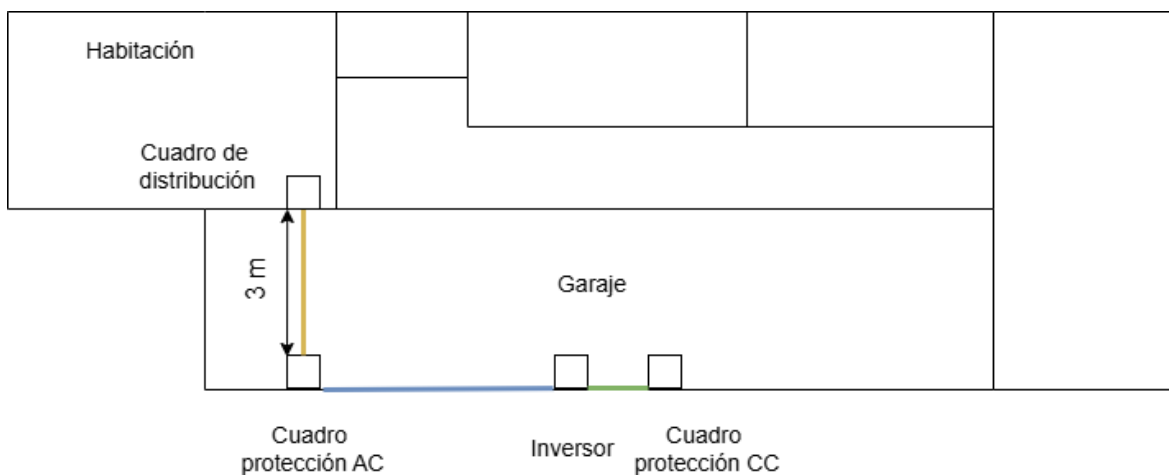


Figura 48: Vista cenital del semisótano con el trazado horizontal del sistema fotovoltaico

6.4.5.2. CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO

A continuación, se van a detallar los criterios que se van a considerar para el dimensionamiento del cableado incluyendo caída de tensión, intensidades máximas admisibles y temperatura.

Criterio de caída de tensión

El ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) establece que, en las instalaciones generadoras conectadas a baja tensión, la caída de tensión máxima admisible debe ser del 1,5 % respecto a la intensidad nominal. No obstante, el texto no define de manera explícita desde qué punto exacto de la instalación aplica este porcentaje. Sin embargo, atendiendo a la definición de instalación generadora del ITC-BT-53, esto aplicaría al conjunto comprendido entre los módulos fotovoltaicos y el inversor.

En consecuencia, se asume que el límite del 1,5 % de caída de tensión se aplica exclusivamente al tramo en corriente continua (CC), es decir, desde los paneles solares hasta la entrada del inversor.

Por su parte, el tramo en corriente alterna (CA), desde la salida del inversor hasta el cuadro general de distribución de la vivienda se considera parte de la instalación receptora, y se dimensiona siguiendo los criterios de la ITC-BT-19, que establece una caída de tensión máxima admisible del 3 %.

La caída de tensión del cableado tanto en la parte de CC como de CA se calcularía de la siguiente manera:

$$\Delta V = \frac{100 \cdot 2 \cdot I \cdot \rho \cdot L}{V_n \cdot A}$$

Donde:

- I es la corriente que circula a través del conductor (A)

- ρ se refiere a la resistividad del conductor y varía en función de la temperatura ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)
- L es la longitud del cable (m)
- V_n se refiere a la tensión nominal (V)
- A se refiere a la sección transversal del conductor (mm^2)

Para calcular la resistividad del conductor en función de la temperatura, se utilizará la siguiente expresión:

$$\rho = \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20))$$

Donde:

- ρ_{20} se corresponde con la resistividad del conductor a 20°C, y que en el caso del cobre es de $0,0172 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- α es el coeficiente de variación de resistencia con la temperatura, y tiene un valor para el cobre de 0,00393
- θ se corresponde con la temperatura del conductor (°C)

Criterio de intensidad

De acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y en particular con lo establecido en la ITC-BT-40, los conductores situados en el lado de corriente continua (CC) deben dimensionarse para soportar una intensidad no inferior al 125 % de la corriente de cortocircuito (I_{sc}) del generador fotovoltaico. Este coeficiente de sobredimensionamiento proporciona un margen de seguridad adicional ante condiciones de funcionamiento exigentes, como elevadas temperaturas o irradiancias superiores a las nominales, y garantiza la integridad térmica y eléctrica del sistema.

Para el dimensionamiento del cableado tanto en CC como en CA es necesario establecer en primer lugar el modo de instalación del cableado, en función de lo indicado en la Tabla A.52.3 de la norma UNE-HD 60.364-5-52, recogida en la ITC-BT-19.

Una vez definido el tipo de instalación, se consulta la Tabla C.52-1 bis de la misma norma mostrada en la Figura 49, para obtener las intensidades máximas admisibles según el tipo de conductor, sección y condiciones estándar.

• Tablas simplificadas Anexo C, de la norma actualmente vigente UNE-HD 60.364-5-52

Método de instalación		Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																
A1		3x PVC	2x PVC				3x XLPE	2x XLPE										
A2	3x PVC	2x PVC			3x XLPE		2x XLPE											
B1				3x PVC		2x PVC					3x XLPE				2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC					3x XLPE		2x XLPE							
C						3x PVC				2x PVC			3x XLPE			2x XLPE		
D1/D2	Ver Tabla D1/D2 (Tabla 4: C-52-2 bis)																	
E							3x PVC					2x PVC			3x XLPE		2x XLPE	
F										3x PVC				2x PVC		3x XLPE		2x XLPE
Sección mm²	INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES (A)																	
	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	--
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	--
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	--
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	--
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	--
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	--
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	--	--	--	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	--	--	--	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	--	--	--	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	--	--	--	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	--	--	--	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	--	--	--	--	--	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	--	--	--	--	--	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	--	--	--	--	--	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

Figura 49: Intensidades máximas admisibles en conductores [Tabla C.52-1 bis REBT]

Sin embargo, estas intensidades deben ser corregidas para reflejar las condiciones reales de instalación, ya que las tablas están calculadas para un ambiente de referencia

Los factores de corrección dependen del entorno y del tipo de instalación (enterrada o no enterrada), y son los siguientes:

-En instalaciones con cableado enterrado, se debe aplicar:

- Factor de corrección de resistividad del terreno, según la Tabla A-6- UNE 211435 (ITC-BT-07).

- Factor por profundidad de enterramiento, según la Tabla A-7- UNE 211435 (ITC-BT-07).
- Factor por temperatura dle terreno distinta a 25°C, según la Tabla A.51-D2- UNE 20460-5-523 (ITC-BT-19).

-En instalaciones con cableado no enterrado, se deben considerar:

- Factor de corrección de temperatura de aire distinta de 40°C, según la Tabla A-5- UNE 211435 (ITC-BT-07).
- Factor de corrección por exposición solar directa, con valor estándar de 0,9, según la ITC-BT-06.

Criterio de temperatura

El criterio de temperatura establece que el conductor debe tener una temperatura menor que la máxima admisible del XLPE, que se corresponde con un valor de 90°C.

Para calcular la temperatura del cable, se utilizará la siguiente expresión:

$$\theta = \theta_a + (\theta_{max} - \theta_a) \cdot \left(\frac{I}{I_{max}}\right)^2$$

Donde:

- θ_a se corresponde con la temperatura ambiente, con un valor de 25 °C en caso de enterramiento y de 40°C al aire (°C)
- θ_{max} se corresponde con la temperatura máxima admisible del conductor, con un valor de 90°C para el XLPE
- I es la corriente circulando por el conductor (A)
- I_{max} es la corriente máxima admisible del conductor (A)

6.4.5.3. CABLEADO ENTRE PANELES

Para dimensionar el cableado entre módulos fotovoltaicos, se ha consultado la ficha técnica del fabricante, donde se recomienda utilizar conductores de 4 mm² para la conexión entre paneles. La instalación se compone de cinco tramos de 0,35 m para unir los módulos próximos entre sí, y un tramo de 3,5 m para conectar la fila inferior con la superior, lo que supone una longitud total de cableado de 5,25 m.

Se ha adoptado el modo de instalación C (conductores fijados directamente sobre mampostería), y con una sección de 4 mm² en cobre, se obtiene una intensidad máxima admisible teórica de 40 A.

Se aplican los factores de corrección correspondientes a instalaciones con cableado no enterrado, siendo 0,90 el factor de corrección por exposición solar y 1,18 el factor de corrección por temperatura ambiente de 20 °C. Al aplicar ambos factores sobre la intensidad admisible teórica de 40 A, se obtiene una intensidad admisible corregida de 42,48 A.

Comprobación intensidad

Atendiendo al REBT, la admisible del conductor debe ser al menos 1,25 veces la corriente de cortocircuito (I_{sc}) del generador:

$$1,25 \cdot I_{sc} = 1,25 \cdot 10,74 = 13,425 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta que $13,425 < 42,48 \text{ A}$, se concluye que se cumple el criterio de intensidad.

Comprobación temperatura

Se comprueba que la temperatura alcanzada por el conductor no supera la máxima soportada por el aislamiento XLPE (90 °C).

$$\theta = 40^{\circ}\text{C} + (90^{\circ}\text{C} - 40^{\circ}\text{C}) \cdot \left(\frac{10,74}{42,48}\right)^2 = 43^{\circ}\text{C}$$

Teniendo en cuenta que $43^{\circ}\text{C} < 90^{\circ}\text{C}$, se concluye que se cumple el criterio de temperatura.

Comprobación caída de tensión

La longitud total del cableado entre paneles es:

$$L = 5 \cdot 0,35 \text{ m} + 1 \cdot 3,5 \text{ m} = 5,25$$

Se calcula la resistividad del conductor, en función de la temperatura calculada en el apartado anterior:

$$\rho = 0,0172 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot (1 + 0,00393 (43 - 20)) = 0,01875 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Finalmente se calcula la caída de tensión:

$$\Delta V = \frac{100 \cdot 2 \cdot 10,74 \text{ A} \cdot 0,01875 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 5,25 \text{ m}}{7 \cdot 44,6 \text{ V} \cdot 4 \text{ mm}^2} = 0,17\%$$

6.4.5.4. CABLEADO PANELES-CUADRO PROTECCIONES CC

Para el tramo de cableado que conecta el conjunto de paneles fotovoltaicos con el cuadro de protecciones de corriente continua (CC), se adopta el modo de instalación B1, correspondiente a conductores en canales fijos sobre mampostería.

Se requieren dos conductores de 9,5 metros cada uno, uno para el polo positivo y otro para el negativo. Al igual que en el cableado entre paneles, se selecciona una sección de 4 mm^2 de cobre con aislamiento XLPE, atendiendo a las recomendaciones del fabricante, lo que proporciona una intensidad máxima admisible teórica de 38 A en modo B1.

Al tratarse de cableado no enterrado y situado en el interior de la vivienda, se aplica únicamente el factor de corrección por temperatura ambiente. Considerando una temperatura

media interior de 25 °C, se aplica un coeficiente de corrección de 1,14, obteniendo una intensidad admisible corregida de 43,32 A.

Comprobación intensidad

Atendiendo al REBT, la admisible del conductor debe ser al menos 1,25 veces la corriente de cortocircuito (I_{sc}) del generador:

$$1,25 \cdot I_{sc} = 1,25 \cdot 10,74 = 13,425 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta que $13,425 < 43,32 \text{ A}$, se concluye que se cumple el criterio de intensidad.

Comprobación temperatura

Se comprueba que la temperatura alcanzada por el conductor no supera la máxima soportada por el aislamiento XLPE (90 °C).

$$\theta = 40^{\circ}\text{C} + (90^{\circ}\text{C} - 40^{\circ}\text{C}) \cdot \left(\frac{10,74}{43,32}\right)^2 = 43^{\circ}\text{C}$$

Teniendo en cuenta que $43^{\circ}\text{C} < 90^{\circ}\text{C}$, se concluye que se cumple el criterio de temperatura.

Comprobación caída de tensión

Se calcula la resistividad del conductor, en función de la temperatura calculada en el apartado anterior:

$$\rho = 0,0172 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot (1 + 0,00393 (43 - 20)) = 0,01875 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Se calcula la caída de tensión teniendo en cuenta una $L=9,5 \text{ m}$:

$$\Delta V = \frac{100 \cdot 2 \cdot 10,74 \text{ A} \cdot 0,01875 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 9,5 \text{ m}}{7 \cdot 44,6 \text{ V} \cdot 4 \text{ mm}^2} = 0,31\%$$

6.4.5.5. CABLEADO CUADRO DE PROTECCIONES CC-INVERSOR

Para el tramo de cableado que conecta el cuadro de protecciones en corriente continua (CC) con el inversor, se adopta el modo de instalación tipo B1, correspondiente a conductores en canales fijados sobre mampostería.

Este tramo requiere dos conductores de 1 metro, uno para el polo positivo y otro para el negativo. Aunque tras realizar las comprobaciones se ha verificado que una sección de 1,5 mm² cumpliría los requisitos eléctricos en cuanto a intensidad y caída de tensión debido a la escasa longitud, se ha optado por una sección de 4 mm², conforme a las recomendaciones del fabricante y de la práctica habitual en instalaciones de corriente continua, lo que proporciona una intensidad máxima admisible teórica de 38 A.

Al tratarse de una instalación no enterrada y situada en el interior de la vivienda, se aplica únicamente el factor de corrección por temperatura ambiente. Considerando una temperatura media interior de 25 °C, se utiliza un coeficiente de corrección de 1,14, obteniendo una intensidad admisible corregida de 43,32 A.

Comprobación intensidad

Atendiendo al REBT, la admisible del conductor debe ser al menos 1,25 veces la corriente de cortocircuito (I_{sc}) del generador:

$$1,25 \cdot I_{sc} = 1,25 \cdot 10,74 = 13,425 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta que $13,425 < 43,32 \text{ A}$, se concluye que se cumple el criterio de intensidad.

Comprobación temperatura

Se comprueba que la temperatura alcanzada por el conductor no supera la máxima soportada por el aislamiento XLPE (90 °C).

$$\theta = 40^{\circ}\text{C} + (90^{\circ}\text{C} - 40^{\circ}\text{C}) \cdot \left(\frac{10,74}{43,32}\right)^2 = 43,07^{\circ}\text{C}$$

Teniendo en cuenta que $43,07^{\circ}\text{C} < 90^{\circ}\text{C}$, se concluye que se cumple el criterio de temperatura.

Comprobación caída de tensión

Se calcula la resistividad del conductor, en función de la temperatura calculada en el apartado anterior:

$$\rho = 0,0172 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot (1 + 0,00393 (43,07 - 20)) = 0,01875 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Se calcula la caída de tensión teniendo en cuenta una $L=1$ m:

$$\Delta V = \frac{100 \cdot 2 \cdot 10,74 \text{ A} \cdot 0,01875 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 1 \text{ m}}{7 \cdot 44,6 \text{ V} \cdot 4 \text{ mm}^2} = 0,03\%$$

Considerando las caídas de tensión del cableado entre paneles, entre paneles y cuadro de protecciones CC y entre cuadro de protecciones CC e inversor, se calcula la caída de tensión total en CC, y se comprueba que es menor que 1,5%.

$$\Delta V = 0,17\% + 0,31\% + 0,03\% = 0,51\% < 1,5\%$$

6.4.5.6. CABLEADO INVERSOR-CUADRO PROTECCIONES CA

Para el tramo de cableado entre el inversor y el cuadro de protecciones de corriente alterna (CA) se adopta el modo de instalación tipo B1, correspondiente a conductores en canales fijados sobre mampostería. Este tramo se realiza mediante un conductor monofásico de fase y neutro, y una longitud de 3 m.

Inicialmente se estudió el uso de un conductor de $1,5 \text{ mm}^2$, el cual cumplía con los requisitos normativos de intensidad, pero presentaba una caída de tensión aproximada del 1 %, considerada elevada para un tramo tan corto y con corriente alterna. Por este motivo, se opta por la siguiente sección comercial estándar, $2,5 \text{ mm}^2$, que mejora significativamente el comportamiento eléctrico.

Con esta sección y en modo de instalación B1, se obtiene una intensidad máxima admisible teórica de 28 A.

Dado que el cableado se encuentra no enterrado y dentro de la vivienda, el único factor de corrección aplicable es el correspondiente a la temperatura ambiente. Considerando una temperatura media de 25 °C, se aplica un coeficiente de corrección de 1,14, obteniéndose así una intensidad admisible corregida de 31,92 A.

Comprobación temperatura

Para aplicar la comprobación de temperatura, hay que calcular la I que circula por el conductor considerando la potencia nominal del inversor (3000 W) y la tensión monofásica (230 V).

$$I = \frac{3000 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 13,04 \text{ A}$$

Se comprueba que la temperatura alcanzada por el conductor no supera la máxima soportada por el aislamiento XLPE (90 °C).

$$\theta = 40^{\circ}\text{C} + (90^{\circ}\text{C} - 40^{\circ}\text{C}) \cdot \left(\frac{13,04}{31,92}\right)^2 = 48,35^{\circ}\text{C}$$

Teniendo en cuenta que $48,35^{\circ}\text{C} < 90^{\circ}\text{C}$, se concluye que se cumple el criterio de temperatura.

Comprobación caída de tensión

Se calcula la resistividad del conductor, en función de la temperatura calculada en el apartado anterior:

$$\rho = 0,0172 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot (1 + 0,00393 (48,35 - 20)) = 0,019 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Se calcula la caída de tensión teniendo en cuenta una L=3 m:

$$\Delta V = \frac{100 \cdot 2 \cdot 13,04 \text{ A} \cdot 0,019 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 3 \text{ m}}{230 \cdot 2,5 \text{ mm}^2} = 0,26\%$$

6.4.5.7. CABLEADO CUADRO DE PROTECCIONES CA-CUADRO DE DISTRIBUCIÓN

Para el cableado entre el cuadro de protecciones CA y el cuadro de distribución se elige el modo de instalación tipo B1: conductores en canales fijados sobre mampostería.

En este caso, se cuenta con 3 tramos: uno de 1,5 metros por pared, otro de 3 metros por techo, y un último de 1,5 metros por pared.

Para la elección del cableado, se comprueba desde el cable de menor sección (1,5 mm²), concluyendo que cumple todos los requisitos, pero con una caída de tensión de en torno al 1%, que resulta bastante alta, por lo que decide cogerse la siguiente sección que se corresponde con 2,5 mm², y una intensidad admisible teórica de 28 A.

Se aplica el único coeficiente de corrección aplicable en este caso de cableado no enterrado que se encuentra dentro de una vivienda, que es el de temperatura, considerando una temperatura media dentro del hogar de 25 grados, y por tanto aplicando un coeficiente corrección de 1,14, dando lugar a una intensidad admisible real de 31,92 A.

Comprobación temperatura

Para aplicar la comprobación de temperatura, se tiene en cuenta la I (13,04) calculada a partir de la potencia nominal del inversor (3000 W) y la tensión monofásica (230 V).

Se comprueba que la temperatura alcanzada por el conductor no supera la máxima soportada por el aislamiento XLPE (90 °C).

$$\theta = 40^{\circ}\text{C} + (90^{\circ}\text{C} - 40^{\circ}\text{C}) \cdot \left(\frac{13,04}{31,92}\right)^2 = 48,35^{\circ}\text{C}$$

Teniendo en cuenta que $48,35^{\circ}\text{C} < 90^{\circ}\text{C}$, se concluye que se cumple el criterio de temperatura.

Comprobación caída de tensión

Para determinar la caída de tensión en el cableado entre paneles, se toma toda la longitud de la suma de todos los tramos:

$$L = 1,5 \text{ m} + 3 \text{ m} + 1,5 \text{ m} = 6 \text{ m}$$

Se calcula la resistividad del conductor, en función de la temperatura calculada en el apartado anterior:

$$\rho = 0,0172 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot (1 + 0,00393 (48,35 - 20)) = 0,019 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Se calcula la caída de tensión teniendo en cuenta una $L=6 \text{ m}$:

$$\Delta V = \frac{100 \cdot 2 \cdot 13,04 \text{ A} \cdot 0,019 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 6 \text{ m}}{230 \cdot 2,5 \text{ mm}^2} = 0,52\%$$

Considerando las caídas de tensión del cableado entre inversor y cuadro de protecciones CA y entre cuadro de protecciones CA y cuadro de distribución, se calcula la caída de tensión total en CA, y se comprueba que es menor que 3%.

$$\Delta V = 0,26\% + 0,52\% = 0,78\% < 3\%$$

6.4.5.8. RESUMEN CABLEADO

La Tabla 14 recoge un resumen de todos los tramos de cableado necesarios para la instalación fotovoltaica, especificando para cada uno el tipo de alimentación, longitud, modo de instalación, sección del conductor, aislamiento y material.

NOMBRE RECEPTOR	TIPO ALIMENTACIÓN	LONGITUD	TIPO DE MONTAJE	SECCION CONDUCTOR ELEGIDO (mm ²)	AISLANTE	MATERIAL
Panel-Panel	CC	5x0,35 m 1x3,5 m	C	4	XLPE	Cobre
Paneles- Cuadro Protección CC	CC	2x9,5 m	B1	4	XLPE	Cobre
Cuadro Protección CC-Inversor	CC	2x1 m	B1	4	XLPE	Cobre
Inversor-Cuadro Protección CA	Monofásica	1x3 m	B1	2,5	XLPE	Cobre
Cuadro Protección CA-Cuadro Distribución	Monofásica	1x 6 m	B1	2,5	XLPE	Cobre

Tabla 14: Resumen dimensionamiento de cableado

En base a esta información, se concluye que la instalación requiere únicamente dos tipos de cable:

- Uno para corriente continua de 4 mm² de sección
- Otro para corriente alterna monofásica, de 2,5 mm² de sección

Para el cableado en corriente continua, se selecciona el modelo H1Z2Z2-K de 4 mm² del fabricante Top Cable, ampliamente utilizado en instalaciones fotovoltaicas en España. Este conductor, fabricado en cobre y con aislamiento XLPE, cumple con la norma UNE-EN 50618, y ofrece una alta resistencia frente a condiciones ambientales adversas: soporta temperaturas entre -40 °C y 90 °C, es resistente a la radiación ultravioleta, humedad y ozono, y permite una tensión de trabajo de hasta 1.500 V CC. Su ficha técnica se incluye en el Anexo VII.

Su precio de mercado es aproximadamente de 0,96 €/m, y teniendo en cuenta la longitud total necesaria de 26,25 m (suma de todos los tramos de CC), el coste estimado del cable sería de aproximadamente 25,20 €.

Por otro lado, para el cableado en corriente alterna, se ha seleccionado el modelo XZ1-K (AS) de 2,5 mm² del fabricante Nexans, ampliamente utilizado en instalaciones fotovoltaicas residenciales en España. Este conductor es apto para su instalación en bandejas, canaletas o tubos empotrados, como en el caso de esta instalación.

Además, al estar clasificado como (AS), dispone de cubierta libre de halógenos, lo que garantiza una baja emisión de humos y gases tóxicos en caso de incendio, mejorando la seguridad en entornos interiores como viviendas. Su ficha técnica se incluye en el Anexo VIII.

Su precio de mercado es de aproximadamente de 1,67 €/m, y teniendo en cuenta la longitud total necesaria de 9 m (suma de los tramos en CA), el coste estimado del cable sería de aproximadamente 15 €.

6.4.6. PROTECCIONES

La última fase del dimensionamiento de la instalación es la selección de los dispositivos de protección, cuya función es evitar situaciones peligrosas como sobreintensidades, cortocircuitos o sobretensiones, protegiendo tanto a los equipos como a las personas.

Tal como se ha planteado en el diseño general, la instalación contará con un cuadro de protecciones tanto en corriente continua (CC) como en corriente alterna (CA). En este apartado se detallan los elementos de protección necesarios en cada caso, basándose en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), concretamente en las Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT-22, ITC-BT-23 e ITC-BT-24 relativas a protecciones eléctricas, así como en la ITC-BT-40, que regula las instalaciones generadoras de baja tensión, como es el caso de una instalación fotovoltaica. Asimismo, se toma como referencia la norma UNE-EN 62548, específica para instalaciones fotovoltaicas.

6.4.6.1. PROTECCIONES EN CC

Según establece la norma UNE-EN 62548, en instalaciones con varios strings en paralelo es obligatorio incorporar protecciones contra sobrecorriente para evitar la circulación de corrientes inversas. En este caso, al contar únicamente con un único string, no es necesaria la inclusión de fusibles o magnetotérmicos en el lado de continua.

Sin embargo, sí es obligatorio disponer de un **seccionador en CC**, que permita el aislamiento seguro del generador fotovoltaico en caso de emergencia o durante operaciones de

mantenimiento. Este dispositivo debe estar preparado para cortar corriente bajo carga y soportar la máxima tensión del generador.

Para su selección, se ha tenido en cuenta la corriente de cortocircuito del string, que es de 10,74 A, y la tensión máxima en circuito abierto (Voc) de los módulos, que es de 52,9 V. Al estar los 7 módulos conectados en serie, la tensión total del string es de 370,3 V.

A este valor se le aplica un margen de seguridad del 15 % para la tensión, y del 25 % para la intensidad, tal y como recomiendan tanto la norma UNE-EN 62548 como la práctica habitual en diseño eléctrico, dado que la corriente es un parámetro más variable y crítico térmicamente. Así, el seccionador debe soportar al menos 425 V DC y 13,5 A.

Se ha seleccionado el modelo ABB OTDC25F2, un seccionador de dos polos, con tensión nominal de hasta 1000 V DC y corriente nominal de 20 A, ampliamente utilizado en instalaciones fotovoltaicas, y con un precio de mercado de 120€. Su ficha técnica completa se muestra en el Anexo IX.



Figura 50: Seccionador en CC ABB OTDC25F2. [86]

Además del seccionador, en el lado de corriente continua (CC) se ha considerado necesaria la inclusión de un dispositivo de **protección contra sobretensiones transitorias (SPD)**, con el objetivo de proteger a los equipos electrónicos de la instalación frente a sobretensiones inducidas, ya sea por fenómenos atmosféricos adversos (como rayos), conmutaciones en la red o defectos en el sistema.

Dado que parte del cableado en corriente continua discurre por el exterior del edificio y que la longitud total del tendido entre el campo fotovoltaico y el inversor supera los 10 metros, se ha optado por la instalación de una protección contra sobretensiones tipo II, conforme a lo establecido en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-23 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Para ello, se ha seleccionado el modelo Toscano Vigivolt FV2-1000/3, un dispositivo de protección contra sobretensiones tipo II diseñado específicamente para aplicaciones fotovoltaicas. Este modelo admite una tensión máxima de funcionamiento de 1000 V DC, ampliamente superior a la tensión máxima estimada en la instalación, que alcanza los 425 V DC considerando un factor de sobredimensionamiento del generador fotovoltaico de 1,15.

Este dispositivo requiere conexión al sistema de puesta a tierra de la instalación, ya que su funcionamiento se basa en la desviación de las sobretensiones hacia tierra.

Tiene un precio de mercado aproximado de 75 € y su ficha técnica se muestra en el Anexo X.



Figura 51: Protección contra sobretensiones Toscano Vigivolt FV2-1000/3. [87]

6.4.6.2. PROTECCIONES EN CA

Para el lado de corriente alterna, y atendiendo a las obligaciones especificadas en el ITC-BT-22 del REBT, se ha previsto la instalación de un **interruptor automático magnetotérmico**, cuya función es proteger la línea frente a sobrecargas prolongadas y cortocircuitos.

En instalaciones de tipo residencial, como en este caso, se utilizan magnetotérmicos de curva C, cuyo disparo magnético instantáneo se produce cuando la corriente alcanza un valor comprendido entre 5 y 10 veces la corriente nominal del dispositivo (I_n), y el disparo térmico (por sobrecarga) se activa por encima de I_n de forma temporizada.

Las protecciones en alterna se sitúan entre la salida del inversor y el cuadro general de distribución, y deben coordinarse correctamente con el cableado. Según el cálculo realizado en el apartado anterior, la intensidad que circulará por el circuito es de 13,04 A, mientras que la intensidad máxima admisible del conductor seleccionado es de 31,92 A.

Para seleccionar el calibre del interruptor automático, se parte de los valores normalizados utilizados en instalaciones eléctricas y mostrados en la Figura 52.

1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40
63	80	100	125	160	200	250	400	500	630	800
1000	1250	1600	2000	2500	3000	3200	4000	5000	6300	

Figura 52: Valores normalizados de interruptores automáticos

Además, el calibre seleccionado del interruptor automático debe cumplir los siguientes criterios:

$$I \leq I_n \leq I_{adm}$$

$$1,3 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot I_{adm}$$

Donde:

- I se refiere a la corriente de diseño del circuito (13,04 A)
- I_n es la corriente nominal del interruptor automático (A)
- I_{adm} es la corriente máxima admisible del cable (31,92 A)

Como la corriente que circula por el circuito es de 13,04 A, se prueba con una intensidad de calibre superior, correspondiéndose a 16 A, y se comprueba si se cumplen ambos requisitos:

$$13,04 \text{ A} \leq 16 \text{ A} \leq 31,92 \text{ A}$$

$$1,3 \cdot 16 = 20,8 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 31,92 \text{ A} = 46,28 \text{ A}$$

Se concluye que se cumplen los requisitos de intensidades para un calibre de 16 A, por lo que este será el seleccionado. Esto implica que, en caso de cortocircuito, el disparo magnético instantáneo se producirá cuando la corriente esté entre 80 A y 160 A (entre 5 y 10 veces la corriente nominal), según la curva de disparo tipo C definida en el REBT.

El modelo elegido es el S201 C16 del fabricante ABB, con curva C, capacidad de corte de 6 KA, adecuado para instalaciones residenciales y con un precio en el mercado aproximado de 15 €. Su ficha técnica se muestra en el Anexo XI.



Figura 53: Interruptor automático magnetotérmico ABB S201 C16. [88]

Además del interruptor automático, en el lado de corriente alterna se ha considerado necesaria la instalación de un **interruptor diferencial** para la protección de las personas frente a contactos indirectos. Según lo estipulado en la ITC-BT-24 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, este dispositivo debe tener una sensibilidad igual o inferior a 30 mA, valor que representa el umbral de seguridad y que es el habitual en entornos residenciales. Además, el interruptor diferencial escogido ha de ser de tipo A, conforme a lo establecido en la normativa y las recomendaciones en el caso de instalaciones fotovoltaicas. Este dispositivo es capaz de detectar tanto fugas de corriente alterna como pulsante de corriente continua.

Se ha seleccionado el modelo F202 A-25/0,03 del fabricante ABB, un interruptor diferencial de 2 polos, con sensibilidad de 30 mA y intensidad nominal de 25 A, valor superior tanto a la intensidad de diseño del circuito (14,06 A) como al calibre del interruptor automático

(16 A), garantizando así una correcta coordinación y evitando disparos innecesarios. Su precio en el mercado se sitúa en torno a los 150 €. Su ficha técnica se muestra en el Anexo XII.



Figura 54: Interruptor diferencial ABB F202 A-25/0,03. [89]

6.4.6.3. PUESTA A TIERRA

La vivienda objeto de estudio dispone de una instalación de puesta a tierra de esquema tipo TT, tratándose del sistema habitual en viviendas unifamiliares conectadas a la red de distribución de baja tensión. Atendiendo a lo establecido en el REBT, es necesario que todos los elementos de la instalación fotovoltaica estén correctamente conectados a tierra, con el fin de garantizar seguridad de las personas, los equipos y evacuar correctamente las sobretensiones transitorias.

Los elementos de la instalación fotovoltaica que deben conectarse a tierra son:

- Componentes metálicos accesibles, incluyendo las estructuras metálicas de soporte de los paneles fotovoltaicos y cuadros de protección en caso de tener envolvente mecánica

- El inversor
- Los dispositivos de protección contra sobretensiones, ya que en su funcionamiento desvían la energía de las sobretensiones hacia el terreno.

Atendiendo al ITC-BT-18 del REBT, la sección mínima del conductor de protección (PE) debe dimensionarse en función de la sección del conductor de fase asociado. En instalaciones donde la sección de los conductores es igual o inferior a 16 mm^2 , se debe utilizar un conductor de protección de igual sección.

Dado que el conductor de fase asociado al inversor tiene una sección de $2,5 \text{ mm}^2$, su conductor de protección correspondiente se dimensiona con la misma sección.

En el caso de las estructuras metálicas que soportan los paneles fotovoltaicos, así como el dispositivo de protección contra sobreintensidades, se considera también una sección de conductor de protección igual a la del cableado correspondiente, siendo de 4 mm^2 .

Capítulo 7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este apartado se van a analizar los resultados del comportamiento de la instalación fotovoltaica en dos escenarios distintos: sin y con sistema de almacenamiento, utilizando la herramienta de simulación PVsyst.

En primer lugar, se analizará en detalle el comportamiento de ambos sistemas para una simulación de 1 año, y posteriormente se compararán los datos entre simulaciones para los años 1, 10, 20 y 30 con los que evaluar cómo varía la producción y el rendimiento del sistema a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta la degradación progresiva de los módulos fotovoltaicos.

Finalmente, se hará una comparación entre el sistema sin batería y el sistema con batería con el fin de concluir cuál es más eficiente, antes de pasar al análisis económico.

7.1. SISTEMA SIN BATERÍA

7.1.1. SIMULACIÓN AÑO 1

La simulación del sistema fotovoltaico sin batería de almacenamiento para el primer año ofrece un Performance Ratio (PR) del 82,76%, lo que refleja un buen rendimiento del sistema. Este indicador compara la energía útil realmente producida con la energía que se obtendría en condiciones estándar sin pérdidas, y valores por encima del 75% se consideran indicativos de una instalación bien dimensionada y operativa.

La energía global incidente en el plano de los captadores asciende a 1880 kWh/m², y la energía nominal del sistema fotovoltaico, considerando una eficiencia a condiciones estándar (STC) del 22,55%, es de 5927,5 kWh. A lo largo del proceso de conversión y transporte de la energía, se producen diversas pérdidas, que se detallan en el Diagrama de Sankey de la Figura 55.

Entre las pérdidas más relevantes destacan:

- Pérdidas por suciedad (-3%): este valor, fijado como estimación habitual, representa la pérdida de rendimiento causada por la acumulación de polvo, polen u otros residuos sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos, reduciendo la irradiancia efectiva captada.
- Pérdidas por IAM (-1,9%): se deben al ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el cristal del módulo. Cuanto más se desvía el ángulo que forman los rayos solares con los módulos, mayor es la energía reflejada, y po..
- Pérdidas por temperatura (-3,6%): los módulos fotovoltaicos tienen una eficiencia óptima a 25 °C (condiciones estándar). A medida que la temperatura de operación aumenta, su rendimiento disminuye, traduciéndose en una menor producción energética
- Pérdidas por sombras eléctricas (-2,2%): en este caso, son provocadas por la presencia de dos chimeneas cercanas que proyectan sombra sobre parte del campo fotovoltaico en determinadas horas del día, afectando especialmente a los módulos afectados en serie.
- Pérdidas por mismatch (-2,25%): se deben a diferencias de irradiancia entre módulos de una misma cadena, debidas a sombras parciales o suciedad no homogénea, haciendo que los módulos trabajen por debajo de su punto de máxima potencia.
- Pérdidas en el inversor (-3%): durante la conversión de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC), el inversor presenta una eficiencia limitada que provoca pérdidas energéticas.

Finalmente, la energía útil disponible a la salida del inversor es de 5218 KWh, de los cuales 2041,3 KWh son destinados al autoconsumo directo en la vivienda, mientras que los 3176,7 KWh restantes se vierten a la red. Sin embargo, para cubrir la demanda anual de la vivienda se importan desde la red 2413,4 KWh.

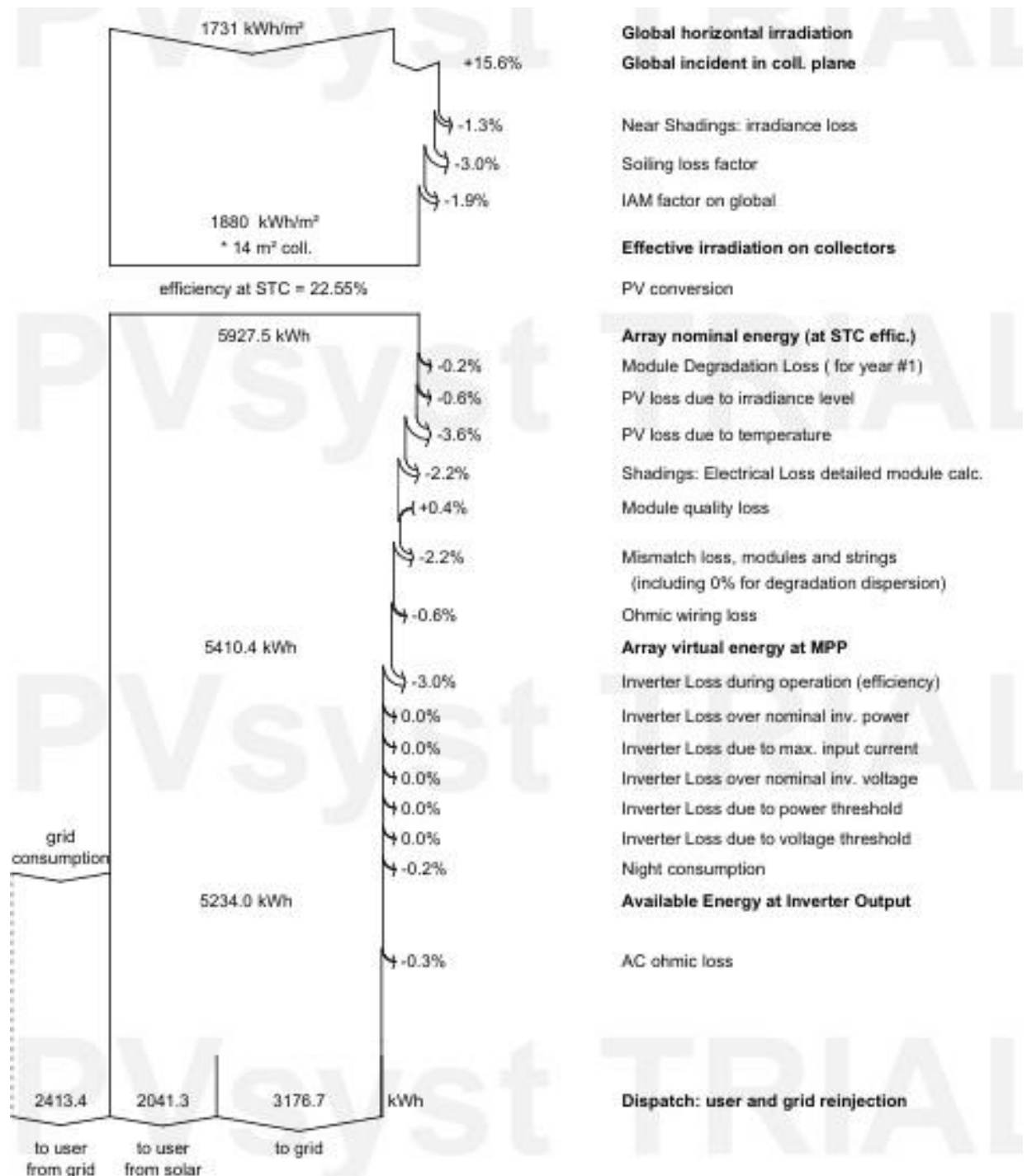


Figura 55: Diagrama de Sankey del sistema sin batería

Para completar el análisis, en la Tabla 15 se presenta el comportamiento de la instalación mensualmente para el año 1. Se recogen los valores de energía demandada, generada, autoconsumida, vertida a la red e importada, junto con dos indicadores clave: el ratio de autoconsumo sobre generación y el ratio de autoconsumo sobre demanda (solar fraction).

	Energía Demandada (KWh)	Energía Generada (KWh)	Energía autoconsumida (KWh)	Energía vertida (KWh)	Energía importada (KWh)	Autoconsumo/ Generación (%)	Autoconsumo/ Demanda (%)
Ene	404,7	293,7	145,9	147,8	258,8	49,68%	36,05%
Feb	358,5	323,9	166,4	157,5	192,1	51,37%	46,42%
Mar	316,6	442,4	175,6	266,8	141,2	39,69%	55,46%
Abr	290,5	485,4	169,3	316,1	121,2	34,88%	58,28%
May	264,7	535,8	157,1	378,7	107,5	29,32%	59,35%
Jun	473,1	544,9	233,6	311,3	239,5	42,87%	49,38%
Jul	611,9	587,6	269,9	317,7	342	45,93%	44,11%
Ago	109,7	575,1	54,7	520,4	55,1	9,51%	49,86%
Sept	475,2	486,5	222,6	263,9	252,6	45,76%	46,84%
Oct	511,3	385,3	207,6	177,7	303,7	53,88%	40,60%
Nov	289,7	281,7	117,3	164,4	172,4	41,64%	40,49%
Dic	348,5	275,6	121,3	154,3	227,2	44,01%	34,81%
Total	4454,8	5218	2041,3	3176,7	2413,4	39,12%	45,82%

Tabla 15: Resultados energéticos del sistema sin batería para el año 1

A partir de los datos mensuales presentados, se observa que la energía autoconsumida por la vivienda es significativamente inferior a la generada, con un ratio medio de autoconsumo sobre generación del 39,12%, lo que implica que el 60,88% de la energía generada se estaría vertiendo a la red.

En términos generales, este ratio mensual de autoconsumo se mantiene entre un 35 y 45%, con la excepción del mes de agosto, donde apenas alcanza el 10%, debido al bajo consumo registrado en ese periodo.

Aunque este porcentaje pueda parecer reducido, estos valores son coherentes con el comportamiento habitual de una instalación fotovoltaica sin batería, ya que el aprovechamiento solar se ve condicionado por la coincidencia temporal entre generación solar y consumo eléctrico, impidiendo un uso más eficiente de la energía generada.

Es importante señalar que la energía excedente no se pierde completamente, ya que, al estar el sistema acogido a un modelo de autoconsumo con compensación de excedentes, se estaría obteniendo una compensación económica por la energía vertida a la red, aspecto que será analizado en detalle en el apartado económico.

Por otro lado, el sistema presenta una cobertura solar anual del 45,82%, lo que significa que la instalación es capaz de cubrir casi la mitad de la demanda eléctrica anual de la vivienda, reflejando una contribución energética relevante que mejorará sensiblemente con la incorporación de un sistema de almacenamiento.

7.1.2. COMPARACIÓN SIMULACIONES

Con el objetivo de analizar la evolución del rendimiento del sistema fotovoltaico a lo largo de su vida útil, se han realizado simulaciones para los años 1, 10, 20 y 30. Los módulos fotovoltaicos presentan unas pérdidas por envejecimiento, especificadas en sus fichas técnicas, que se traducen en una reducción progresiva de la capacidad de generación. Esta degradación, acumulativa con los años, implica que la instalación produce cada vez menos energía.

A partir de los resultados obtenidos en los años simulados, se han recopilado los valores correspondientes a la energía generada, autoconsumida, exportada a la red e importada desde la red. A partir de estos datos se han aplicado regresiones lineales sobre dichas variables con el fin de estimar su comportamiento en el resto de años intermedios.

La Figura 56 muestra la evolución de la energía generada a lo largo de su vida útil, observando como disminuye progresivamente, desde el año 1 hasta el año 30. Mientras que en el año 1 la instalación es capaz de generar 5227,24 KWh, en el año 30 esto se reduce a 4364,32 KWh, suponiendo una pérdida de energía acumulada de 862,2 KWh, equivalente a una reducción del 16,5% respecto al valor inicial.

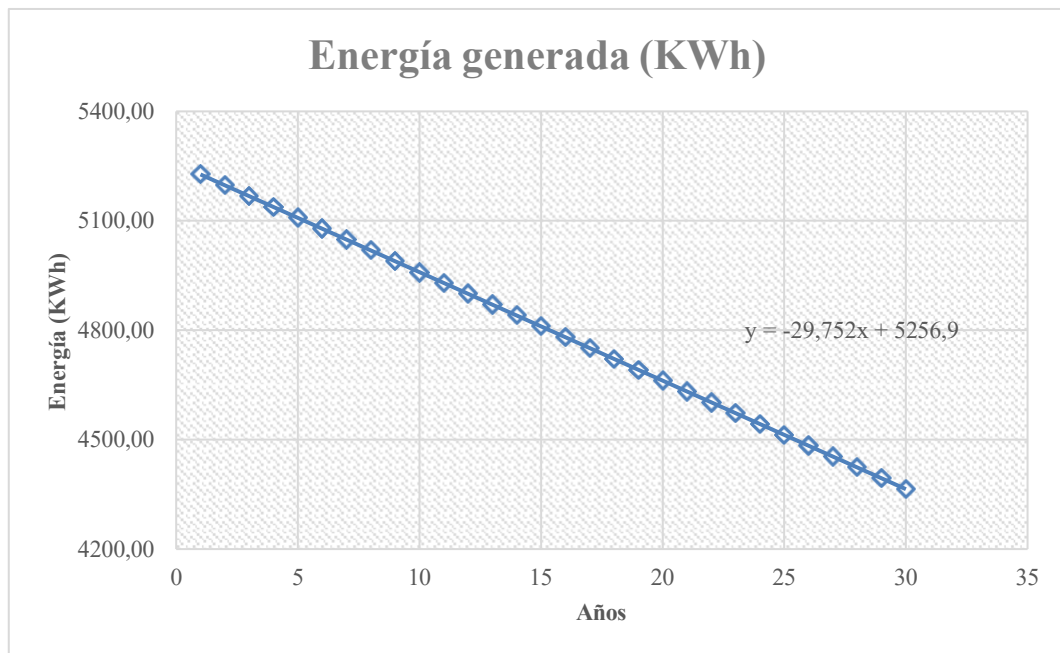


Figura 56: Evolución de la energía generada con el sistema sin batería a lo largo de su vida útil

Por otra parte, la Figura 57 muestra la evolución de la energía autoconsumida a lo largo de su vida útil, observando como disminuye progresivamente, como era de esperar. Mientras que en el año 1 la vivienda es capaz de autoconsumir 2044,10 KWh, en el año 30 esta cifra se reduce a 1939,77 KWh, lo que supone una diferencia de 104,33 KWh, equivalente a una reducción del 5,1% respecto al valor inicial.

La reducción de la energía autoconsumida es proporcionalmente menor que la de la energía generada, ya que el sistema prioriza el consumo instantáneo. A medida que disminuye la producción, el primer efecto se observa en la reducción de excedentes vertidos a la red, manteniéndose el autoconsumo en niveles similares mientras se sigan cubriendo las franjas horarias con demanda directa.

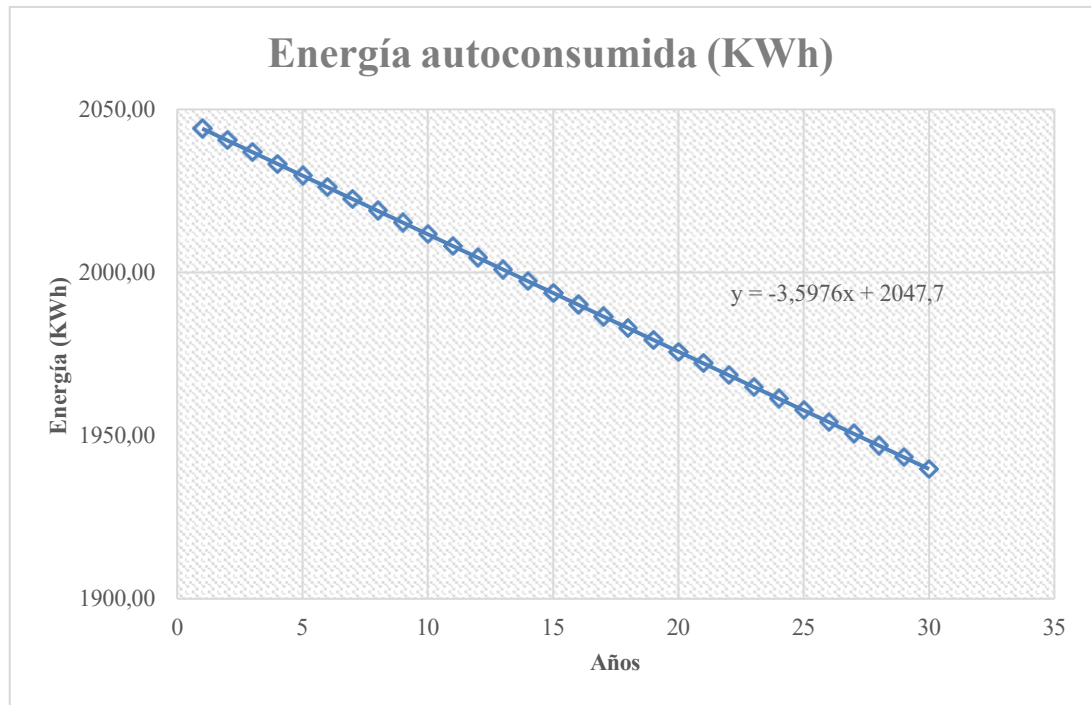


Figura 57: Evolución de la energía autoconsumida con el sistema sin batería a lo largo de su vida útil

Finalmente, en la Tabla 16 se recogen los valores anuales de energía generada, autoconsumida, exportada e importada a lo largo de los 30 años de vida útil del sistema.

Año	Energía generada (KWh)	Energía autoconsumida (KWh)	Energía exportada (KWh)	Energía importada (KWh)
1	5227,24	2044,10	3183,14	2410,70
2	5197,49	2040,50	3156,98	2414,30
3	5167,73	2036,91	3130,82	2417,89
4	5137,98	2033,31	3104,66	2421,49
5	5108,22	2029,71	3078,5	2425,09
6	5078,46	2026,11	3052,34	2428,69
7	5048,71	2022,52	3026,18	2432,28
8	5018,95	2018,92	3000,02	2435,88
9	4989,20	2015,32	2973,86	2439,48
10	4957,90	2011,72	2947,7	2443,08
11	4929,68	2008,13	2921,54	2446,67
12	4899,93	2004,53	2895,38	2450,27
13	4870,17	2000,93	2869,22	2453,87
14	4840,42	1997,33	2843,06	2457,47
15	4810,66	1993,74	2816,9	2461,06

16	4780,90	1990,14	2790,74	2464,66
17	4751,15	1986,54	2764,58	2468,26
18	4721,39	1982,94	2738,42	2471,86
1G	4691,64	1979,35	2712,26	2475,45
20	4661,88	1975,75	2686,1	2479,05
21	4632,12	1972,15	2659,94	2482,65
22	4602,37	1968,55	2633,78	2486,25
23	4572,61	1964,96	2607,62	2489,84
24	4542,86	1961,36	2581,46	2493,44
25	4513,10	1957,76	2555,3	2497,04
26	4483,34	1954,16	2529,14	2500,64
27	4453,59	1950,56	2502,98	2504,24
28	4423,83	1946,97	2476,82	2507,83
2G	4394,08	1943,37	2450,66	2511,43
30	4364,32	1939,77	2424,5	2515,03

Tabla 16: Comportamiento energético de la instalación sin batería a lo largo de su vida útil

7.2. SISTEMA CON BATERÍA

7.2.1. SIMULACIÓN AÑO 1

La simulación del sistema fotovoltaico con batería de almacenamiento para el primer año ofrece un Performance Ratio (PR) del 75,78%, lo cual sigue indicando un rendimiento aceptable, aunque algo inferior al sistema sin batería. Esta diferencia se debe a la incorporación del sistema de almacenamiento, que introduce nuevas etapas de conversión y gestión energética, y por tanto, nuevas fuentes de pérdida.

Como se observa en el Diagrama de Sankey representado en la Figura 58, la parte inicial del flujo energético es idéntica al caso sin batería, lo cual es coherente, ya que la generación bruta depende únicamente del campo fotovoltaico. Sin embargo, a partir de la salida del inversor, se introducen pérdidas asociadas al proceso de carga y descarga de la batería, que conviene destacar:

- Battery IN, charger los (-1,8%): reflejan las pérdidas producidas durante el proceso de carga de la batería, debidas principalmente a la eficiencia de conversión de energía.
- Battery global los (-1,8%): reflejan las pérdidas que se producen dentro del sistema de almacenamiento.
- Battery OUT, invertir los (-5,1%): reflejan las pérdidas al extraer la energía almacenada en la batería y convertirla en corriente alterna con la que alimentar los consumos de la vivienda. A pesar de que este valor se considera aceptable, se encuentra ligeramente por debajo de los valores óptimos (<4%), reflejando que el sistema no se encuentra operando en su rango de máxima eficiencia continuamente.

Además, se observa que el sistema permite almacenar un 40% de la energía disponible, mientras que el 60% restante se consume directamente o se vierte a la red sin pasar por la batería. Este reparto muestra un buen aprovechamiento del sistema de almacenamiento, incrementando el uso local de la energía generada.

Finalmente, la energía útil disponible a la salida del inversor es de 5218 KWh, de los cuales 3678,5 KWh son destinados al autoconsumo directo en la vivienda, mientras que los 1099,4 KWh restantes se vierten a la red. Sin embargo, para cubrir la demanda anual de la vivienda se importan desde la red 776,3 KWh.

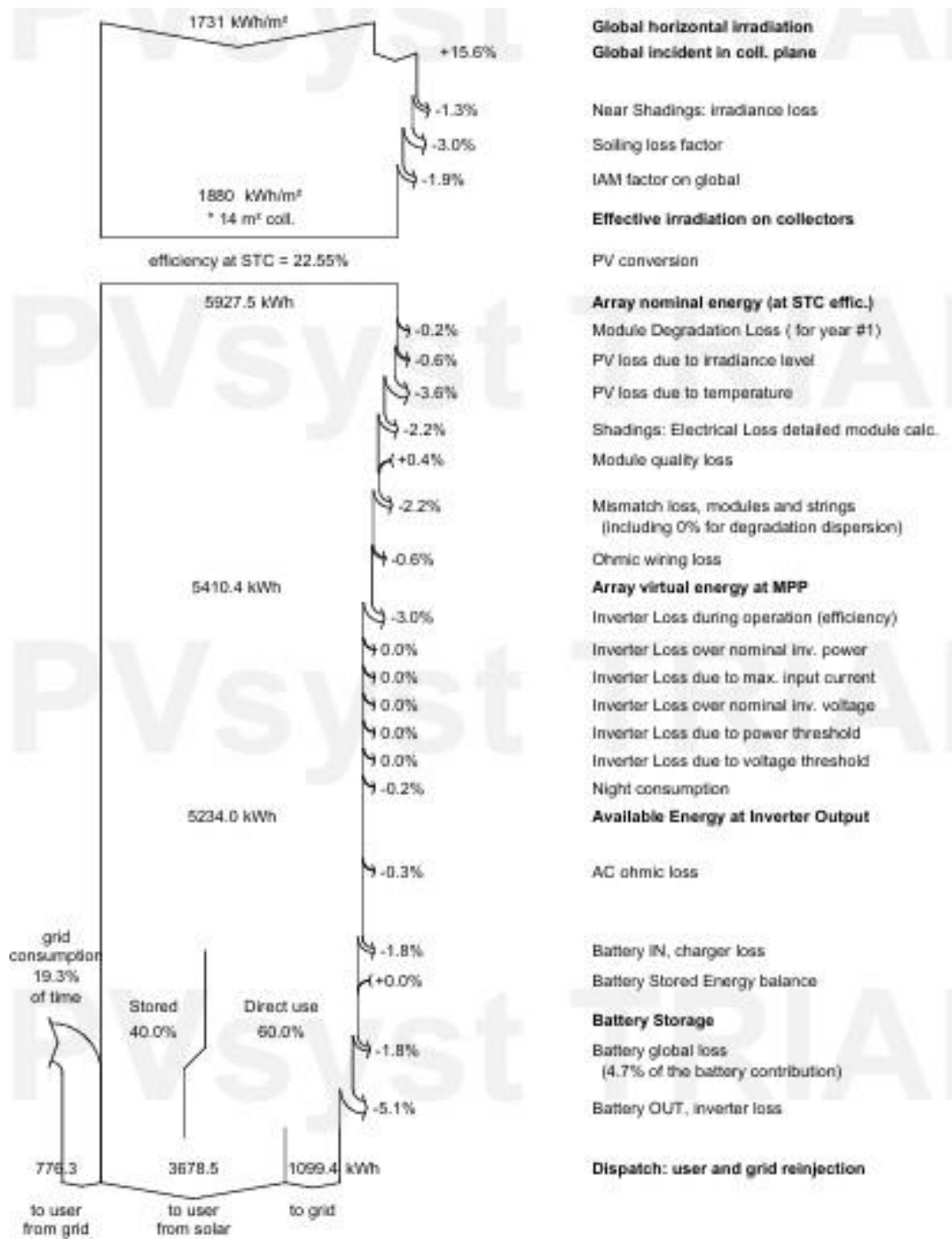


Figura 58: Diagrama de Sankey del sistema con batería

Para completar el análisis, en la Tabla 17 se presenta el comportamiento de la instalación mensualmente para el año 1. Se recogen los valores de energía demandada, generada, autoconsumida, vertida a la red e importada, junto con dos indicadores clave: el ratio de autoconsumo sobre generación y el ratio de autoconsumo sobre demanda.

	Energía Demandada (KWh)	Energía Generada (KWh)	Energía autoconsumida (KWh)	Energía vertida (KWh)	Energía importada (KWh)	Au toconsumo/ Generación (%)	Autoconsumo/ Demanda (%)
Ene	404,7	269,4	268,1	1,3	136,6	99,52%	66,25%
Feb	358,5	292	284,2	7,8	74,4	97,33%	79,27%
Mar	316,6	397,2	304	93,2	12,8	76,54%	96,02%
Abr	290,5	440,8	280,3	160,5	10,2	63,59%	96,49%
May	264,7	494,8	264	230,8	0,7	53,35%	99,74%
Jun	473,1	503,8	437,4	66,4	35,7	86,82%	92,45%
Jul	611,9	541,4	493,8	47,6	118,1	91,21%	80,70%
Ago	109,7	542	109,7	432,3	0	20,24%	100,00%
Sept	475,2	454,5	420,6	33,9	54,7	92,54%	88,51%
Oct	511,3	348,5	348,5	0	162,8	100,00%	68,16%
Nov	289,7	254,6	230,2	24,4	59,5	90,42%	79,46%
Dic	348,5	239	237,7	1,3	110,8	99,46%	68,21%
Total	4454,8	4778	3678,5	1099,5	776,3	76,99%	82,57%

Tabla 17: Resultados energéticos del sistema con batería para el año 1

A partir de los datos mensuales obtenidos, se observa que la incorporación de la batería permite aprovechar de manera mucho más eficiente la energía generada, alcanzando una ratio medio de autoconsumo sobre generación del 76,99%, prácticamente el doble que en el caso del sistema sin batería. En este escenario, únicamente el 23% de la energía generada se vierte a la red, frente al 60,88% del modelo sin almacenamiento.

Durante los meses de invierno, donde la generación solar es menor, la batería permite aprovechar prácticamente toda la energía generada, alcanzando ratios de autoconsumo frente a generación superiores al 90%. En estas condiciones, al haber menos generación solar, la batería puede aprovecharse de manera más eficiente, y verter menos a la red.

Por otra parte, la cobertura solar media anual asciende al 82,57%, lo que significa que el sistema es capaz de abastecer un gran porcentaje de la demanda anual de la vivienda con

energía solar, reduciendo significativamente la dependencia de la red eléctrica. Este porcentaje también es casi el doble que en el modelo de sin batería, donde la cobertura alcanzaba el 45,82%.

En conjunto, a pesar de que el performance ratio de la instalación con batería es ligeramente inferior que el del modelo sin almacenamiento, debido a las pérdidas introducidas por los procesos de carga y descarga de este nuevo elemento incorporado, el sistema es capaz de aprovechar una proporción mucho mayor de la energía generada, convirtiéndolo en una solución significativamente más eficiente desde el punto de vista energético.

Sin embargo, en el próximo apartado será donde se analice si la mejora en eficiencia energética se traduce en una solución rentable desde el punto de vista económico.

7.2.2. COMPARACIÓN SIMULACIONES

Siguiendo el mismo procedimiento que en el caso sin batería, se han realizado simulaciones para los años 1, 10, 20 y 30 del sistema fotovoltaico con almacenamiento. A partir de estos resultados se han estimado mediante regresiones lineales los valores intermedios para las variables de energía generada, autoconsumida, exportada e importada, con el objetivo de analizar el comportamiento energético del sistema a lo largo de su vida útil.

La Figura 59 muestra la evolución de la energía generada a lo largo de dicho periodo, observándose, como era de esperar, una disminución progresiva asociada a la degradación de los módulos fotovoltaicos.

Mientras que en el año 1 la instalación es capaz de generar 4780,41 kWh, en el año 30 esta cifra se reduce a 4014,95 kWh, lo que supone una pérdida del 16 % respecto al valor inicial. Esta evolución es prácticamente idéntica a la del caso sin batería, lo cual resulta coherente, ya que la degradación afecta exclusivamente a los módulos fotovoltaicos, independientemente de que el sistema disponga o no de almacenamiento.

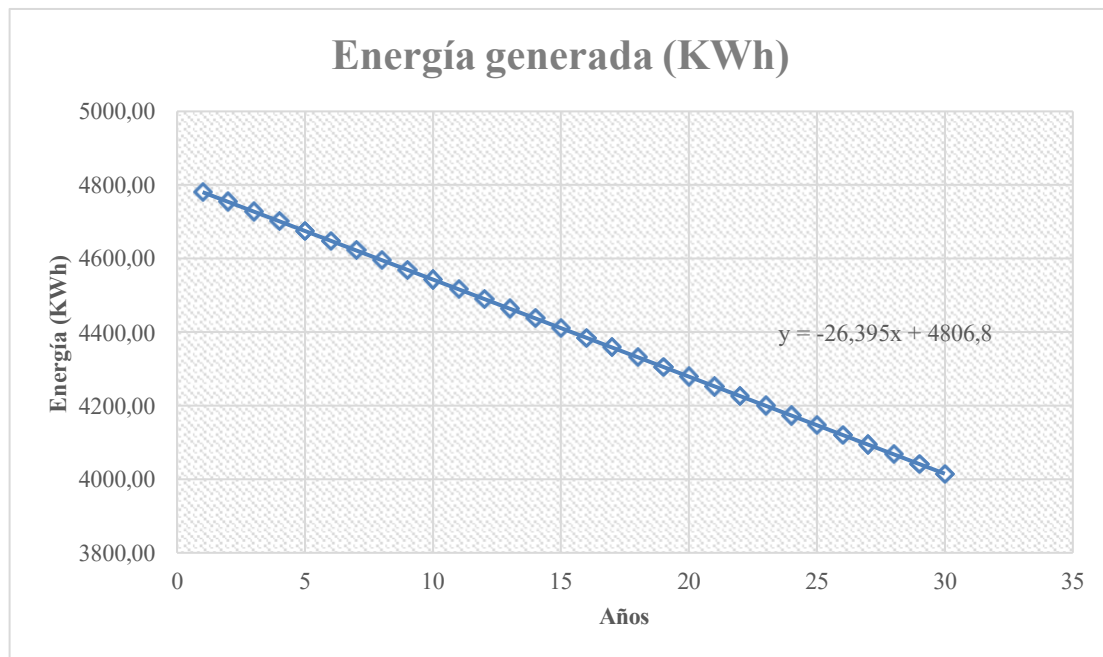


Figura 59: Evolución de la energía generada con el sistema con batería a lo largo de su vida útil

Por otra parte, la Figura 60 muestra la evolución de la energía autoconsumida a lo largo de la vida útil del sistema con batería, observándose nuevamente una disminución progresiva como consecuencia de la degradación de los módulos.

En el año 1, la vivienda es capaz de autoconsumir 3688,16 kWh, mientras que en el año 30 esta cifra se reduce a 3356,46 kWh, lo que supone una diferencia de 331,7 kWh, equivalente a una reducción del 9 % respecto al valor inicial.

Este porcentaje es superior al observado en el sistema sin batería (5,1 %), ya que en este caso el autoconsumo no depende únicamente del consumo instantáneo, sino también del funcionamiento del sistema de almacenamiento. De este modo, a medida que disminuye la generación fotovoltaica, lo hace también tanto el autoconsumo directo como la energía disponible para cargar la batería, lo que limita la capacidad del sistema para suministrar energía almacenada en los periodos sin producción solar.

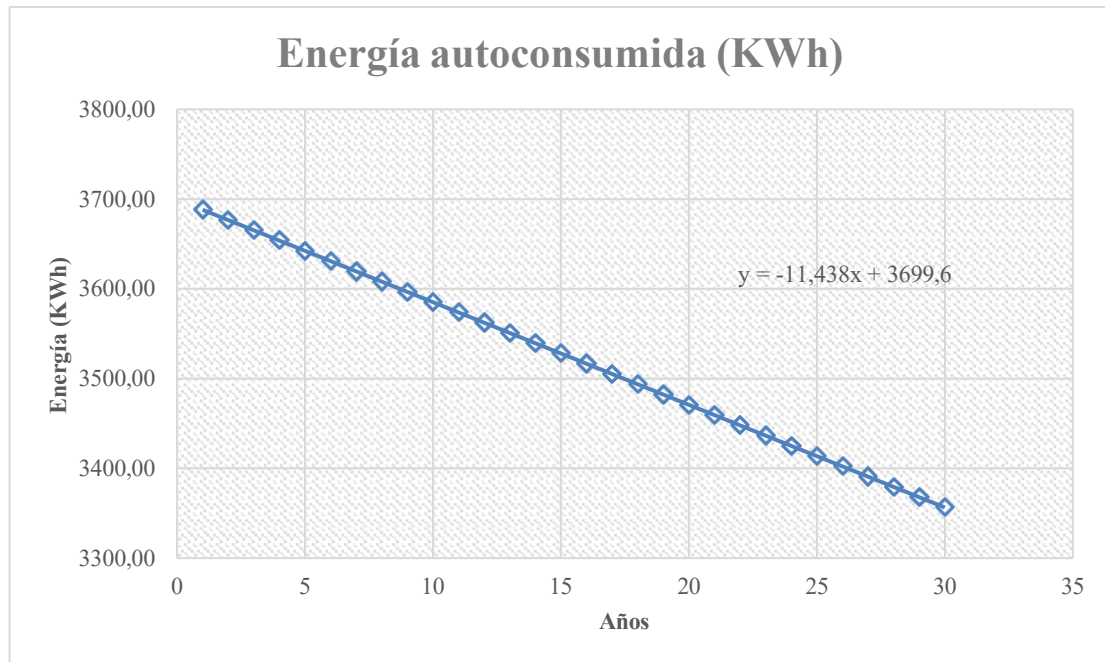


Figura 60: Evolución de la energía autoconsumida con el sistema con batería a lo largo de su vida útil

Finalmente, en la Tabla 18 se recogen los valores anuales de energía generada, autoconsumida, exportada e importada a lo largo de los 30 años de vida útil del sistema.

Año	Energía generada (KWh)	Energía autoconsumida (KWh)	Energía exportada (KWh)	Energía importada (KWh)
1	4780,41	3688,16	1092,14	766,64
2	4754,01	3676,72	1077,19	778,08
3	4727,62	3665,29	1062,23	789,51
4	4701,22	3653,85	1047,28	800,95
5	4674,83	3642,41	1032,32	812,39
6	4648,43	3630,97	1017,36	823,83
7	4622,04	3619,53	1002,41	835,27
8	4595,64	3608,10	987,45	846,70
9	4569,25	3596,66	972,50	858,14
10	4542,85	3585,22	957,54	869,58
11	4516,46	3573,78	942,58	881,02
12	4490,06	3562,34	927,63	892,46
13	4463,67	3550,91	912,67	903,89
14	4437,27	3539,47	897,72	915,33
15	4410,88	3528,03	882,76	926,77
16	4384,48	3516,59	867,80	938,21

17	4358,09	3505,15	852,85	949,65
18	4331,69	3493,72	837,89	961,08
1G	4305,30	3482,28	822,94	972,52
20	4278,90	3470,84	807,98	983,96
21	4252,51	3459,40	793,02	995,40
22	4226,11	3447,96	778,07	1006,84
23	4199,72	3436,53	763,11	1018,27
24	4173,32	3425,09	748,16	1029,71
25	4146,93	3413,65	733,20	1041,15
26	4120,53	3402,21	718,24	1052,59
27	4094,14	3390,77	703,29	1064,03
28	4067,74	3379,34	688,33	1075,46
2G	4041,35	3367,90	673,38	1086,90
30	4014,95	3356,46	658,42	1098,34

Tabla 18: Comportamiento energético de la instalación con batería a lo largo de su vida útil

Capítulo 8. ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez definida la instalación fotovoltaica y conocidos los datos de generación, autoconsumo, vertido e importación desde la red, es necesario realizar un análisis económico que permita determinar la viabilidad de la inversión. El objetivo principal de este capítulo es evaluar si resulta rentable implementar un sistema fotovoltaico en esta vivienda unifamiliar, y en caso afirmativo, comparar la rentabilidad de dos configuraciones: un sistema sin batería y otro con batería.

Para ello, se revisarán en primer lugar las ayudas vigentes para el autoconsumo en España y, de forma específica, en el municipio de Madrid, donde se ubica la instalación objeto de estudio. A continuación, se analizará el presupuesto detallado del proyecto y se calcularán indicadores clave como el periodo de amortización, el flujo de caja acumulado y la tasa interna de retorno (TIR).

8.1. AYUDAS AL AUTOCONSUMO

En los últimos años se han promovido diversas ayudas para fomentar el autoconsumo fotovoltaico residencial en España. En 2019 se iniciaron una serie de programas autonómicos puntuales que ofrecían subvenciones directas para instalaciones de autoconsumo, pero su duración acabó ese mismo año. Posteriormente, entre 2021 y 2023, se desarrollaron programas de incentivos al autoconsumo financiados mediante los fondos europeos Next Generation EU y gestionados por las comunidades autónomas. Estos programas permitían cubrir un porcentaje significativo del coste de instalación. Sin embargo, estas ayudas directas ya no están vigentes en la Comunidad de Madrid. [90]

Actualmente, los incentivos disponibles son principalmente de tipo fiscal, y se aplican a nivel estatal y municipal. Las principales bonificaciones e incentivos aplicables a esta instalación son los siguientes:

- Deducción en el IRPF (Impuesto sobre la renta de las Personas Físicas): El Gobierno permite deducir un 40% del importe de las obras de mejora en la eficiencia energética de la vivienda habitual, incluyendo instalaciones fotovoltaicas, siempre que se consiga una reducción del consumo de energía primaria no renovable de al menos un 30%, y se justifique adecuadamente mediante un certificado energético.[90]

- Bonificación del IBI (Impuesto sobre Bienes Inmuebles): El ayuntamiento de Madrid contempla una bonificación del 50% de la cuota del IBI durante 5 años consecutivos para viviendas residenciales que incorporan instalaciones fotovoltaicas.[91]

Esta bonificación está sujeta a un límite anual: la cantidad bonificada cada año no puede superar el 50 % del coste de ejecución material de la instalación. Además, el total acumulado de la bonificación a lo largo de los 5 años no puede superar el 95 % de dicho coste. [92]

En el municipio de Madrid, el ayuntamiento además exige un suministro mínimo del 40% de energía mediante la instalación para acogerse a la bonificación.

- Bonificación en el ICIO (Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras): El ICIO es un impuesto municipal que se aplica al realizar cualquier obra que requiera licencia urbanística o declaración responsable, como es el caso de una instalación fotovoltaica.

En el municipio de Madrid, se puede solicitar la bonificación del 75% del ICIO. [91]

8.2. *SISTEMA SIN BATERÍA*

8.2.1. PRESUPUESTO

Para el cálculo del presupuesto de la instalación fotovoltaica sin batería se han considerado tres bloques principales de costes: los equipos, la instalación y los trámites administrativos y legales, incluyendo el impuesto municipal correspondiente.

El coste de los equipos se ha estimado a partir de precios de mercado actualizados, detallados previamente en el apartado de diseño de la instalación. Este bloque incluye los módulos

fotovoltaicos, la estructura de soporte, el inversor, el cableado y los dispositivos de protección eléctrica.

En cuanto al coste de la instalación, se han tenido en cuenta tanto la mano de obra directa como los costes indirectos asociados. Para la instalación mecánica, correspondiente al montaje y anclaje de los paneles sobre la cubierta inclinada de la vivienda, se estima una duración de una jornada laboral completa de 8 horas por parte de dos operarios, lo que supone un total de 16 horas de trabajo. Asumiendo un coste estimado de 25 €/hora, se obtiene un total de 400 €. Para la instalación eléctrica, que comprende la conexión del sistema fotovoltaico, el cableado y la puesta en marcha, se asume también una jornada laboral de 8 horas por parte de dos electricistas, sumando 16 horas. En este caso, y dado el mayor nivel de cualificación, se considera un coste de 35 €/hora, lo que representa un total de 560 €. A estos importes se añaden los costes indirectos relacionados con la logística, el transporte de materiales, el uso de herramientas, la coordinación de los trabajos y la planificación técnica, con una estimación global de 700 €.

En cuanto a los trámites administrativos y legales, se incluyen varios conceptos para la legalización de la instalación. Por un lado, el certificado energético, requerido para poder acogerse a determinadas deducciones fiscales por eficiencia energética, con un coste estimado de 120 €. También se incluye la declaración responsable, un procedimiento legal que sustituye a la licencia de obra en instalaciones pequeñas en viviendas y que implica un cobro aproximado de 150 € al Ayuntamiento de Madrid. Además, se ha añadido el boletín eléctrico o Certificado de Instalación Eléctrica (CIE), documento obligatorio que acredita la conformidad de la instalación con la normativa eléctrica vigente, con un coste estimado de 120 €. Finalmente, se incluye el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO), que en el municipio de Madrid se calcula como el 4 % del coste de ejecución material, es decir, sobre la suma del coste de los equipos y de la instalación, sin incluir los trámites ni otros impuestos. [93] En este caso, el ICIO se ha calculado como:

$$ICIO = 0,04 \cdot (1764,2 + 1660) = 136,97 \text{ €}$$

A continuación, se presenta la tabla desglosada con el presupuesto estimado de la instalación, donde se observa un presupuesto total de 3831,17 €.

	Cantidad	Coste unitario	Total (€)
Equipos			
Módulo fotovoltaico Trina Solar TSM-450-NEG9R-28	7 ud	90 €/ud	630
Estructura de Soporte			
Falcat Coplanar Salvatejas (5x)	1 ud	135 €/ud	135
Falcat Coplanar Salvatejas (2x)	1 ud	59 €/ud	59
Inversor Huawei SUN2000-3KTL-L1	1 ud	540 €/ud	540
Cableado			
Top Cable H1Z2Z2-K 4 mm2	26,25 m	0,96 €/m	25,2
Nexans XZ1-K (AS) 2,5 mm2	9 m	1,67 €/m	15
Protecciones			
Seccionador CC ABB OTC25F2	1 ud	120 €/ud	120
SPD Toscano Vigivolt FV2-1000/3	1 ud	75 €/ud	75
Interruptor automático ABB S201 C16	1 ud	15 €/ud	15
Interruptor diferencial ABB F202 A-25/0,03	1 ud	150 €/ud	150
Total Equipos			1764,2
Instalación			
Mano de obra montaje eléctrico	16 h	25 €/h	400
Mano de obra montaje mecánico	16 h	35 €/h	560
Costes logística y planificación			700
Total Instalación			1660
Trámites administrativos y legales			
Certificado energético			120
Declaración responsable			150
Boletín eléctrico (CIE)			120
ICIO			136,97
Total Trámites administrativos y legales			406,97
Total Inversión			3831,17

Tabla 19: Presupuesto de la instalación sin batería

8.2.2. ACCESO AYUDAS AUTOCONSUMO

En apartados anteriores se han descrito las ayudas actualmente vigentes a las que puede acogerse una instalación fotovoltaica de carácter residencial en el municipio de Madrid, como es el caso de la vivienda objeto de estudio. Estas ayudas consisten principalmente en

deducciones y bonificaciones fiscales, concretamente: deducción en el IRPF, bonificación del IBI y bonificación en el ICIO.

Deducción del IRPF

Para poder beneficiarse de esta deducción fiscal, es requisito que la instalación fotovoltaica consiga una reducción del consumo de energía primaria no renovable de al menos un 30 %. Para comprobar si se cumple esta condición, se analizan los datos de demanda energética y energía autoconsumida obtenidos en la simulación del comportamiento energético de la vivienda durante el primer año (Tabla 15).

La reducción de energía primaria no renovable se puede estimar dividiendo la energía autoconsumida entre la demanda total, ya que la energía autoconsumida representa energía que deja de importarse de la red (considerada no renovable):

$$\text{Reducción energía no renovable} = \frac{2041,3 \text{ KWh}}{4454,8 \text{ KWh}} \cdot 100 = 45,8\%$$

Dado que el 45,8 % supera el umbral del 30 %, la instalación cumple el requisito para aplicar la deducción del IRPF. Esta deducción se registrará como un flujo de caja positivo durante el primer año y será equivalente al 40 % del coste de ejecución material (incluyendo el presupuesto de equipos, mano de obra e instalación):

$$\text{Deducción IRPF} = 0,4 \cdot (1764,2 + 1660) = 1369,68 \text{ €}$$

Bonificación del IBI

En el municipio de Madrid, para poder acceder a la bonificación del Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI), se exige que al menos el 40 % de la demanda energética total de la vivienda sea cubierta por energía generada mediante la instalación fotovoltaica. Usando de nuevo los datos de la simulación:

$$\text{Energía autoconsumida} = \frac{2041,3 \text{ KWh}}{4454,8 \text{ KWh}} \cdot 100 = 45,8\%$$

Como se supera el mínimo exigido del 40 %, se podría acceder a la bonificación del IBI. Según la normativa municipal, esta bonificación asciende al 50 % del IBI durante cinco años, siempre que:

- El importe bonificado cada año no supere el 50 % del coste de ejecución material.
- El total acumulado no supere el 95 % del mismo coste.

Teniendo en cuenta que el IBI anual de la vivienda es de 2.000 €, la bonificación anual sería de 1.000 €. A continuación, se comprueba su viabilidad:

$$0,5 \cdot (1764,2 + 1660) = 1712,1 > 1000$$

$$0,95 \cdot (1764,2 + 1660) = 3252,99 > 1000 \cdot 5$$

Esto implica que el importe máximo acumulado que podría bonificarse es de 3252,99 €. Por tanto, aunque la bonificación esté prevista para 5 años, en este caso se podrá aplicar durante tres años: 1.000 € en el primer año, 1.000 € en el segundo, 1000 € en el tercero y 252,99 € en el cuarto.

Bonificación en el ICIO

La bonificación del Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) en el municipio de Madrid es del 75 %. Si el importe del ICIO es de 136,97 €, el primer año se obtendrá un flujo de caja positivo de:

$$\text{Bonificación ICIO} = 0,75 \cdot 136,97 = 102,73 \text{ €}$$

8.2.3. RENTABILIDAD

Para evaluar la rentabilidad de la instalación fotovoltaica, se parte del análisis de los resultados obtenidos en la simulación del primer año de funcionamiento sin batería. En esta primera simulación se calcula, mes a mes, tanto el coste de la energía importada de la red como la compensación económica que se recibiría por los excedentes vertidos, considerando el mecanismo de compensación simplificada.

El análisis mensual es necesario porque, según la normativa vigente, el valor económico de los excedentes compensados nunca puede superar el importe correspondiente a la energía consumida de la red en ese mismo mes. Es decir, si el valor de la energía excedentaria vertida a red es superior al coste de la energía comprada ese mes, la compensación se ajusta al valor exacto de la energía importada, y el coste energético de ese mes se reduce a 0 €, sin posibilidad de acumular ni recibir compensación adicional.

Para realizar los cálculos, se toma como referencia el precio actual del kWh ofrecido por la comercializadora Naturgy, que es de 0,13766 €/kWh para la energía importada, y de 0,07 €/kWh para la energía excedentaria compensada.

La Tabla 20 presenta el detalle del coste energético mensual. Tal como se observa, en los meses de abril, mayo y agosto, la compensación por excedentes supera el valor de la energía importada. En consecuencia, el coste de la energía en dichos meses se reduce a 0 €, aplicando el límite máximo permitido por el sistema de compensación.

El coste energético total anual con la instalación fotovoltaica (con batería) el año 1 es de 155,88 €.

	Energía importada (KWh)	Coste energía importada (€)	Energía vertida (KWh)	Compensación excedente (€)	Compensación excedente real (€)	Coste Energía (€)
Ene	258,80	35,63	147,80	10,35	10,35	25,28
Feb	192,10	26,45	157,50	11,03	11,03	15,42
Mar	141,20	19,44	266,80	18,68	18,68	0,76
Abr	121,20	16,69	316,10	22,13	16,69	0,00
May	107,50	14,80	378,70	26,51	14,80	0,00
Jun	239,50	32,97	311,30	21,79	21,79	11,18
Jul	342,00	47,08	317,70	22,24	22,24	24,84
Ago	55,10	7,59	520,40	36,43	7,59	0,00
Sept	252,60	34,77	263,90	18,47	18,47	16,30
Oct	303,70	41,81	177,70	12,44	12,44	29,37
Nov	172,40	23,73	164,40	11,51	11,51	12,23
Dic	227,20	31,28	154,30	10,80	10,80	20,48
Total	2413,40	332,24	3176,70	222,37	176,37	155,88

Tabla 20: Coste energético mensual con el sistema sin batería el año 1

Una vez obtenida la compensación de excedentes real en el primer año, se ha realizado una estimación del coste energético anual para los 30 años de vida útil de la instalación. Para ello, se han tenido en cuenta varios factores que afectan tanto a la producción como al coste neto de la energía.

La Tabla 21 muestra la energía importada desde la red, su coste, la energía vertida, la compensación por excedentes (tanto teórica como la realmente compensada, limitada según normativa) y el coste energético neto anual.

En cuanto a los precios de referencia, se han considerado los siguientes supuestos:

- Precio de la energía eléctrica importada: Se ha tomado como base el valor actual de la tarifa fija de la comercializadora Naturgy, correspondiente a 0,13766 €/kWh en el año 1. A partir de este valor, se ha aplicado una inflación anual del 2 %, coherente con la media de los últimos diez años.
- Precio de compensación por excedentes: Para la energía vertida a la red se ha considerado un precio inicial de 0,07 €/kWh (valor habitual ofrecido por Naturgy en el momento del estudio). A partir de este valor, se ha aplicado un incremento conservador del 1 % anual, dado que el precio de compensación de excedentes está más expuesto a variaciones del mercado energético y cambios regulatorios, por lo que se ha optado por una previsión moderada.

Se puede observar cómo, el coste energético de la instalación aumenta progresivamente con el paso de los años, debido al efecto de la inflación sobre el precio de la energía comprada, la degradación de los módulos que reducen la energía generada y aumentan la importada, y la limitación en la compensación de excedentes.

Año	Energía importada (KWh)	Coste energía importada (€)	Energía vertida (KWh)	Compensación excedentes (€)	Compensación excedentes real(€)	Coste energía (€)
1	2410,70	331,86	3183,14	222,82	176,73	155,13
2	2414,30	339,00	3156,98	223,20	177,03	161,97
3	2417,89	346,29	3130,82	223,56	177,32	168,98
4	2421,49	353,75	3104,66	223,91	177,60	176,15

5	2425,09	361,36	3078,5	224,24	177,86	183,50
6	2428,69	369,13	3052,34	224,56	178,11	191,02
7	2432,28	377,07	3026,18	224,86	178,35	198,72
8	2435,88	385,18	3000,02	225,15	178,58	206,60
9	2439,48	393,47	2973,86	225,42	178,79	214,67
10	2443,08	401,93	2947,7	225,67	178,99	222,94
11	2446,67	410,57	2921,54	225,90	179,18	231,39
12	2450,27	419,40	2895,38	226,12	179,35	240,05
13	2453,87	428,41	2869,22	226,32	179,50	248,91
14	2457,47	437,62	2843,06	226,50	179,65	257,97
15	2461,06	447,03	2816,9	226,66	179,77	267,25
16	2464,66	456,63	2790,74	226,80	179,88	276,75
17	2468,26	466,45	2764,58	226,92	179,98	286,47
18	2471,86	476,47	2738,42	227,02	180,06	296,41
19	2475,45	486,70	2712,26	227,10	180,12	306,58
20	2479,05	497,16	2686,1	227,16	180,17	316,99
21	2482,65	507,84	2659,94	227,19	180,20	327,64
22	2486,25	518,75	2633,78	227,21	180,21	338,54
23	2489,84	529,89	2607,62	227,20	180,21	349,68
24	2493,44	541,27	2581,46	227,17	180,18	361,08
25	2497,04	552,89	2555,3	227,12	180,14	372,75
26	2500,64	564,76	2529,14	227,04	180,08	384,68
27	2504,24	576,88	2502,98	226,94	180,00	396,88
28	2507,83	589,27	2476,82	226,81	179,90	409,37
29	2511,43	601,91	2450,66	226,66	179,78	422,14
30	2515,03	614,83	2424,5	226,49	179,64	435,19

Tabla 21: Coste energético anual a lo largo de la vida útil de la instalación (sin batería)

Una vez estimado el coste energético anual con la instalación fotovoltaica, se ha calculado el ahorro energético generado durante los 30 años de vida útil del sistema. Para ello, se ha comparado el coste energético con instalación frente al que tendría la vivienda en caso de no contar con dicha instalación.

El cálculo del coste energético sin instalación se ha realizado aplicando el mismo criterio utilizado anteriormente: se parte de un precio de la energía de 0,13766 €/kWh en el año 1, y se aplica una inflación del 2 % anual para reflejar el crecimiento esperado del precio de la electricidad a lo largo del tiempo. Se ha supuesto que el consumo energético de la vivienda

se mantiene constante en 4454,8 kWh anuales, sin tener en cuenta medidas de eficiencia energética adicionales.

La Tabla 22 muestra el desglose del coste energético sin instalación fotovoltaica, el coste con instalación sin batería y el ahorro energético anual que se obtiene como resultado de la diferencia entre ambos. Dicho ahorro representa el impacto directo que tiene el autoconsumo sobre la factura eléctrica, teniendo en cuenta tanto el autoconsumo instantáneo como la compensación por excedentes.

Como puede observarse, el ahorro anual aumenta progresivamente con el tiempo, pasando de 458,12 € en el primer año a 653,84 € en el año 30. Este incremento se debe a la inflación sobre el precio de la energía, que provoca que la energía evitada tenga un valor creciente año tras año. Aunque la producción fotovoltaica disminuye ligeramente con el paso del tiempo por la degradación natural de los módulos, el efecto de la inflación compensa con creces esta pérdida, lo que se traduce en un ahorro creciente.

Año	Coste energético sin instalación FV (€)	Coste energético con instalación FV (€)	Ahorro energético (€)
1	613,25	155,13	458,12
2	625,51	161,97	463,54
3	638,02	168,98	469,05
4	650,78	176,15	474,63
5	663,80	183,50	480,30
6	677,08	191,02	486,06
7	690,62	198,72	491,90
8	704,43	206,60	497,83
9	718,52	214,67	503,84
10	732,89	222,94	509,95
11	747,55	231,39	516,15
12	762,50	240,05	522,45
13	777,75	248,91	528,84
14	793,30	257,97	535,33
15	809,17	267,25	541,91
16	825,35	276,75	548,60
17	841,86	286,47	555,39
18	858,69	296,41	562,29

19	875,87	306,58	569,29
20	893,39	316,99	576,40
21	911,25	327,64	583,61
22	929,48	338,54	590,94
23	948,07	349,68	598,39
24	967,03	361,08	605,95
25	986,37	372,75	613,62
26	1006,10	384,68	621,42
27	1026,22	396,88	629,34
28	1046,74	409,37	637,38
29	1067,68	422,14	645,54
30	1089,03	435,19	653,84

Tabla 22: Ahorro energético durante la vida útil de la instalación sin batería

Una vez calculado el ahorro energético anual durante toda la vida útil del sistema, se procede a elaborar un balance de caja con horizonte temporal de 30 años, con el objetivo de analizar la rentabilidad económica de la instalación fotovoltaica. Para ello, se plantean dos escenarios diferenciados:

- Escenario 1: con acceso a las ayudas fiscales y bonificaciones actualmente disponibles.
- Escenario 2: sin posibilidad de acceder a dichas ayudas, como escenario comparativo más conservador.

En ambos casos, se consideran los siguientes elementos clave en el flujo de caja anual:

- Coste de mantenimiento: para garantizar el funcionamiento eficiente del sistema, se estima necesario realizar una revisión técnica y limpieza una o dos veces al año. Se ha considerado un coste de mantenimiento de 140 € en el primer año, al que se le aplica una inflación anual del 2 %, en línea con lo considerado para el coste de la energía.
- Coste de inversión: la inversión inicial se realiza en el año 0. No obstante, se ha analizado la vida útil de los principales componentes para determinar posibles reposiciones:

- Módulos fotovoltaicos: cuentan con garantía de producción durante 30 años, por lo que no se contempla su sustitución.
- Protecciones eléctricas, estructura de soporte y cableado: si han sido correctamente dimensionados e instalados, no requieren reposición durante la vida útil del sistema.
- Inversor: dado que su vida útil suele estar entre 10 y 15 años, se ha optado por una estimación conservadora que contempla dos sustituciones, una en el año 10 y otra en el año 20. Suponiendo el año 10 una inversión adicional de 658,26 € y el año 20 de 802,41 €, teniendo en cuenta la inflación del 2% anual sobre el precio base en el año 0 (540 €).

Con toda esta información, se calcula el flujo de caja anual y su correspondiente acumulado, sirviendo como base para determinar los principales indicadores económicos de rentabilidad del proyecto:

- Valor Actual Neto (VAN): representa el valor total actualizado de los beneficios generados por la instalación a lo largo de su vida útil. Se obtiene descontando al presente los flujos de caja futuros utilizando una tasa de descuento. Su expresión matemática es la siguiente:

$$VAN = -Inversión_{t=0} + \sum_{t=0}^n \frac{Flujo\ caja_t}{(1+r)^n}$$

Donde:

- $Inversión_{t=0}$ es el desembolso inicial realizado en el año 0, correspondiente al presupuesto calculado en la Tabla 19 (3831,17 €)
- Flujo de caja_t es el flujo neto de caja generado en el año t.
- r representa es la tasa de descuento, que refleja la pérdida de valor del dinero y se utiliza para calcular el valor presente de los ingresos futuros. En este caso, se ha considerado una tasa de descuento del 6%, compuesta por un 2% de inflación esperada y un 4% de coste de oportunidad, que representa la

rentabilidad que se podría haber obtenido invirtiendo ese capital en una alternativa segura. Este porcentaje se ha estimado tomando como referencia el tipo de interés de activos de bajo riesgo, como los bonos del Estado a largo plazo, así como una prima adicional por el riesgo y la falta de liquidez asociada al proyecto.

Si el valor del VAN es positivo, significa que el proyecto es rentable, ya que genera más valor del que cuesta.

- Tasa Interna de Retorno (TIR): indica la rentabilidad anual que ofrece la inversión. Se define como la tasa r que hace que el VAN sea igual a cero:

$$0 = -Inversión_{t=0} + \sum_{t=0}^n \frac{Flujo\ caja_t}{(1 + TIR)^n}$$

Si la TIR es superior a la tasa de descuento aplicada en el cálculo del VAN, el proyecto resulta económicamente viable, ya que ofrece una rentabilidad superior a otras alternativas de inversión con un riesgo comparable. En cambio, si la TIR es igual o inferior, no compensa realizar esta inversión.

- Período de recuperación (payback): indica el número de años necesarios para recuperar la inversión inicial. Es el momento en que el flujo de caja acumulado pasa a ser positivo, lo cual marca el inicio de la rentabilidad neta del proyecto.

8.2.3.1. RENTABILIDAD CON AYUDAS FISCALES

La Tabla 23 muestra el flujo de caja calculado para cada año de la vida útil de la instalación, así como el flujo de caja acumulado, teniendo en cuenta las ayudas fiscales disponibles por la ubicación del proyecto en el municipio de Madrid y por los beneficios en eficiencia energética (Acceso ayudas autoconsumo).

Para calcular el flujo de caja anual, se han sumado el ahorro energético y las ayudas fiscales aplicables en cada ejercicio (componentes positivos del flujo), y se han restado los costes de inversión y mantenimiento (componentes negativos del flujo).

Año	Coste inversión (€)	Ahorro energético (€)	Coste mantenimiento (€)	Deducción IRPF (€)	Bonificación IBI (€)	Bonificación ICIO (€)	Flujo caja anual(€)	Flujo caja total(€)
0	3831,17						-3831,17	-3831,17
1		458,12	140,00	1369,68	1000,00	102,73	2790,53	-1040,64
2		463,54	142,80		1000,00		1320,74	280,11
3		469,05	145,66		1000,00		1323,39	1603,50
4		474,63	148,57		252,99		579,05	2182,55
5		480,30	151,54				328,76	2511,31
6		486,06	154,57				331,49	2842,80
7		491,90	157,66				334,23	3177,03
8		497,83	160,82				337,01	3514,04
9		503,84	164,03				339,81	3853,86
10	658,26	509,95	167,31				-315,62	3538,24
11		516,15	170,66				345,49	3883,73
12		522,45	174,07				348,38	4232,11
13		528,84	177,55				351,29	4583,39
14		535,33	181,10				354,22	4937,61
15		541,91	184,73				357,19	5294,80
16		548,60	188,42				360,18	5654,98
17		555,39	192,19				363,20	6018,18
18		562,29	196,03				366,25	6384,44
19		569,29	199,95				369,33	6753,77
20	802,41	576,40	203,95				-429,97	6323,80
21		583,61	208,03				375,58	6699,38
22		590,94	212,19				378,75	7078,13
23		598,39	216,44				381,95	7460,08
24		605,95	220,77				385,18	7845,26
25		613,62	225,18				388,44	8233,70
26		621,42	229,68				391,73	8625,44
27		629,34	234,28				395,06	9020,49
28		637,38	238,96				398,41	9418,91
29		645,54	243,74				401,80	9820,71
30		653,84	248,62				405,22	10225,93

Tabla 23: Flujos de caja durante la vida útil de la instalación sin batería considerando ayudas fiscales

Se observa que el flujo de caja acumulado pasa a ser positivo en el segundo año, lo que indica que en ese momento se recupera la inversión inicial. Por tanto, el período de recuperación (payback) es de 2 años, lo cual es un valor bastante bueno.

Además, se han calculado los principales indicadores de rentabilidad del proyecto:

$$VAN = -3831,17 + \sum_{t=0}^{t=30} \frac{Flujo\ caja_t}{(1 +)^t} = 4595,07 \text{ €} > 0$$

El VAN positivo indica que el proyecto no solo recupera la inversión inicial, sino que genera un beneficio neto adicional en términos actualizados de 4595,07 €.

$$0 = -3831,17 + \sum_{t=0}^{t=30} \frac{Flujo\ caja_t}{(1 + TIR)^n} \Rightarrow TIR = 34\% > 6\%$$

La TIR que se obtiene es del 34%, muy superior a la tasa de descuento utilizada (6%), concluyendo que el proyecto es altamente rentable.

En conjunto, estos resultados confirman que la instalación fotovoltaica propuesta no solo es viable desde el punto de vista técnico y energético, sino también muy rentable desde una perspectiva económica, especialmente gracias a la consideración de las ayudas fiscales disponibles.

8.2.3.2. RENTABILIDAD SIN AYUDAS FISCALES

La Tabla 24 presenta el flujo de caja calculado para cada año de la vida útil de la instalación, así como el flujo acumulado, en un escenario en el que no se aplican ayudas fiscales. Este caso hipotético permite analizar la rentabilidad del proyecto si la vivienda objeto de estudio se encontrase en un municipio sin bonificaciones específicas o si no se cumplieran los requisitos necesarios para acceder a los incentivos

En este caso, el flujo de caja anual se obtiene únicamente teniendo en cuenta el ahorro energético, el coste de mantenimiento y la inversión inicial. No se considera ninguna deducción fiscal, bonificación del IBI ni del ICIO.

Año	Coste inversión (€)	Ahorro energético (€)	Coste mantenimiento (€)	Deducción IRPF (€)	Bonificación IBI (€)	Bonificación ICIO (€)	Balance anual (€)	Balance Total (€)
0	3831,17						-3831,17	-3831,17
1		458,12	140,00				318,12	-3513,05
2		463,54	142,80				320,74	-3192,30
3		469,05	145,66				323,39	-2868,91
4		474,63	148,57				326,06	-2542,85
5		480,30	151,54				328,76	-2214,09
6		486,06	154,57				331,49	-1882,60
7		491,90	157,66				334,23	-1548,37
8		497,83	160,82				337,01	-1211,36
9		503,84	164,03				339,81	-871,54
10	658,26	509,95	167,31				-315,62	-1187,16
11		516,15	170,66				345,49	-841,67
12		522,45	174,07				348,38	-493,29
13		528,84	177,55				351,29	-142,01
14		535,33	181,10				354,22	212,21
15		541,91	184,73				357,19	569,40
16		548,60	188,42				360,18	929,58
17		555,39	192,19				363,20	1292,78
18		562,29	196,03				366,25	1659,04
19		569,29	199,95				369,33	2028,37
20	802,41	576,40	203,95				-429,97	1598,40
21		583,61	208,03				375,58	1973,98
22		590,94	212,19				378,75	2352,73
23		598,39	216,44				381,95	2734,68
24		605,95	220,77				385,18	3119,86
25		613,62	225,18				388,44	3508,30
26		621,42	229,68				391,73	3900,04
27		629,34	234,28				395,06	4295,09
28		637,38	238,96				398,41	4693,51
29		645,54	243,74				401,80	5095,31
30		653,84	248,62				405,22	5500,53

Tabla 24: Flujos de caja durante la vida útil de la instalación sin batería sin considerar ayudas fiscales

Se observa que el flujo de caja acumulado no se vuelve positivo hasta el año 14, lo que supone un período de recuperación (payback) mucho más largo que en el escenario con

ayudas. Este retraso refleja claramente el impacto que tienen los incentivos fiscales en la rentabilidad del proyecto.

A continuación, se detallan los principales indicadores de rentabilidad del proyecto:

$$VAN = -3831,17 + \sum_{t=0}^{t=30} \frac{Flujo\ caja_t}{(1+)^t} = 332,60\ € > 0$$

El VAN sigue siendo positivo, lo que indica que la inversión se recupera y además genera un beneficio neto actual de 332,60€. Sin embargo, este valor es significativamente inferior al obtenido en el escenario con ayudas.

$$0 = -3831,17 + \sum_{t=0}^{t=30} \frac{Flujo\ caja_t}{(1+TIR)^n} \Rightarrow TIR = 7\% > 6\%$$

La TIR obtenida es del 7%, apenas por encima de la tasa de descuento del 6%, lo que sugiere que la inversión es técnicamente rentable, pero con un margen ajustado respecto a otras posibles alternativas de inversión de bajo riesgo.

En conjunto, estos resultados muestran que, aun sin ayudas fiscales, la instalación fotovoltaica propuesta es viable económicamente, aunque con una rentabilidad mucho más modesta y un retorno de la inversión considerablemente más lento, poniendo de manifiesto la importancia de acceso a incentivos públicos para mejorar la eficiencia de un proyecto fotovoltaico en una vivienda.

8.3. SISTEMA CON BATERÍA

8.3.1. PRESUPUESTO

El presupuesto de la instalación con batería se estructura de la misma manera que en el caso sin batería, desglosando los costes en tres bloques principales: equipos, instalación y mano de obra, y trámites administrativos y legales.

La única diferencia sustancial respecto a la instalación sin batería es la incorporación de un sistema de almacenamiento energético. Por tanto, se han mantenido todos los valores anteriores, añadiendo el coste de la batería dentro del apartado de equipos. Además, se ha incrementado ligeramente el tiempo estimado de instalación eléctrica, asumiendo una hora adicional por cada electricista (es decir, dos horas en total), lo que supone un aumento de 70 € en el coste de mano de obra eléctrica.

Como consecuencia del aumento tanto en el coste de equipos como en el de instalación, también se ha recalculado el importe del ICIO, que, como se explicó anteriormente, corresponde al 4 % del coste de ejecución material (equipos + instalación). En este caso:

$$ICIO = 0,04 \cdot (1730 + 4464,2) = 247,77 \text{ €}$$

A continuación, se presenta la tabla desglosada con el presupuesto estimado de la instalación, donde se observa un presupuesto total de 6711,97 €.

	Cantidad	Coste unitario	Total (€)
Equipos			
Módulo fotovoltaico Trina Solar TSM-450-NEG9R-28	7 ud	90 €/ud	630
Estructura de Soporte			
Falcat Coplanar Salvatejas (5x)	1 ud	135 €/ud	135
Falcat Coplanar Salvatejas (2x)	1 ud	59 €/ud	59
Inversor Huawei SUN2000-3KTL-L1	1 ud	540 €/ud	540
Batería Huawei LUNA2000-5-S0	1 ud	2700 €/ud	2700
Cableado			
Top Cable H1Z2Z2-K 4 mm ²	26,25 m	0,96 €/m	25,2
Nexans XZ1-K (AS) 2,5 mm ²	9 m	1,67 €/m	15
Protecciones			

Seccionador CC ABB OTC25F2	1 ud	120 €/ud	120
SPD Toscano Vigivolt FV2-1000/3	1 ud	75 €/ud	75
Interruptor automático ABB S201 C16	1 ud	15 €/ud	15
Interruptor diferencial ABB F202 A-25/0,03	1 ud	150 €/ud	150
Total Equipos			4464,2
Instalación			
Mano de obra montaje eléctrico	16 h	25 €/h	400
Mano de obra montaje mecánico	18 h	35 €/h	630
Costes logística y planificación			700
Total Instalación			1730
Trámites administrativos y legales			
Certificado energético			120
Declaración responsable			150
Boletín eléctrico (CIE)			120
ICIO			247,77
Total Trámites administrativos y legales			517,77
Total Inversión			6711,97

Tabla 25: Presupuesto de la instalación con batería

8.3.2. ACCESO AYUDAS AUTOCONSUMO

De la misma manera que en el caso de la instalación sin batería de almacenamiento, en este apartado se justifica a qué deducciones y bonificaciones fiscales se podría acoger la instalación para tenerlas en cuenta al analizar la rentabilidad.

Deducción del IRPF

Para comprobar si la instalación puede beneficiarse de la deducción del IRPF se comprueba que la reducción del consumo de energía primaria no renovable sea de al menos un 30%, utilizando los datos de demanda energética y energía autoconsumida de la simulación del comportamiento energético de la instalación para el primer año (Tabla 17):

$$\text{Reducción energía no renovable} = \frac{3678,5 \text{ KWh}}{4454,8 \text{ KWh}} \cdot 100 = 82,57\%$$

Dado que el 82,57 % supera el umbral del 30 %, la instalación cumple el requisito para aplicar la deducción del IRPF. Esta deducción se registrará como un flujo de caja positivo

durante el primer año y será equivalente al 40 % del coste de ejecución material (incluyendo el presupuesto de equipos, mano de obra e instalación):

$$\text{Deducción IRPF} = 0,4 \cdot (4464,2 + 1730) = 2477,68 \text{ €}$$

Bonificación del IBI

Para comprobar si la instalación puede acogerse a la bonificación del Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI), se comprueba que al menos el 40 % de la demanda energética total de la vivienda sea cubierta por energía generada mediante la instalación fotovoltaica. Usando de nuevo los datos de la simulación:

$$\text{Energía autoconsumida} = \frac{3678,5 \text{ KWh}}{4454,8 \text{ KWh}} \cdot 100 = 82,57\%$$

Como se supera el mínimo exigido del 40 %, se podría acceder a la bonificación del IBI. Según la normativa municipal, esta bonificación asciende al 50 % del IBI durante cinco años, siempre que:

- El importe bonificado cada año no supere el 50 % del coste de ejecución material.
- El total acumulado no supere el 95 % del mismo coste.

Teniendo en cuenta que el IBI anual de la vivienda es de 2.000 €, la bonificación anual sería de 1.000 €. A continuación, se comprueba su viabilidad:

$$0,5 \cdot (4464,2 + 1730) = 3097,1 > 1000$$

$$0,95 \cdot (4464,2 + 1730) = 5884,5 > 1000 \cdot 5$$

Por tanto, se recibirá un flujo de caja positivo de 1000 € durante los 5 años primeros después de instalar la instalación fotovoltaica.

Bonificación en el ICIO

La bonificación del Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) en el municipio de Madrid es del 75 %. Si el importe del ICIO es de 247,77 € el primer año se obtendrá un flujo de caja positivo de:

$$\text{Bonificación ICIO} = 0,75 \cdot 247,77 = 185,83 \text{ €}$$

8.3.3. RENTABILIDAD

De la misma manera que en el caso de la instalación sin batería, se parte de los resultados obtenidos de la simulación del primer año, para poder calcular el ahorro energético mes a mes considerando un precio de compra de la energía de 0,13766 €/KWh, y un precio de compensación de 0,07 €/KWh de acuerdo a la comercializadora Naturgy. Se tendrá en cuenta de la misma manera la normativa vigente que establece que la compensación recibida mes a mes por la energía vertida nunca puede ser mayor que la comprada, ajustando el coste energético a 0 €.

La Tabla 26 presenta en detalle el coste energético mensual resultante. Tal como se observa, en los meses de marzo, abril, mayo y agosto, la compensación por excedentes supera el valor de la energía importada. En consecuencia, el coste de la energía en dichos meses se reduce a 0 €, aplicando el límite máximo permitido por el sistema de compensación.

El coste energético total anual con la instalación fotovoltaica (con batería) el año 1 es de 90,82 €.

	Energía importada (KWh)	Coste energía importada (€)	Energía vertida (KWh)	Compensación excedente (€)	Compensación excedente real (€)	Coste Energía (€)
Ene	136,6	18,81	1,3	0,09	0,09	18,71
Feb	74,4	10,24	7,8	0,55	0,55	9,70
Mar	12,8	1,76	93,2	6,52	1,76	0,00
Abr	10,2	1,40	160,5	11,24	1,40	0,00
May	0,7	0,10	230,8	16,16	0,10	0,00
Jun	35,7	4,91	66,4	4,65	4,65	0,27

Jul	118,1	16,26	47,6	3,33	3,33	12,93
Ago	0	0,00	432,3	30,26	0,00	0,00
Sept	54,7	7,53	33,9	2,37	2,37	5,16
Oct	162,8	22,41	0	0,00	0,00	22,41
Nov	59,5	8,19	24,4	1,71	1,71	6,48
Dic	110,8	15,25	1,3	0,09	0,09	15,16
Total	776,3	106,87	1099,5	76,97	16,05	90,82

Tabla 26: Coste energético mensual con el sistema con batería el año 1

Una vez obtenida la compensación de excedentes real en el primer año, se ha realizado una estimación del coste energético anual para los 30 años de vida útil de la instalación con batería. El procedimiento es análogo al utilizado para la instalación sin batería, pero adaptado a las nuevas condiciones de consumo y vertido.

Se ha considerado un precio de energía importada de 0,13766 €/KWh en el año 1, y a partir de ese valor se ha aplicado una inflación del 2% anual para proyectar el coste de la energía importada en los años sucesivos, de acuerdo con la inflación media en los últimos años. En cuanto a la compensación por excedentes, se ha supuesto un valor de 0,07 €/KWh para el primer año, y aplicado un crecimiento del 1% anual, como en el caso anterior.

La Tabla 27 muestra la energía importada desde la red, su coste, la energía vertida, la compensación por excedentes y el coste energético neto anual. Se observa que el coste energético se mantiene considerablemente más bajo que en el caso sin almacenamiento, especialmente durante los primeros años. Sin embargo, con el paso del tiempo se aprecia un aumento progresivo debido a la inflación y la reducción de eficiencia de los módulos.

Año	Energía importada (KWh)	Coste energía importada (€)	Energía vertida (KWh)	Compensación excedentes (€)	Compensación excedentes real(€)	Coste energía (€)
1	766,64	105,54	1092,144	76,45	15,94	29,09
2	778,08	109,25	1077,188	76,16	15,88	33,09
3	789,51	113,08	1062,232	75,85	15,82	37,22
4	800,95	117,01	1047,276	75,53	15,75	41,48
5	812,39	121,05	1032,32	75,20	15,68	45,86
6	823,83	125,21	1017,364	74,85	15,61	50,36
7	835,27	129,49	1002,408	74,49	15,53	55,00

8	846,70	133,89	987,452	74,11	15,45	59,78
9	858,14	138,41	972,496	73,72	15,37	64,70
10	869,58	143,06	957,54	73,31	15,29	69,75
11	881,02	147,84	942,584	72,88	15,20	74,96
12	892,46	152,76	927,628	72,44	15,11	80,31
13	903,89	157,81	912,672	71,99	15,01	85,82
14	915,33	163,00	897,716	71,52	14,91	91,48
15	926,77	168,34	882,76	71,03	14,81	97,31
16	938,21	173,82	867,804	70,52	14,71	103,30
17	949,65	179,46	852,848	70,00	14,60	109,46
18	961,08	185,26	837,892	69,46	14,48	115,79
19	972,52	191,21	822,936	68,90	14,37	122,31
20	983,96	197,33	807,98	68,33	14,25	129,00
21	995,40	203,61	793,024	67,73	14,12	135,88
22	1006,84	210,07	778,068	67,12	14,00	142,95
23	1018,27	216,71	763,112	66,49	13,86	150,22
24	1029,71	223,53	748,156	65,84	13,73	157,69
25	1041,15	230,53	733,2	65,17	13,59	165,36
26	1052,59	237,72	718,244	64,48	13,44	173,25
27	1064,03	245,11	703,288	63,77	13,30	181,35
28	1075,46	252,70	688,332	63,03	13,14	189,67
29	1086,90	260,50	673,376	62,28	12,99	198,22
30	1098,34	268,50	658,42	61,51	12,83	207,00

Tabla 27: Coste energético anual a lo largo de la vida útil de la instalación con batería

Una vez estimado el coste energético anual con la instalación fotovoltaica, se ha calculado el ahorro energético generado durante los 30 años de vida útil del sistema. Para ello, se ha comparado el coste energético con instalación frente al que tendría la vivienda en caso de no contar con dicha instalación.

El cálculo del coste energético sin instalación se ha realizado aplicando el mismo criterio utilizado anteriormente: se parte de un precio de la energía de 0,13766 €/kWh en el año 1, y se aplica una inflación del 2 % anual para reflejar el crecimiento esperado del precio de la electricidad a lo largo del tiempo. Se ha supuesto que el consumo energético de la vivienda se mantiene constante en 4454,8 kWh anuales, sin tener en cuenta medidas de eficiencia energética adicionales.

La Tabla 28 muestra el desglose del coste energético sin instalación fotovoltaica, el coste con instalación sin batería y el ahorro energético anual que se obtiene como resultado de la diferencia entre ambos. Dicho ahorro representa el impacto directo que tiene el autoconsumo sobre la factura eléctrica, teniendo en cuenta tanto el autoconsumo instantáneo como la compensación por excedentes.

Como puede observarse, el ahorro anual aumenta progresivamente con el tiempo, pasando de 584,16 € en el primer año a 882,04 € en el año 30. Este incremento se debe a la inflación sobre el precio de la energía, que provoca que la energía evitada tenga un valor creciente año tras año. Aunque la producción fotovoltaica disminuye ligeramente con el paso del tiempo por la degradación natural de los módulos, el efecto de la inflación compensa con creces esta pérdida, lo que se traduce en un ahorro creciente.

Año	Coste energético sin instalación FV (€)	Coste energético con instalación FV (€)	Ahorro energético (€)
1	613,25	29,09	584,16
2	625,51	33,09	592,42
3	638,02	37,22	600,80
4	650,78	41,48	609,31
5	663,80	45,86	617,94
6	677,08	50,36	626,71
7	690,62	55,00	635,61
8	704,43	59,78	644,65
9	718,52	64,70	653,82
10	732,89	69,75	663,13
11	747,55	74,96	672,59
12	762,50	80,31	682,19
13	777,75	85,82	691,93
14	793,30	91,48	701,82
15	809,17	97,31	711,86
16	825,35	103,30	722,05
17	841,86	109,46	732,40
18	858,69	115,79	742,90
19	875,87	122,31	753,56
20	893,39	129,00	764,39
21	911,25	135,88	775,37

22	929,48	142,95	786,53
23	948,07	150,22	797,85
24	967,03	157,69	809,34
25	986,37	165,36	821,01
26	1006,10	173,25	832,85
27	1026,22	181,35	844,87
28	1046,74	189,67	857,08
29	1067,68	198,22	869,46
30	1089,03	207,00	882,04

Tabla 28: Ahorro energético durante la vida útil de la instalación con batería

Una vez calculado el ahorro energético anual durante toda la vida útil del sistema, se procede a elaborar un balance de caja con horizonte temporal de 30 años, con el objetivo de analizar la rentabilidad económica de la instalación fotovoltaica con batería. Para ello, se plantean dos escenarios diferenciados, de la misma manera que en el caso sin batería:

- Escenario 1: con acceso a las ayudas fiscales y bonificaciones actualmente disponibles.
- Escenario 2: sin posibilidad de acceder a dichas ayudas, como escenario comparativo más conservador.

En ambos casos, se consideran los siguientes elementos clave en el flujo de caja anual:

- Coste de mantenimiento: Se ha considerado un coste de mantenimiento de 140 € en el primer año, igual que en el anterior caso; al que se le aplica una inflación anual del 2 %, en línea con lo considerado para el coste de la energía.
- Coste de inversión: la inversión inicial se realiza en el año 0. No obstante, se ha analizado la vida útil de los principales componentes para determinar posibles reposiciones:
 - Módulos fotovoltaicos: cuentan con garantía de producción durante 30 años, por lo que no se contempla su sustitución.
 - Protecciones eléctricas, que no requieren de reposición durante la vida útil del sistema.

- Inversor: como su vida útil es de 10-15 años, se ha considerado su sustitución en el año 10 y en el año 20, suponiendo el año 10 una inversión de 658,26 € y de 802,41 € el año 20, teniendo en cuenta la inflación del 2% anual sobre el precio base en el año 0 (540 €).
- Batería: como su vida útil es de 10 años, se ha considerado su sustitución en el año 10 y en el año 20, suponiendo el año 10 una inversión de 3291,28 € y de 4012,06 € el año 20, teniendo en cuenta la inflación del 2% anual sobre el precio base en el año 0 (3240 €).

Con toda esta información, se calcula el flujo de caja anual y su correspondiente acumulado, sirviendo como base para determinar los principales indicadores económicos de rentabilidad del proyecto: VAN, TIR y Payback, cuyas fórmulas de cálculo se muestran en el caso anterior (Sistema sin batería). La única diferencia, es que en este caso el valor del desembolso inicial es de 6711,97 €, y los flujos de caja cada año serán diferentes, debido a la diferencia en el ahorro, los costes de inversión y las ayudas fiscales.

8.3.3.1. RENTABILIDAD CON AYUDAS FISCALES

La Tabla 29 presenta el flujo de caja calculado para cada año de la vida útil de la instalación, así como el flujo acumulado, en un escenario en el que se aplican las ayudas fiscales disponibles para la ubicación del proyecto en el municipio de Madrid y por los beneficios en eficiencia energética (Acceso ayudas autoconsumo).

Año	Coste inversión (€)	Ahorro energético (€)	Coste mantenimiento (€)	Deducción IRPF (€)	Bonificación IBI (€)	Bonificación ICIO (€)	Balance anual (€)	Balance Total (€)
0	6711,97						-6711,97	-6711,97
1		584,16	140,00	2477,68	1000,00	185,83	4107,67	-2604,30
2		592,42	142,80		1000,00		1449,62	-1154,68
3		600,80	145,66		1000,00		1455,14	300,46
4		609,31	148,57		1000,00		1460,74	1761,20
5		617,94	151,54		1000		1466,40	3227,60
6		626,71	154,57				472,14	3699,74
7		635,61	157,66				477,95	4177,69
8		644,65	160,82				483,83	4661,53

9		653,82	164,03				489,79	5151,32
10	3949,54	663,13	167,31				-3453,72	1697,60
11		672,59	170,66				501,93	2199,53
12		682,19	174,07				508,11	2707,64
13		691,93	177,55				514,37	3222,02
14		701,82	181,10				520,71	3742,73
15		711,86	184,73				527,13	4269,86
16		722,05	188,42				533,63	4803,49
17		732,40	192,19				540,21	5343,70
18		742,90	196,03				546,87	5890,57
19		753,56	199,95				553,61	6444,18
20	4814,47	764,39	203,95				-4254,04	2190,14
21		775,37	208,03				567,34	2757,48
22		786,53	212,19				574,33	3331,82
23		797,85	216,44				581,41	3913,23
24		809,34	220,77				588,58	4501,81
25		821,01	225,18				595,83	5097,64
26		832,85	229,68				603,17	5700,80
27		844,87	234,28				610,60	6311,40
28		857,08	238,96				618,11	6929,51
29		869,46	243,74				625,72	7555,23
30		882,04	248,62				633,42	8188,65

Tabla 29: Flujos de caja durante la vida útil de la instalación con batería considerando ayudas fiscales

Se observa que el flujo de caja acumulado pasa a ser positivo en el tercer año, lo que indica que en ese momento se recupera la inversión inicial. Por tanto, el período de recuperación (payback) es de 3 años, lo cual es un valor bastante bueno.

Además, se han calculado los principales indicadores de rentabilidad del proyecto:

$$VAN = -6711,97 + \sum_{t=0}^{t=30} \frac{Flujo\ caja_t}{(1 +)^t} = 3279,3 \text{ €} > 0$$

El VAN positivo indica que el proyecto no solo recupera la inversión inicial, sino que genera un beneficio neto adicional en términos actualizados de 3279,3 €.

$$0 = -6711,97 + \sum_{t=0}^{t=30} \frac{Flujo\ caja_t}{(1 + TIR)^n} \Rightarrow TIR = 21\% > 6\%$$

La TIR que se obtiene es del 21%, muy superior a la tasa de descuento utilizada (6%), concluyendo que el proyecto es altamente rentable.

En conjunto, estos resultados confirman que la instalación fotovoltaica propuesta no solo es viable desde el punto de vista técnico y energético, sino también muy rentable desde una perspectiva económica, especialmente gracias a la consideración de las ayudas fiscales disponibles.

8.3.3.2. RENTABILIDAD SIN AYUDAS FISCALES

La Tabla 30 presenta el flujo de caja calculado para cada año de la vida útil de la instalación, así como el flujo acumulado, en un escenario en el que no se aplican ayudas fiscales, permitiendo analizar la rentabilidad del proyecto si la vivienda objeto de estudio se encontrase en un municipio sin bonificaciones específicas o si no se cumplieran los requisitos necesarios para acceder a los incentivos

En este caso, el flujo de caja anual se obtiene únicamente teniendo en cuenta el ahorro energético, el coste de mantenimiento y la inversión inicial. No se considera ninguna deducción fiscal, bonificación del IBI ni del ICIO.

Año	Coste inversión (€)	Ahorro energético (€)	Coste mantenimiento (€)	Deducción IRPF (€)	Bonificación IBI (€)	Bonificación ICIO (€)	Balance anual (€)	Balance Total (€)
0	6711,97						-6711,97	-6711,97
1		584,16	140,00				444,16	-6267,81
2		592,42	142,80				449,62	-5818,19
3		600,80	145,66				455,14	-5363,05
4		609,31	148,57				460,74	-4902,31
5		617,94	151,54				466,40	-4435,91
6		626,71	154,57				472,14	-3963,77
7		635,61	157,66				477,95	-3485,82
8		644,65	160,82				483,83	-3001,98

9		653,82	164,03				489,79	-2512,19
10	3949,54	663,13	167,31				-3453,72	-5965,91
11		672,59	170,66				501,93	-5463,98
12		682,19	174,07				508,11	-4955,87
13		691,93	177,55				514,37	-4441,49
14		701,82	181,10				520,71	-3920,78
15		711,86	184,73				527,13	-3393,65
16		722,05	188,42				533,63	-2860,02
17		732,40	192,19				540,21	-2319,81
18		742,90	196,03				546,87	-1772,94
19		753,56	199,95				553,61	-1219,33
20	4814,47	764,39	203,95				-4254,04	-5473,37
21		775,37	208,03				567,34	-4906,03
22		786,53	212,19				574,33	-4331,69
23		797,85	216,44				581,41	-3750,28
24		809,34	220,77				588,58	-3161,70
25		821,01	225,18				595,83	-2565,87
26		832,85	229,68				603,17	-1962,71
27		844,87	234,28				610,60	-1352,11
28		857,08	238,96				618,11	-734,00
29		869,46	243,74				625,72	-108,28
30		882,04	248,62				633,42	525,14

Tabla 30: Flujos de caja durante la vida útil de la instalación con batería sin considerar ayudas fiscales

Se observa que el flujo de caja acumulado no se vuelve positivo hasta el último año, el año 30, suponiendo un período de recuperación (payback) extremadamente largo, muy superior al obtenido en el escenario con ayudas.

A continuación, se detallan los principales indicadores de rentabilidad del proyecto:

$$VAN = -6711,97 + \sum_{t=0}^{t=30} \frac{Flujo\ caja_t}{(1 +)^t} = -3445,81 \text{ €} < 0$$

El VAN negativo indica que, descontando los flujos futuros al presente, la inversión no logra recuperarse durante la vida útil de la instalación, ni si quiera con el ahorro energético acumulado, suponiendo una mala inversión.

$$0 = -3831,17 + \sum_{t=0}^{t=30} \frac{\text{Flujo caja}_t}{(1 + TIR)^n} \Rightarrow TIR = 0\%$$

La TIR obtenida es del 0%, muy por debajo de la tasa de descuento utilizada del 6%, lo que refuerza la conclusión de que la inversión no es rentable bajo estas condiciones. A efectos prácticos, la instalación se comportaría como una inversión sin retorno económico, limitada únicamente al ahorro energético.

En conjunto, estos resultados muestran que, sin ayudas fiscales, la instalación fotovoltaica con almacenamiento no es viable económicamente, subrayando la importancia de las subvenciones y bonificaciones fiscales para asegurar la rentabilidad de los proyectos de autoconsumo con batería en viviendas unifamiliares.

Capítulo 9. ESTUDIO AMBIENTAL

Este proyecto también contribuye a metas más generales recogidas en los llamados Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Estos 17 objetivos fueron adoptados en 2015 por la Organización de Naciones Unidas (ONU) con el propósito de construir un mundo más justo y sostenible para las futuras generaciones, abordando desafíos como la pobreza, la desigualdad y la protección del medio ambiente. [94]



Figura 61: Objetivos de Desarrollo Sostenible. [95]

En este contexto, al estar este proyecto enfocado en la instalación de un sistema fotovoltaico en una vivienda, se alinea con varios de estos objetivos, promoviendo el uso de una fuente de energía limpia y renovable. Su contribución se refleja especialmente en los siguientes ODS:

Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante

Este proyecto contribuye a la consecución de este objetivo al fomentar el uso de la energía solar fotovoltaica, una fuente limpia y sostenible que no genera emisiones contaminantes.

Además, la energía solar es una fuente de energía abundante y accesible, lo que la convierte en una alternativa viable para garantizar un suministro energético sostenible a largo plazo.

Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura

La implementación de sistemas fotovoltaicos en el ámbito residencial impulsa la innovación tecnológica y favorece el desarrollo de infraestructuras energéticas más sostenibles. Este proyecto promueve un modelo energético moderno y limpio, contribuyendo al avance de la industria de energías renovables y fomentando el desarrollo de soluciones tecnológicas más limpias y descentralizadas.

Objetivo 11: Ciudades y Comunidades sostenibles

La adopción de fuentes de energía renovables en el ámbito residencial es clave para el desarrollo de ciudades y comunidades más sostenibles. La instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico no solo reduce la huella ambiental de los hogares, sino que también contribuye a la descentralización del modelo energético, disminuyendo la presión sobre la red eléctrica convencional y reduciendo la dependencia de fuentes de energía externas.

Objetivo 12: Producción y consumo responsables

Este proyecto fomenta un modelo de producción y consumo energético responsable, promoviendo el uso de una fuente de energía renovable e inagotable como es el sol. Al sustituir el consumo de electricidad de origen fósil por energía solar, se optimizan los recursos disponibles y se avanza hacia un modelo energético eficiente y sostenible, reduciendo la huella ecológica asociada al consumo energético.

Objetivo 13: Acción por el clima

La instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaicos es una medida directa para mitigar el cambio climático, al reducir la dependencia de fuentes de energía contaminantes como los combustibles fósiles. Al generar electricidad a partir del sol, se minimizan las emisiones de

gases de efecto invernadero, principales responsables del calentamiento global, y sobre todo de CO₂.

Además de su contribución cualitativa a los Objetivos de Desarrollo Sostenible, el impacto ambiental del proyecto puede cuantificarse mediante la estimación de las emisiones de CO₂ evitadas gracias a la producción de energía renovable.

La Tabla 31 muestra los datos de energía generada por la instalación fotovoltaica durante los 30 años de vida útil del sistema, tanto en el caso del sistema sin batería como en el sistema con batería.

	Sistema sin batería	Sistema con batería
Energía generada (KWh)	143871,92	131930,325

Tabla 31: Energía generada por el sistema sin y con batería en su vida útil

A partir de estos datos, se puede estimar el impacto ambiental en términos de emisiones de CO₂ evitadas, considerando un factor de emisión medio de la red eléctrica española de 283 g CO₂-eq/kWh, según el mix eléctrico publicado por la CNMC en 2024. [96]

- Sistema sin batería

$$Emisiones\ CO_2\ evitadas = 0,283 \frac{Kg\ CO_2\ eq}{KWh} \cdot 143871,92\ KWh = 40,72\ tCO_2\ eq$$

- Sistema con batería:

$$Emisiones\ CO_2\ evitadas = 0,283 \frac{Kg\ CO_2\ eq}{KWh} \cdot 131930,325\ KWh = 37,33\ tCO_2\ eq$$

Ambas alternativas contribuyen de forma destacada a la transición energética, permitiendo una reducción considerable de emisiones a lo largo de la vida útil de la instalación, destacando el caso del sistema sin batería, al generar más energía debido a su mayor eficiencia energética frente al sistema con batería.

Capítulo 10. CONCLUSIONES

Este proyecto ha tenido como objetivo principal evaluar la viabilidad técnica, energética, económica y ambiental de implementar una instalación solar fotovoltaica en una vivienda unifamiliar situada en el municipio de Madrid, bajo el modelo de autoconsumo con excedentes. Para ello, se han analizado dos alternativas: una con batería de almacenamiento y otra sin batería, con el fin de determinar cuál de ellas resulta más adecuada desde el punto de vista de la rentabilidad y la sostenibilidad.

Para cubrir la demanda energética anual de la vivienda, estimada en 4.483 kWh, se diseñó un sistema compuesto por 7 módulos fotovoltaicos de 450 Wp, alcanzando una potencia pico instalada de 3,15 kWp. En la alternativa con almacenamiento, se incorporó una batería de 5 kWh de capacidad junto a un inversor híbrido monofásico, configurado para priorizar el autoconsumo y aumentar la independencia energética. La disposición del sistema y su comportamiento fueron analizados mediante simulaciones realizadas en el software PVsyst, considerando las condiciones reales del emplazamiento, como orientación, inclinación, sombreados y recursos solares disponibles.

Las simulaciones permitieron estimar el comportamiento energético del sistema durante los 30 años de vida útil previstos, así como la energía generada, autoconsumida, vertida a la red y la energía comprada a la red para satisfacer la demanda no cubierta. A partir de estos datos se realizó un análisis económico para ambos escenarios, considerando tanto la existencia como la ausencia de ayudas a la inversión disponibles en el municipio de Madrid. Los principales resultados se resumen en la Tabla 32:

	Sistema sin batería		Sistema con batería	
	Con ayudas	Sin ayudas	Con ayudas	Sin ayudas
Payback (año)	2	14	3	30
VAN (€)	4.595,07 €	332,60 €	3.279,30 €	-3.445,81 €
TIR (%)	34%	7%	21%	0%

Tabla 32: Comparativa económica de los sistemas fotovoltaicos con y sin batería, según el acceso a ayudas

Del análisis económico se concluye que la alternativa más rentable es el sistema sin batería con ayudas a la inversión, que presenta un periodo de retorno de tan solo dos años, un Valor Actual Neto (VAN) positivo de 4.595,07 € y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 34 %. Incluso sin ayudas, esta opción mantiene una rentabilidad positiva, aunque considerablemente menor. En cambio, la opción con batería solo resulta viable económicamente si se aplican ayudas, y aun así con una rentabilidad inferior; mientras que en el escenario sin subvenciones presenta pérdidas económicas evidentes.

Desde el punto de vista ambiental, ambas alternativas suponen una contribución significativa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. A lo largo de su vida útil, el sistema sin batería evitaría la emisión de 40,7 toneladas de CO₂ equivalente, mientras que el sistema con batería evitaría 37,3 toneladas, debido a su menor producción neta. Estas cifras refuerzan la idoneidad del sistema sin acumulación también desde una perspectiva ecológica.

En base a los resultados técnicos, económicos y ambientales obtenidos, se concluye que la opción más recomendable para esta vivienda es la instalación de un sistema fotovoltaico sin batería de almacenamiento, solicitando las ayudas a la inversión disponibles a nivel municipal. Esta alternativa ofrece un mayor equilibrio entre rentabilidad, simplicidad técnica y beneficio ambiental, contribuyendo de manera directa a varios Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030.

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Consejo de la Unión Europea, “Acuerdo de París sobre el clima,” Consejo de la Unión Europea. [En línea]. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/paris-agreement-climate/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [2]. Saterhonatherm, “¿Cómo mejorar la eficiencia energética en mi vivienda?,” Rhonatherm. [En línea]. Disponible en: <https://www.saterhonatherm.com/blog/mejorar-eficiencia-energetica-vivienda/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [3]. Naciones Unidas, “¿Qué es el cambio climático?,” Naciones Unidas. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change> [Accedido: 19-jul-2025].
- [4]. National Geographic, “¿Qué son los gases de efecto invernadero y qué efectos tienen?,” National Geographic. [En línea]. Disponible en: <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/gases-efecto-invernadero-que-son-hacen> [Accedido: 19-jul-2025].
- [5]. Acciona, “¿Qué es el cambio climático y cómo nos afecta?,” Acciona. [En línea]. Disponible en: <https://www.acciona.com/es/cambio-climatico> [Accedido: 19-jul-2025].
- [6]. Ambientum, “El gas N₂O es 300 veces más potente que el CO₂,” Ambientum Portal Ambiental. [En línea]. Disponible en: <https://www.ambientum.com/ambientum/contaminacion/el-gas-n2o-es-300-veces-mas-potente-que-el-co2.asp> [Accedido: 19-jul-2025].
- [7]. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, “Las emisiones de metano están acelerando el cambio climático. ¿Cómo podemos reducirlas?,” UNEP. [En línea]. Disponible en: <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/reportajes/las-emisiones-de-metano-estan-acelerando-el-cambio-climatico-como> [Accedido: 19-jul-2025].

- [8]. Statista, “El año más cálido en la historia,” Statista. [En línea]. Disponible en: <https://es.statista.com/grafico/31685/el-ano-mas-calido-en-la-historia/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [9]. Our World in Data, “Greenhouse gas emissions by sector,” Our World in Data. [En línea]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector> [Accedido: 19-jul-2025].
- [10]. Globalsyde, “Historia de la transición energética,” Globalsyde. [En línea]. Disponible en: <https://globalsyde.com/blog/historia-transicion-energetica/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [11]. Naturgy, “Historia de la energía nuclear,” Naturgy. [En línea]. Disponible en: https://www.naturgy.es/empresas/blog/historia_energia_nuclear [Accedido: 19-jul-2025].
- [12]. World Economic Forum, “The 200-year history of mankind's energy transitions,” World Economic Forum. [En línea]. Disponible en: <https://www.weforum.org/stories/2022/04/visualizing-the-history-of-energy-transitions/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [13]. Our World in Data, “Global direct primary energy consumption,” Our World in Data. [En línea]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/global-primary-energy> [Accedido: 19-jul-2025].
- [14]. Hispagua, “Origen e historia de la energía hidráulica,” Hispagua Portal Ambiental. [En línea]. Disponible en: https://hispagua.cedex.es/sites/default/files/especiales/energia_hidr/1a_origen.htm [Accedido: 19-jul-2025].
- [15]. Línea Verde Huelva, “Energía hidráulica: origen, tipos, ventajas y desventajas,” Línea Verde Huelva. [En línea]. Disponible en: <https://www.lineaverdehuelva.com/lv/consejos-ambientales/Energia-hidraulica-origen-tipos-ventajas-y-desventajas.pdf> [Accedido: 19-jul-2025].

- [16]. Iberdrola, “Historia de la energía eólica terrestre,” Iberdrola. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-terrestre/historia> [Accedido: 19-jul-2025].
- [17]. IRENA, “Record growth in renewables, but progress needs to be equitable,” IRENA. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/News/pressreleases/2024/Mar/Record-Growth-in-Renewables-but-Progress-Needs-to-be-Equitable-ES> [Accedido: 19-jul-2025].
- [18]. Iberdrola, “Historia de la energía solar fotovoltaica,” Iberdrola. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/historia-energia-solar> [Accedido: 19-jul-2025].
- [19]. ESR Solar, “¿Cómo ha sido la evolución de la energía solar hasta el día de hoy?,” ESR Solar. [En línea]. Disponible en: <https://esr.solar/como-ha-sido-la-evolucion-de-la-energia-solar-hasta-el-dia-de-hoy/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [20]. Cablevey, “La historia de la biomasa como fuente de energía renovable,” Cablevey. [En línea]. Disponible en: <https://cablevey.com/es/la-historia-de-la-biomasa-como-fuente-de-energia-renovable/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [21]. Our World in Data, “Installed global renewable energy capacity, by technology,” Our World in Data. [En línea]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/installed-global-renewable-energy-capacity-by-technology> [Accedido: 19-jul-2025].
- [22]. Red Eléctrica de España, “Informe de energías renovables 2023,” Sistema Eléctrico, Red Eléctrica de España. [En línea]. Disponible en: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf [Accedido: 19-jul-2025].
- [23]. Iberdrola España, “Energías renovables,” Iberdrola. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/energias-renovables> [Accedido: 19-jul-2025].

- [24]. El Orden Mundial, “Evolución de la energía renovable en España,” El Orden Mundial. [En línea]. Disponible en: <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/evolucion-energia-renovable-espana/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [25]. Red Eléctrica de España, “Informe de energías renovables 2023,” Sistema Eléctrico, Red Eléctrica de España. [En línea]. Disponible en: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf [Accedido: 19-jul-2025].
- [26]. IDAE, “Consumo por usos del sector residencial – 16ª edición,” IDAE Informes Web. [En línea]. Disponible en: <https://informesweb.idae.es/consumo-usos-residencial/informe.php> [Accedido: 19-jul-2025].
- [27]. Inarquia, “Todo lo que necesitas saber sobre la biomasa como fuente de energía para el hogar,” Inarquia. [En línea]. Disponible en: <https://inarquia.es/todo-necesitas-biomasa-fuente-energia-hogar/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [28]. EcoInteligencia, “Energías renovables en casa: biomasa,” EcoInteligencia. [En línea]. Disponible en: <https://www.ecointeligencia.com/2013/03/energias-renovables-en-casa-biomasa/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [29]. C. Yáñez, “Qué es la calefacción por biomasa y cómo funciona,” EVVO HOME. [En línea]. Disponible en: <https://evvohome.com/blogs/news/calefaccion-por-biomasa> [Accedido: 19-jul-2025].
- [30]. HogarSense, “Calefacción biomasa,” HogarSense. [En línea]. Disponible en: <https://www.hogarsense.es/calefaccion/calefaccion-biomasa> [Accedido: 19-jul-2025].
- [31]. Iberdrola España, “¿Qué es aerotermia y bombas de calor?,” Iberdrola. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-aerotermia-y-bombas-de-calor> [Accedido: 19-jul-2025].

- [32]. Saunier Duval España, “¿Cómo funciona la aerotermia?,” YouTube, 2021. [Video en línea]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=O5Ttl-1rqfM> [Accedido: 19-jul-2025].
- [33]. Future Energía, “Cómo funciona la calefacción por aerotermia: el futuro de la eficiencia energética,” Future Energía. [En línea]. Disponible en: <https://futureenergia.es/blogs/aerotermias/como-funciona-la-calefaccion-por-aerotermia-el-futuro-de-la-eficiencia-energetica> [Accedido: 19-jul-2025].
- [34]. Lidera Energía, “Aerotermia: ventajas y desventajas,” Lidera Energía. [En línea]. Disponible en: <https://www.lideraenergia.com/aerotermia-ventajas-y-desventajas/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [35]. Ovacen, “Energías renovables: solar térmica,” Ovacen. [En línea]. Disponible en: <https://ovacen.com/energias-renovables/solar/termica/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [36]. Baxi España, “Qué es la energía solar térmica y cuáles son sus usos,” Baxi. [En línea]. Disponible en: <https://www.baxi.es/blog/que-es-la-energia-solar-termica-y-cuales-son-sus-usos> [Accedido: 19-jul-2025].
- [37]. FOB Arquitectura, “Energía solar térmica: ahorro, eficiencia y sostenibilidad,” FOB Arquitectura. [En línea]. Disponible en: <https://www.fob-arquitectura.com/amplia/174/energia-solar-termica-ahorro-eficiencia-sostenibilidad.html> [Accedido: 19-jul-2025].
- [38]. SEOS Energy, “Energía solar en las casas,” SEOS Energy. [En línea]. Disponible en: <https://www.seosenergy.co/noticias/energia-solar-en-las-casas> [Accedido: 19-jul-2025].
- [39]. FYH Solar, “¿Cómo funciona la energía solar térmica?,” FYH Solar. [En línea]. Disponible en: <https://fyhsolar.es/como-funciona/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [40]. Besun Energy, “Energía fotovoltaica: ventajas y desventajas,” Besun Energy. [En línea]. Disponible en: <https://besunenergy.com/energia-fotovoltaica-ventajas-y-desventajas/> [Accedido: 19-jul-2025].

- [41]. Naturgy, “La estructura del Sol y su energía,” Naturgy. [En línea]. Disponible en: https://www.naturgy.es/empresas/blog/la_estructura_del_sol_creando_vida [Accedido: 19-jul-2025].
- [42]. Concepto.de, “Sol,” Concepto.de. [En línea]. Disponible en: <https://concepto.de/sol/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [43]. Cuaderno de Cultura Científica, “Fusión nuclear en el Sol,” Cuaderno de Cultura Científica. [En línea]. Disponible en: <https://culturacientifica.com/2021/03/09/fusion-nuclear-en-el-sol/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [44]. Science-Teaching, “Un Sol en nuestras manos,” Science-Teaching. [En línea]. Disponible en: <https://science-teaching.org/es/ciencia/articulos/un-sol-en-nuestras-manos> [Accedido: 19-jul-2025].
- [45]. Seiscubos, “Efecto de la radiación solar en la Tierra,” Seiscubos. [En línea]. Disponible en: <https://www.seiscubos.com/conocimiento/efecto-de-la-radiacion-solar-en-la-tierra> [Accedido: 19-jul-2025].
- [46]. Mundo Aeronáutico, “Radiación Solar y Radiación Terrestre-Meteorología,” YouTube, 2021. [Video en línea]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=r03BhPmiySA> [Accedido: 19-jul-2025].
- [47]. D. Pérez Carrasco, “Procedimiento de Mantenimiento y Calibración de Estación Radiométrica: La Radiación Solar” Universidad de Sevilla. [En línea]. Disponible en: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/4443/fichero/Memoria+PFC%252F2.pdf> [Accedido: 19-jul-2025].
- [48]. Universidad de Sevilla (US), “Anexo del PFC,” Universidad de Sevilla. [En línea]. Disponible en: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5194/fichero/7.ANEXO.pdf> [Accedido: 19-jul-2025].

- [49]. Universidad de Barcelona (UB), “Efecto de la disminución de calor por inclinación de los rayos solares,” UB-Geoimatge. [En línea]. Disponible en: <http://www.ub.edu/geoimatge/es/content/efecto-de-la-disminuci%C3%B3n-de-calor-consiguiente-de-la-inclinaci%C3%B3n-de-los-rayos-solares-en> [Accedido: 19-jul-2025].
- [50]. Noticias de la Ciencia, “La inclinación del eje terrestre: causas y consecuencias para nuestro planeta,” Noticias de la Ciencia. [En línea]. Disponible en: <https://noticiasdelaciencia.com/art/51017/la-inclinacion-del-eje-terrestre-causas-y-consecuencias-para-nuestro-planeta> [Accedido: 19-jul-2025].
- [51]. Planetario de Montevideo, “Perihelio y afelio de la Tierra,” Planetario de Montevideo Blog, 16 jul. 2021. [En línea]. Disponible en: <https://planetariodemontevideo.wordpress.com/2021/07/16/perihelio-y-afelio-de-la-tierra/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [52]. Ambientum, “Cómo la atmósfera filtra la radiación solar para proteger la vida en la Tierra,” Ambientum Portal Ambiental. [En línea]. Disponible en: <https://www.ambientum.com/ambientum/contaminacion/como-la-atmosfera-filtra-la-radiacion-solar-para-proteger-la-vida-en-la-tierra.asp> [Accedido: 19-jul-2025].
- [53]. Comunidad de Madrid, “Índice de radiación ultravioleta,” OMS / Comunidad de Madrid. [En línea]. Disponible en: https://www.comunidad.madrid/sites/default/files/doc/sanidad/samb/guia_oms_indice_radiacion_ultravioleta.pdf [Accedido: 19-jul-2025]
- [54]. Circuito Eléctrico, “Cálculo de sombras en instalaciones fotovoltaicas,” Circuito Eléctrico. [En línea]. Disponible en: <https://circuitoelectrico.com/calculo-de-instalaciones-fotovoltaicas/calculo-de-sombras/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [55]. PV Education, “Datos de nubosidad,” PV Education. [En línea]. Disponible en: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/datos-de-nubosidad> [Accedido: 19-jul-2025].

- [56]. ENDEF, “Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas,” ENDEF. [En línea]. Disponible en: <https://endef.com/tipos-instalaciones-solares-fotovoltaicas/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [57]. Ineldec, “¿De qué están hechos los paneles solares fotovoltaicos?,” Ineldec. [En línea]. Disponible en: <https://ineldec.com/de-que-estan-hechos-los-paneles-solares-fotovoltaicos/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [58]. HelioEsfera, “Diferencia entre efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico,” HelioEsfera. [En línea]. Disponible en: <https://www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [59]. MikiT Solar, “Principio de funcionamiento del autoconsumo,” MikiT Solar. [En línea]. Disponible en: <https://www.mikitsolar.es/blog/principio-de-funcionamiento-del-autoconsumo-n214> [Accedido: 19-jul-2025].
- [60]. Repsol, “¿Qué son las células fotovoltaicas?,” Repsol. [En línea]. Disponible en: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/que-son-celulas-fotovoltaicas/index.cshtml> [Accedido: 19-jul-2025].
- [61]. Editores IE, “Estabilizadores e inversores de corriente,” IE Rev. Editores, vol. 326. [En línea]. Disponible en: https://www.editores.com.ar/revistas/ie/326/estabilizadores_work_inversores_corriente [Accedido: 19-jul-2025].
- [62]. SFE Solar, “¿Cómo funciona un inversor solar?,” SFE Solar. [En línea]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/inversores/funcionamiento/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [63]. Powen, “Inversores solares,” Powen. [En línea]. Disponible en: <https://powen.es/inversores-solares/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [64]. Cambio Energético, “MPPT e inversor solar: ¿qué es y para qué sirve?,” Cambio Energético. [En línea]. Disponible en: <https://www.cambioenergetico.com/blog/mppt-inversor-solar/> [Accedido: 19-jul-2025].

- [65]. Concepto, “Batería,” Concepto. [En línea]. Disponible en: <https://concepto.de/bateria/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [66]. H2Sys, “Sistema de almacenamiento eléctrico,” H2Sys. [En línea]. Disponible en: <https://h2sys.fr/es/tecnologias/sistema-de-almacenamiento-electrico/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [67]. AutoSolar, “Características de una batería solar,” AutoSolar. [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.pe/aspectos-tecnicos/caracteristicas-de-una-bateria-solar> [Accedido: 19-jul-2025].
- [68]. Solarix, “Todo lo que debes saber sobre baterías fotovoltaicas,” Solarix. [En línea]. Disponible en: <https://www.solarix.es/blog/todo-lo-que-debes-saber-baterias-fotovoltaica/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [69]. Eleia Energía, “¿Qué es y cómo funciona un contador bidireccional para autoconsumo solar?,” Eleia Energía. [En línea]. Disponible en: <http://eleiaenergia.com/que-es-y-como-funciona-un-contador-bidireccional-para-autoconsumo-solar/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [70]. Alba Solar, “Elementos de protección de la instalación fotovoltaica,” Alba Solar. [En línea]. Disponible en: <https://albasolar.es/elementos-de-proteccion-de-la-instalacion-fotovoltaica/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [71]. APPA Renovables, “Informe anual de autoconsumo fotovoltaico 2022,” APPA Renovables. [En línea]. Disponible en: <https://www.appa.es/wp-content/uploads/2023/02/Informe-Anual-Autoconsumo-Fotovoltaico-2022.pdf> [Accedido: 19-jul-2025].
- [72]. APPA Renovables, “Informe de autoconsumo fotovoltaico 2024,” APPA Renovables. [En línea]. Disponible en: <https://www.appa.es/wp-content/uploads/2025/02/Informe-Autoconsumo-Fotovoltaico-2024.pdf> [Accedido: 19-jul-2025].

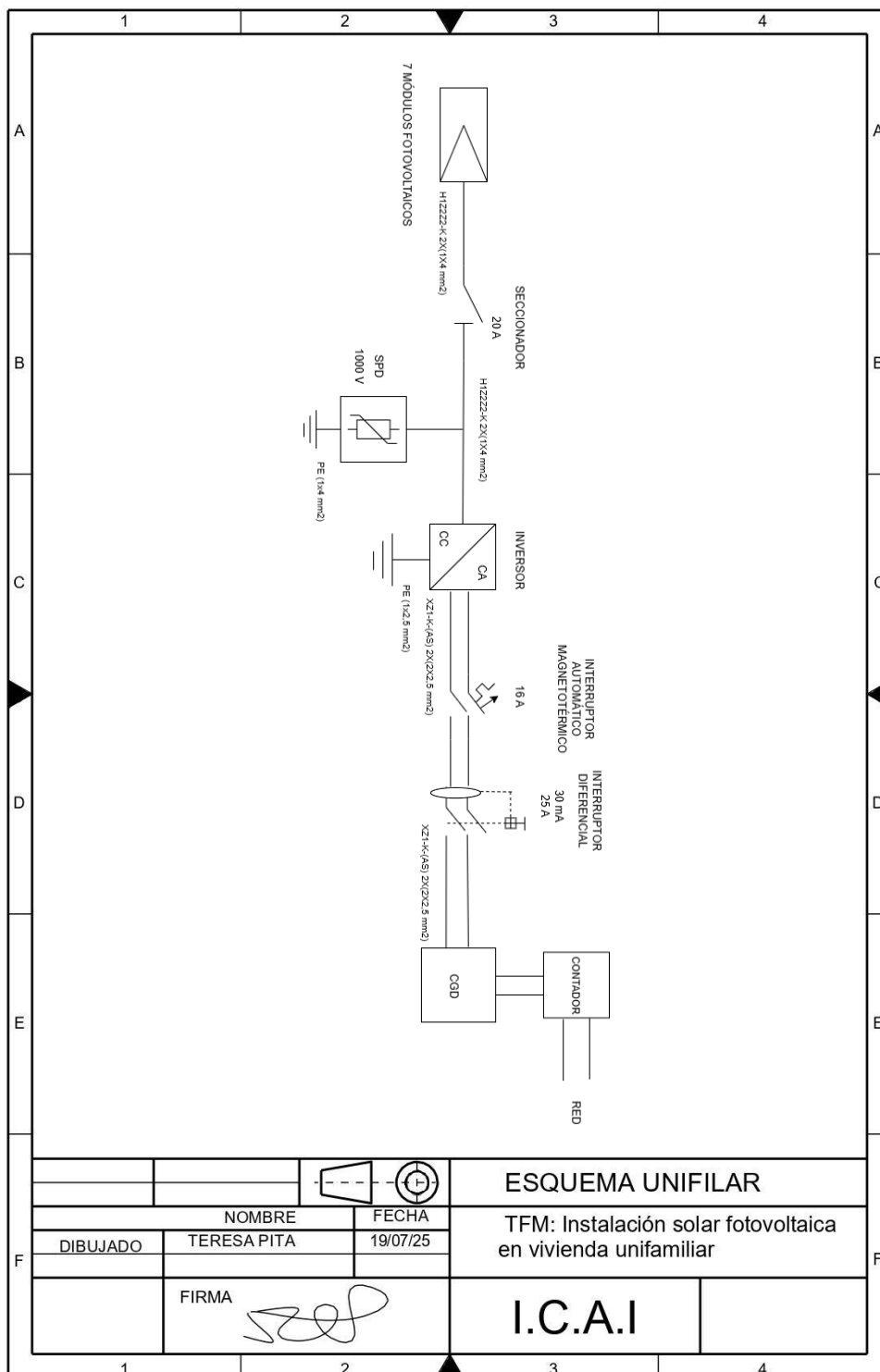
- [73]. IDAE, “Normativa de autoconsumo,” IDAE. [En línea]. Disponible en: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/oficina-de-autoconsumo/normativa-de-autoconsumo> [Accedido: 19-jul-2025].
- [74]. Autoconsum.cat, “Breve historia del autoconsumo fotovoltaico: aciertos, errores y retos pendientes,” Autoconsum.cat. [En línea]. Disponible en: <https://autoconsum.cat/es/breve-historia-del-autoconsumo-fotovoltaico-aciertos-errores-y-retos-pendientes/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [75]. Selectra, “Impuesto al sol: normativa y detalles,” Selectra. [En línea]. Disponible en: <https://selectra.es/autoconsumo/info/normativa/impuesto-sol> [Accedido: 19-jul-2025].
- [76]. Energanova, “Claves de la normativa de autoconsumo fotovoltaico en España (Real Decreto-ley 244/2019),” Energanova. [En línea]. Disponible en: <https://energanova.es/claves-de-la-normativa-de-autoconsumo-fotovoltaico-en-espana-real-decreto-244-2019/>
- [77]. Techno Sun, “Tipos de autoconsumo,” Techno Sun. [En línea]. Disponible en: <https://www.technosun.com/es/blog/tipos-autoconsumo/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [78]. DatosClima, “Meteostation – datos climáticos históricos,” DatosClima. [En línea]. Disponible en: <https://datosclima.es/Aemethistorico/Meteostation.php> [Accedido: 19-jul-2025].
- [79]. PVGIS, “PVGIS 5.3,” PVGIS. [En línea]. Disponible en: <https://pvgis.com/es/pvgis-5-3> [Accedido: 19-jul-2025].
- [80]. Iberdrola, “¿Cuál es la potencia necesaria para los electrodomésticos?,” Iberdrola. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.es/blog/energia/cual-es-la-potencia-necesaria-para-los-electrodomesticos> [Accedido: 19-jul-2025].

- [81]. SunSolutions, “Trina Solar TSM-450NEG9R.28 Vertex S+,” SunSolutions. [En línea]. Disponible en: <https://sunsolutions.es/comprar/trina-solar-tsm-450neg9r-28-vertex-s/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [82]. Ecofener, “Inversor híbrido Huawei SUN2000-3KTL-L1 de 3000 W,” Ecofener. [En línea]. Disponible en: <https://ecofener.com/inversores-a-red/1806-inversor-hibrido-huawei-sun2000-3ktl-l1-de-3000w-que-se-puede-usar-con-bateria-de-litio-lg-o-huawei.html> [Accedido: 19-jul-2025].
- [83]. Ilumin.online, “¿Cómo calcular la temperatura de operación del módulo fotovoltaico?,” Ilumin.online. [En línea]. Disponible en: <https://ilumin.online/como-calcular-la-temperatura-de-operacion-del-modulo-fotovoltaico/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [84]. AutoSolar, “Estructura 2 paneles coplanar salvatejas Falcat,” AutoSolar. [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.es/estructuras-cubierta-teja/estructura-2-paneles-coplanar-salvatejas-falcat> [Accedido: 19-jul-2025].
- [85]. AutoSolar, “Batería litio Huawei LUNA2000 5 kWh BMS,” AutoSolar. [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.es/baterias-litio-alto-voltaje/bateria-litio-huawei-luna20005kwh-bms> [Accedido: 19-jul-2025].
- [86]. ABB, “OTDC25F2 protecciones contra sobretensiones,” ABB. [En línea]. Disponible en: <https://new.abb.com/products/es/1SCA121455R1001/otdc25f2> [Accedido: 19-jul-2025].
- [87]. Toscano, “Soluciones fotovoltaicas – FV,” Toscano. [En línea]. Disponible en: <https://toscano.es/producto/fv/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [88]. ABB, “S201-C16 interruptor automático miniatura,” ABB. [En línea]. Disponible en: <https://new.abb.com/products/es/2CDS251001R0164/s201-c16> [Accedido: 19-jul-2025].

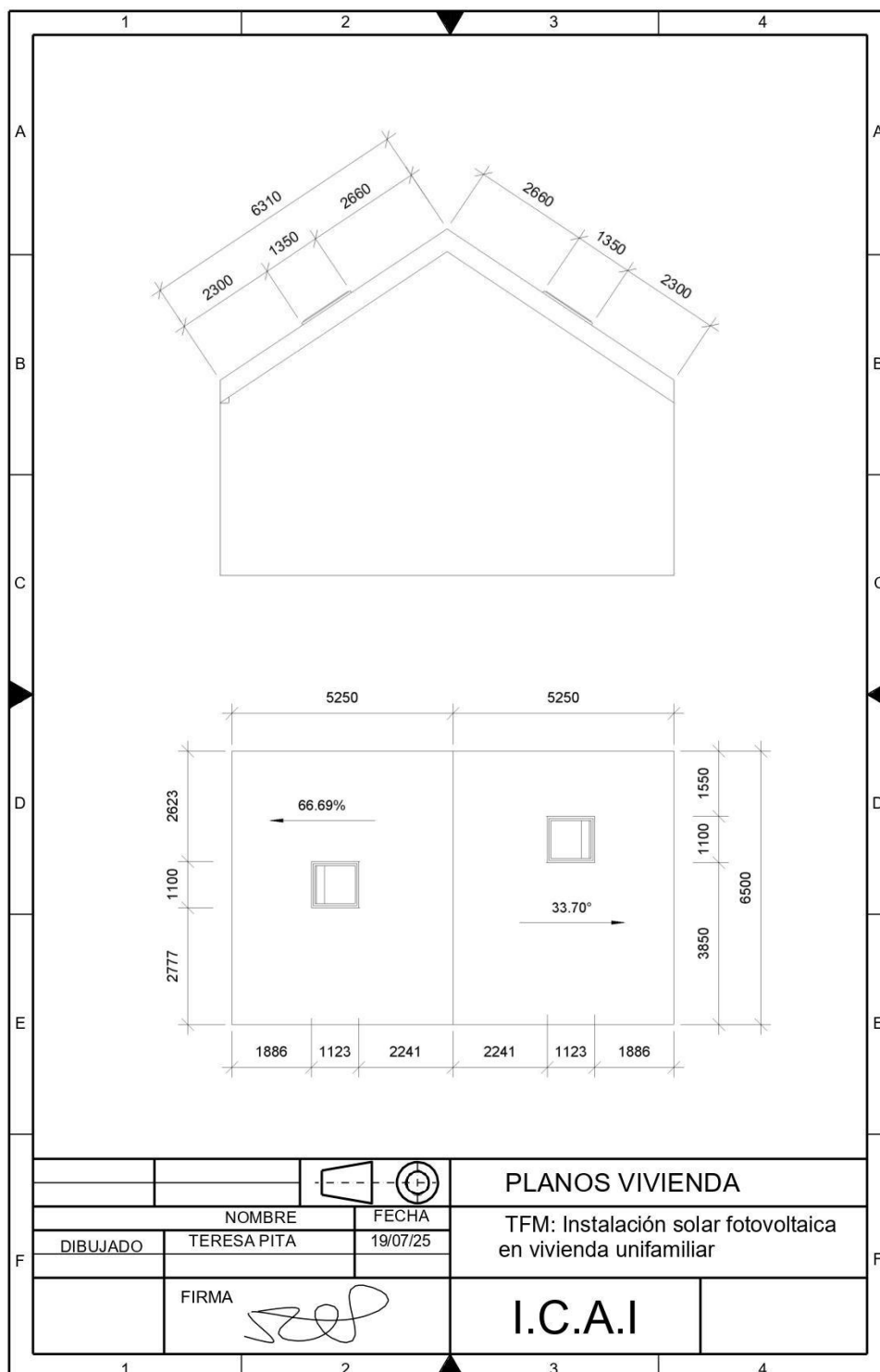
- [89]. ABB, “F202-A 25/0-03 interruptor diferencial,” ABB. [En línea]. Disponible en: <https://new.abb.com/products/es/2CSF202101R1250/f202-a-25-0-03> [Accedido: 19-jul-2025].
- [90]. SFE Solar, “Subvenciones para placas solares en Madrid,” SFE Solar. [En línea]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/subvenciones-placas-solares/madrid/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [91]. Cambio Energético, “Bonificación IBI para placas solares en Madrid,” Cambio Energético. [En línea]. Disponible en: <https://www.cambioenergetico.com/blog/bonificacion-ibi-placas-solares-madrid/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [92]. ESI Renovables, “Subvenciones y bonificaciones para placas solares en Madrid,” ESI Renovables. [En línea]. Disponible en: <https://esirenovables.es/subvenciones-y-bonificaciones-para-placas-solares-en-madrid/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [93]. Habitissimo, “Legalizar placas solares,” Habitissimo. [En línea]. Disponible en: <https://www.habitissimo.es/presupuestos/legalizar-placas-solares> [Accedido: 19-jul-2025].
- [94]. Naciones Unidas, “Objetivos de Desarrollo Sostenible,” Naciones Unidas, 2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [95]. Naciones Unidas, “La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible,” Naciones Unidas, 25 sept. 2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/> [Accedido: 19-jul-2025].
- [96]. Generalitat de Catalunya (Canvi Climàtic), “Factor de emisión de la energía eléctrica: el mix eléctrico,” Canvi Climàtic. [En línea]. Disponible en: https://canviclimatic.gencat.cat/es/actua/factors_demissio_associats_a_lenergia/ [Accedido: 19-jul-2025].

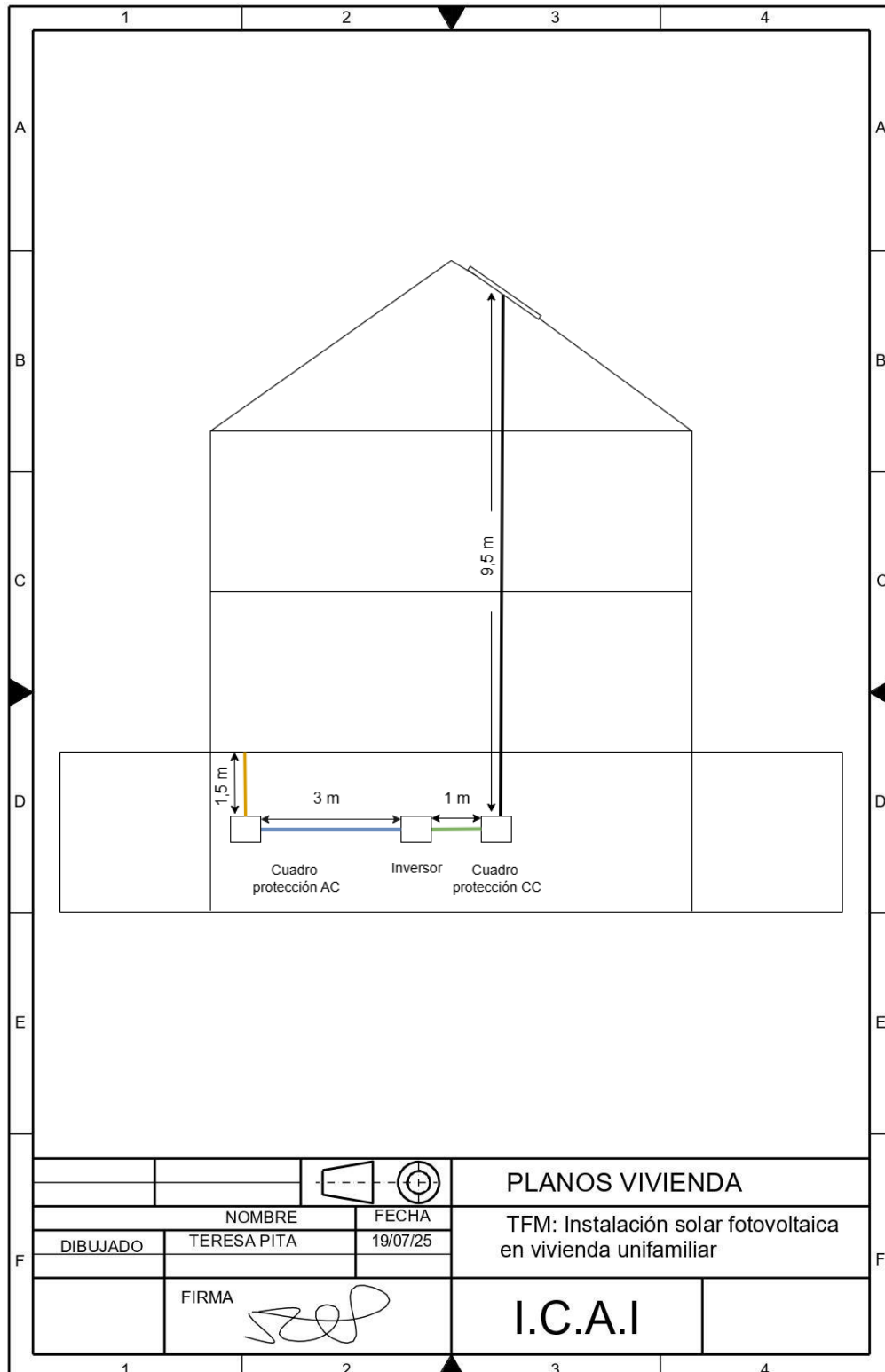
ANEXOS

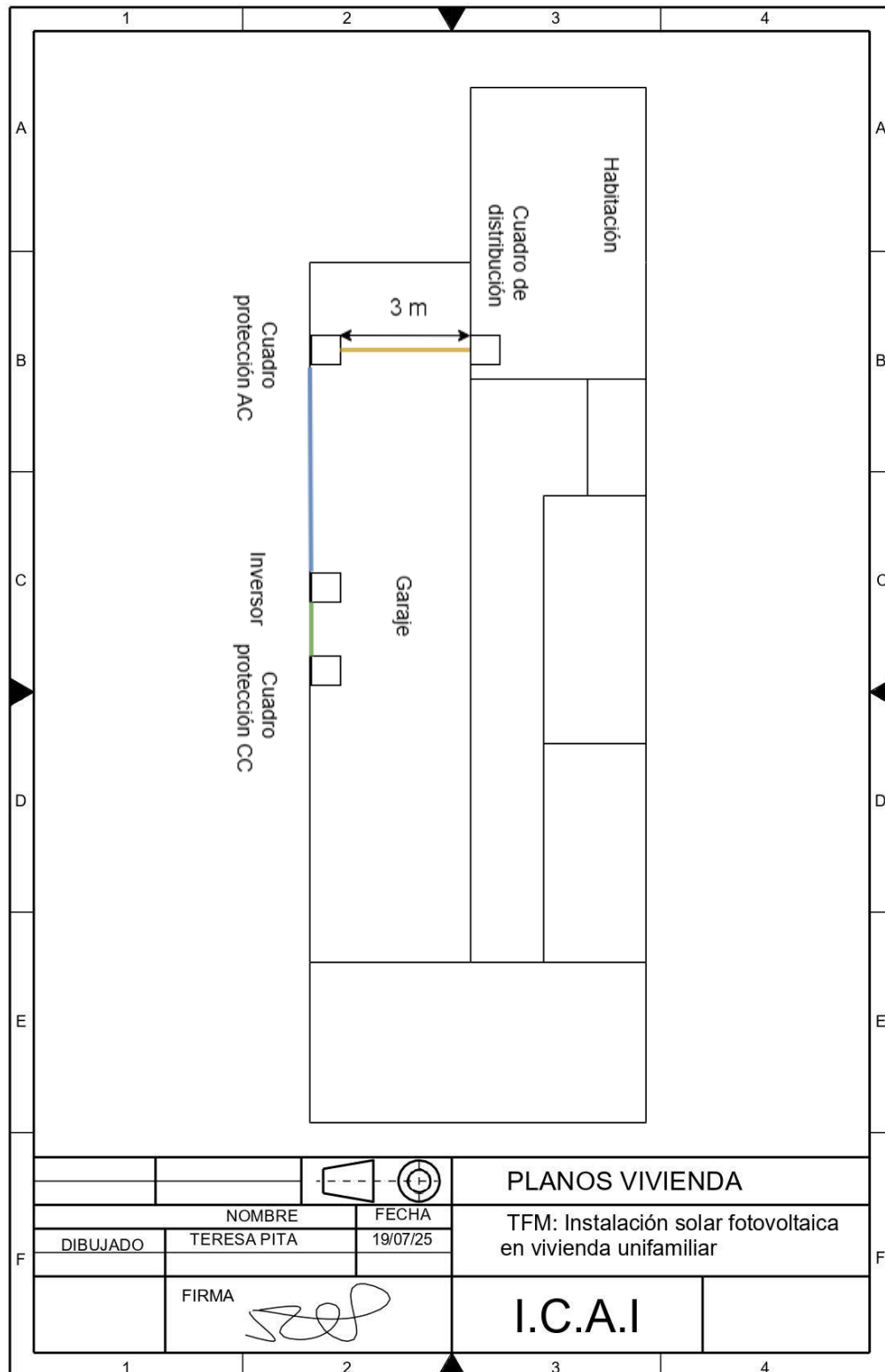
ANEXO I: ESQUEMA UNIFILAR



ANEXO II: PLANOS DE LA VIVIENDA







ANEXO III: FICHA TÉCNICA PANELES FOTOVOLTAICOS

Vertex S⁺

DUAL GLASS N type i-TOPCon MODULE

PRODUCT: TSM-NEG9R.28

POWER RANGE: 425-450 W

450 W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0/+5 W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.5 %

MAXIMUM EFFICIENCY



Small in size, bigger on power

- Generates up to 450 W, 22.5 % module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping, lower series resistance, improved current collection and enhanced reliability
- Reduces installation cost with higher power bin and efficiency



Dual-glass Design, High Reliability

- Excellent fire rating and resistance to harsh environmental conditions
- 5,400 Pa snow load and 4,000 Pa wind load (test loads)



Maximize Energy Harvest

- Up to 25 years product warranty and 30 years power warranty
- 1 % first-year degradation and 0.4 % annual degradation enabled by N-type technology



Universal solution for residential and C&I rooftops

- Designed for compatibility with existing mainstream inverters, optimizers and mounting systems
- Perfect size and low weight for easy handling. Optimized transportation cost
- Flexible installation solutions for system deployment

Extended Vertex S⁺ Warranty

1 %

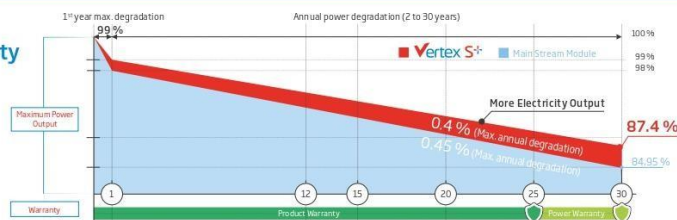
1st year max. degradation

0.4 %

Max. annual degradation from year 2 to 30

25 Years

Product Workmanship Warranty



Comprehensive Products and System Certificates

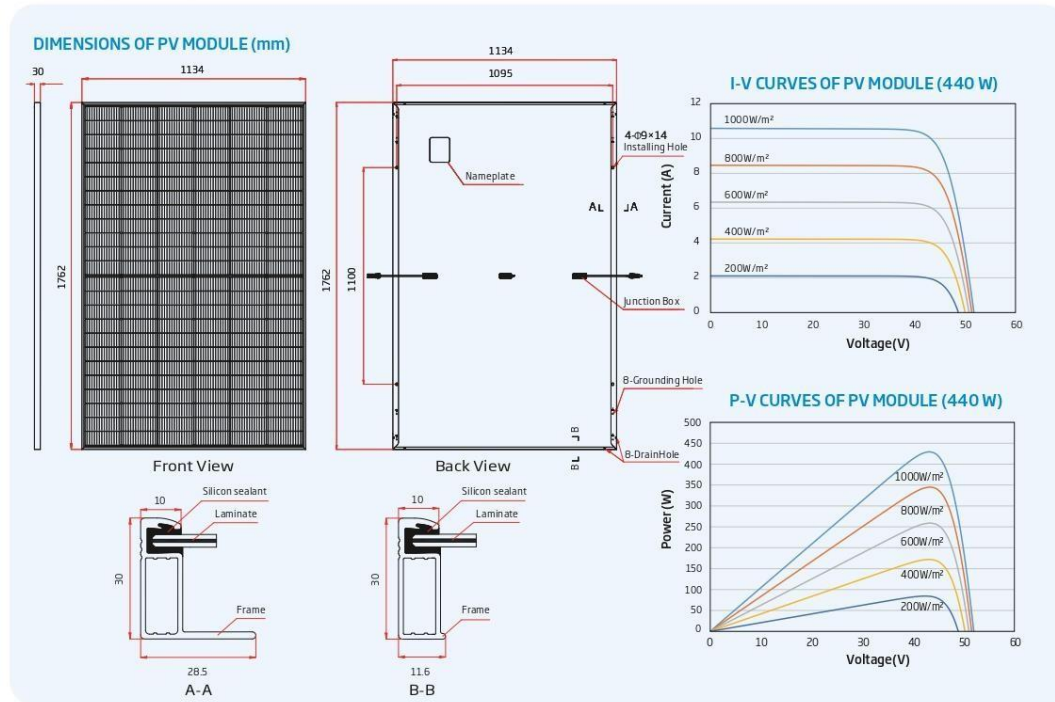


IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

Trinasolar



DUAL GLASS N type i-TOPCon MODULE



ELECTRICAL DATA (STC)	TSM-425 NEG9R.28	TSM-430 NEG9R.28	TSM-435 NEG9R.28	TSM-440 NEG9R.28	TSM-445 NEG9R.28	TSM-450 NEG9R.28
Peak Power Watts- P_{MAX} (W)*	425	430	435	440	445	450
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0/+5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	42.9	43.2	43.6	44.0	44.3	44.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.92	9.96	9.99	10.01	10.05	10.09
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	50.9	51.4	51.8	52.2	52.6	52.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	10.56	10.59	10.64	10.67	10.71	10.74
Module Efficiency η_m (%)	21.3	21.5	21.8	22.0	22.3	22.5

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM 1.5, *Measuring tolerance: ±3 %.

ELECTRICAL DATA (NOCT)	TSM-425 NEG9R.28	TSM-430 NEG9R.28	TSM-435 NEG9R.28	TSM-440 NEG9R.28	TSM-445 NEG9R.28	TSM-450 NEG9R.28
Maximum Power- P_{MAX} (W)	324	328	332	335	339	343
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.0	40.4	40.7	41.0	41.3	41.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.09	8.11	8.15	8.17	8.20	8.24
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.2	48.7	49.1	49.4	49.8	50.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.51	8.53	8.57	8.60	8.63	8.65

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	144 cells
Module Dimensions	1762×1134×30 mm
Weight	21.0 kg
Front Glass	1.6 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	1.6 mm, Heat Strengthened Glass
Frame	30 mm Anodized Aluminium Alloy, Black
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm ² Landscape: 1100/1100 mm Portrait: 280/350 mm*
Connector	TS4 / MC4 EV02*

*Special order only

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43 °C (±2 K)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.30 %/K
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.24 %/K
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04 %/K

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 to +85 °C
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20 A

WARRANTY

25 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1 % first year degradation
0.4 % Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box:	36 pieces
Modules per 40' container:	936 pieces

ANEXO IV: FICHA TÉCNICA ESTRUCTURA PANELES

Ficha técnica: Estructura Coplanar Salvatejas Falcat



Especificaciones

Materiales:

Perfilería: Aluminio EN AW 6005A-T6 (Crudo o anodizado)

Tornillería: Acero inoxidable A2-70

Velocidad del viento: hasta 150 km/h

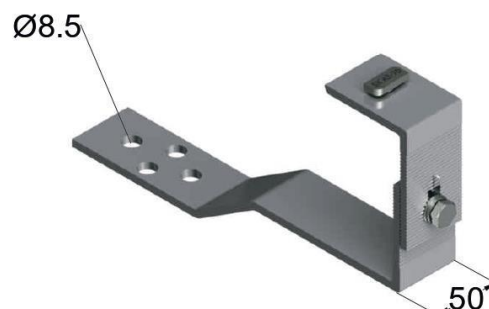
Carga de nieve: hasta 40 kg/m²

Componentes

Cantidad/ paneles	Salvatejas	Perfil	Embellecedor*	Abarazadera	Empalme de perfil	Presor central	Presor lateral	Peso bruto (kg)
1 panel	4	2	4	4	-	-	4	4,3
2 paneles	6	4	4	6	2	2	4	7,3
3 paneles	8	6	4	8	4	4	4	10,3
4 paneles	8	8	4	8	6	6	4	12,5
5 paneles	10	10	4	10	8	8	4	15,6
6 paneles	12	12	4	12	10	10	4	18,5

*No incluido en
todas las referencias

Medidas



Herramientas y equipos de protección



ANEXO V: FICHA TÉCNICA INVERSOR

Smart Energy Center



Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos
activa con tecnología de IA



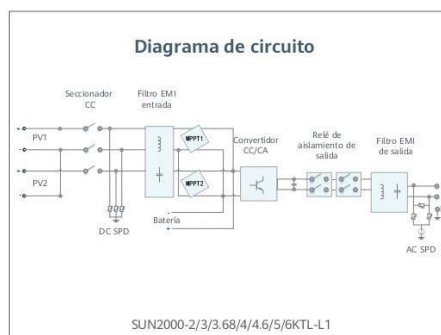
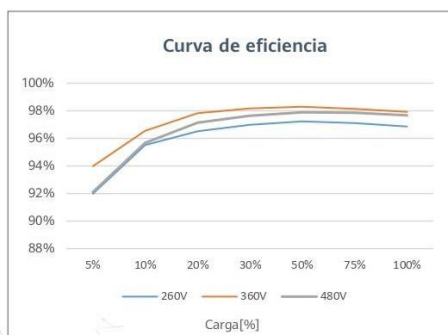
Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de
energía con optimizadores



2x POTENCIA de Batería

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



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

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
Eficiencia							
Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
Entrada (FV)							
Entrada de CC máxima recomendada ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada				600 V ³			
Tensión de arranque				100 V			
Rango de tensión de operación de MPPT				90 V ~ 560 V ³			
Tensión nominal de entrada				360 V			
Máx. intensidad por MPPT				12.5 A			
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT				18 A			
Cantidad de MPPTs				2			
Máx. número de entradas por MPPT				1			
Entrada (Batería CC)							
Batería compatible				LG Chem RESU 7H_R / 10H_R			
Rango de tensión de operación				350 ~ 450 Vcc			
Máx. corriente de operación				10 A @7H_R / 15 A @10H_R			
Potencia de carga máxima				3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R			
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Salida							
Conexión a la red eléctrica				Monofásica			
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ⁵	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ⁶	5,500 VA ⁷	6,000 VA
Tensión nominal de Salida				220 Vac / 230 Vac / 240 Vac			
Frecuencia nominal de red de CA				50 Hz / 60 Hz			
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁸	25 A ⁸	27.3 A
Factor de potencia ajustable				0.8 leading ... 0.8 lagging			
Máx. distorsión armónica total				≤ 3 %			
Salida para SAI				Sí (a través de Backup Box-B0 ¹)			
Protección & Características							
Protección anti-isla				Sí			
Protección contra polaridad inversa de CC				Sí			
Monitorización de aislamiento				Sí			
Protección contra descargas atmosféricas CC				Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11			
Protección contra descargas atmosféricas CA				Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11			
Monitorización de la corriente residual				Sí			
Protección contra sobretensión de CA				Sí			
Protección contra cortocircuito de CA				Sí			
Protección contra sobretensión de CA				Sí			
Protección contra sobrecalentamiento				Sí			
Protección de falla de arco				Sí			
Carga inversa de la batería desde la red				Sí			
Datos generales							
Rango de temperatura de operación				-25 ~ +60 °C			
Humedad relativa de operación				0 %RH ~ 100 %RH			
Altitud de operación				0 ~ 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)			
Ventilación				Convección natural			
Pantalla				Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusiónSolar			
Comunicación				RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor			
Peso (incluido soporte de montaje)				Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)			
Dimensiones (incluido soporte de montaje)				120 kg			
Grado de protección				365mm * 365mm * 156 mm			
Consumo de energía durante la noche				IP65			
				< 2,5 W			
Compatibilidad con optimizadores							
Optimizador compatible con MBUS CC				SUN2000-450W-P			
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)							
Seguridad				EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2			
Estándares de conexión a red eléctrica				G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116			

¹ Disponible en Q3 del 2020.

² La potencia fotovoltaica de entrada máxima del inversor es de 10,000 Wp cuando las cadenas largas se diseñen y conecten al completo de optimizadores de potencia SUN2000-450W-P.

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

⁴ 2,500 W en las baterías HUAWEI ESS de 5kWh.

⁵ AS4777.2:4,999W. ⁶ VDE-AR-N-4105: 4,600VA / AS4777.2: 4,999VA. ⁷ AS4777.2: 4,999VA / C10/11: 5,000VA. ⁸ AS4777.2: 21.7A.

Version No.:03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

ANEXO VI: FICHA TÉCNICA BATERÍA

Sistema inteligente de almacenamiento de energía en string



Optimización de la energía

100% de profundidad de descarga (DoD)
Optimización de energía a nivel de módulo



Inversión flexible

Diseño modular de 5kWh
Escalable de 5 a 30 kWh



Segura y confiable

Celda de litio-ferrofosfato (LFP)



Fácil instalación

Módulo de potencia de 12 kg
Módulo de batería de 50 kg



Puesta en marcha rápida

Detección automáticamente en la APP



Compatibilidad perfecta

Compatible con ambos
inversores monofásicos y trifásicos
residenciales



SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

LUNA2000-5/10/15-SO
Especificaciones técnicas

	LUNA2000-5-SO	LUNA2000-10-SO	LUNA2000-15-SO
Especificaciones técnicas			

Características			
Módulo de potencia	LUNA2000-5KW-C0		
Número de módulos de potencia	1		
Módulo de batería	LUNA2000-5-E0		
Energía por módulo de batería	5 kWh		
Número de módulos de batería	1	2	3
Energía útil de la batería ¹	5 kWh	10 kWh	15 kWh
Potencia máxima de salida	2.5 kW	5 kW	5 kW
Potencia pico de salida	3.5 kW, 10 s	7 kW, 10 s	7 kW, 10 s
Tensión nominal (sistema monofásico)	360 V		
Rango de tensión de operación (sistema monofásico)	350 – 560 V		
Tensión nominal (sistema trifásico)	600 V		
Rango de tensión de operación (Sistema trifásico)	600 – 980 V		

Comunicación	
Display	Indicador del estado SOC, indicador LED
Comunicación	RS485 / CAN (solo para funcionamiento en paralelo)

Especificaciones generales			
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	670 * 150 * 600 mm (26.4 * 5.9 * 23.6 inch)	670 * 150 * 960 mm (26.4 * 5.9 * 37.8 inch)	670 * 150 * 1320 mm (26.4 * 5.9 * 60.0 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	63.8 kg (140.7 lb)	113.8 kg (250.9 lb)	163.8 kg (361.1 lb)
Dimensión del módulo de potencia (Ax Dx x A)	670 * 150 * 240 mm (26.4 * 5.9 * 9.4 inch)		
Peso del módulo de potencia	12 kg (26.5 lb)		
Dimensión del módulo de batería (Ax Dx x A)	670 * 150 * 360 mm (26.4 * 5.9 * 14.0 inch)		
Peso del módulo de batería	50 kg (110.2 lb) ²		
Instalación	Soporte de suelo (estándar), montaje en pared (opcional)		
Rango de temperatura en operación	-20°C ~ +55°C (-4°F ~ 131°F) ³		
Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.) (Derating por encima de 2,000 m)		
Medio ambiente	Exterior ⁴ (*Consulte el manual de usuario para las condiciones de instalación)		
Humedad relativa	5% ~ 95%		
Ventilación	Convección natural		
Grado de protección	IP 66		
Emisión de sonidos	<29 dB		
Tecnología de célula	Litio-ferrofosfato (LiFePO4)		
Garantía	10 años ³		
Escalabilidad	Max. 2 sistemas funcionando en paralelo		
Compatibilidad con inversores	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1, SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 ⁵ , SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1		

Cumplimiento de normas (más disponibles a pedido)	
Certificados	CE, RCM, CEC, VDE2510-50, IEC62619, IEC 60730, UN38.3

Pedido y pieza entregable	
Product ordering model ⁶	LUNA2000-5KW-C0, LUNA2000-5-E0, LUNA2000 Wall Mounting Bracket

¹ condiciones del est profundidad del 100% de la descarga (DoD), carga y descarga de la tarifa 0.2C 25°C, en el comienzo de la vida. Si no se instalan módulos fotovoltaicos o el sistema no ha detectado la luz solar durante al menos 24 horas, el final mínimo de descarga SOC es 15%.

² El peso del módulo de la batería está sujeto al producto real, con una tolerancia del ±3%.

³ Consulte la carta de garantía de la batería para la aplicación condicional.

⁴ La instalación inadecuada del sistema de almacenamiento puede comprometer la garantía del producto y la seguridad de la operación. Por favor, siga el manual del usuario durante la instalación, uso y mantenimiento del sistema de almacenamiento.

⁵ Póngase en contacto con el ingeniero local para la compatibilidad entre el SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 con el LUNA2000.

⁶ El Sistema de almacenamiento se solicitará y enviará para módulos de potencia y módulos de batería por separado con sus respectivas cantidades.
 SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

ANEXO VII: FICHA TÉCNICA CABLEADO CC

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K



TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)

según UNE-EN 60228
e IEC 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos

Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.



D_{ca} - s2, d2, a2

APLICACIONES

El cable Topsolar H1Z2Z2-K, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Compatible con la mayoría de conectores. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.



www.topcable.com

113

SOLAR

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 - 1kV- (1,8) kV DC



Norma de referencia

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



Certificaciones

Certificados

CE
TÜV
EN
RoHS



D_{ca}- s2, d2, a2



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temp. mínima de servicio: -40°C



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754.
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmisancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
Reacción al fuego CPR: D_{ca}- s2, d2, a2 según la norma EN 50575.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



Otros

Marcaje: metro a metro.



Condiciones de instalación

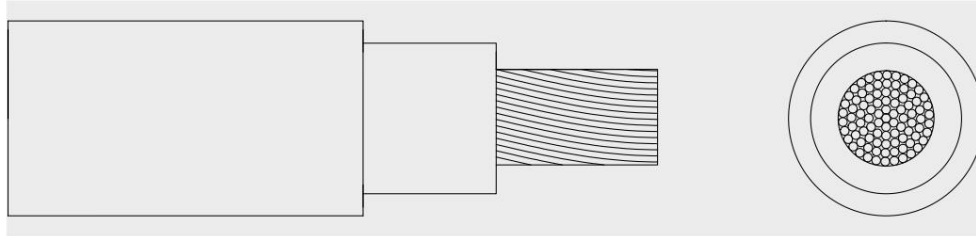
Al aire.
Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.

TOPSÖLAR PV H1Z2Z2-K



DIMENSIONES

Sección (mm)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire Libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adya- cente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

Intensidades máximas admisibles según IEC 60364-5-52.

Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en el anexo de este catálogo.

Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable y en la Declaración de Prestaciones (DoP).

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: ventas@topcable.com

ANEXO VIII: FICHA TÉCNICA CABLEADO CA



Nexans RZ1-K (AS)
ALSECURE® RZ1-K (AS), 3G2,5 mm²



Nexans Ref.: 10082379
País Ref.: 102-103-336
EAN 13: 3427500008904

DECLARACIÓN DE PRESTACIONES



Cca-s1b,d1,a1

Cable de potencia, libre de halógenos, para locales de pública concurrencia.

NORMAS DE REFERENCIA

Producto IEC 60502; UNE 21123

Ensayo EN 50265-2-1; EN 50267-2-2; EN 50268; IEC 60332-1; IEC 60332-3 Cat.C; IEC 60754-1; IEC 60754-2; IEC 61034

APPLICATION

RZ1-K Cable NON PROPAGATOR OF FIRE.
Installation in local of difficult ventilation, publics, evacuation itineraries, tunnels...

Almost null toxicity. Provoked gases when burning almost transparent, facilitating evacuation.

Core colours

- 1 core = Black
- 2 cores = Brown + Light blue
- 3 cores = Brown + Black + Grey or Brown + Light blue + Green-Yellow
- 4 cores = Brown + Black + Grey + Light blue or Green-Yellow
- 5 cores = Brown + Black + Grey + Light blue + Black or Green-Yellow

Marking

ALSECURE ® Nexans RZ1 - K(AS) -0,6/1 KV - N (x or G) S mm² - Fab.Year-AENOR

- N = number of cores
- S = section in mm²
- G = with Green-Yellow
- x = without Green-Yellow


Flexibilidad del conductor
Flexible, Clase 5


Libre de halógenos
IEC 60754-1


Libre de plomo
Sí


Tensión nominal de servicio Uo/U
0,6/1 KV


Max conductor temp.in service
90 °C


No propagador del incendio
IEC 60332-3-24 (cat C)


No propagación de la llama
-


Corrosividad de los gases
IEC 60754-2

Version LE21-S50
Generado 17/7/25
www.nexans.es
Página 1 / 9

Toda la información y características dimensionales y eléctricas mostradas en los documentos comerciales y hojas de datos de Nexans son orientativas y no contractuales. Por lo tanto, están sujetas a cambios sin previo aviso.



Nexans RZ1-K (AS)
ALSECURE® RZ1-K (AS), 3G2,5 mm²

CARACTERÍSTICAS

Características de construcción	
Color de cubierta	Verde
Material del conductor	Cobre electrolítico
Cubierta exterior	Poliolefina
Aislamiento	Extruded XLPE compound
Con conductor amarillo/verde	Sí
Con neutro de sección reducida	No
Flexibilidad del conductor	Flexible, Clase 5
Forma del conductor	Circular
Libre de halógenos	IEC 60754-1
Libre de plomo	Sí
Características dimensionales	
Número de conductores	3
Sección del conductor	2,5 mm ²
Diámetro exterior	14,6 mm
Neutral conductor section (when smaller)	- mm ²
Peso aproximado	210 kg/km
Características eléctricas	
Tensión nominal de servicio Uo/U	0,6/1 KV
Intensidad admisible al aire libre	32 A
Intensidad admisible bajo tubo	26 A
Resistencia máxima del conductor en CC a 20° C	- Ohm/km
Características de uso	
Temperatura máxima del conductor	90 °C
No propagador del incendio	IEC 60332-3-24 (cat C)
No propagación de la llama	-
Corrosividad de los gases	IEC 60754-2
Densidad de los humos	IEC 61034
Embalaje	-
Resistencia a la intemperie	Buena

CURRENT CAPACITY TABLE XLPE INSULATION MULTICORE THREE PHASE

Sección del conductor		1		2		3		4		5		6	
[mm ²]		Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
2.5		22	20	26	23	30	26	33	26	30	-	36	28
1	A2 - Multi-core cable in conduit in a thermally insulated wall	2		B2 - Multi-core cable in conduit on a wooden wall				3		C - Single-core or multi-core cable on a wooden wall			
4	D1 - Single-core or Multi-core cable in ducts in the ground	5		D2 - Single-core or Multi-core cables designed to be buried directly in the ground				6		E - Multi-core cable in free air			



Nexans RZ1-K (AS)
ALSECURE® RZ1-K (AS), 3G2,5 mm²

CURRENT CAPACITY TABLE XLPE INSULATION SINGLE CORE THREE PHASE

Sección del conductor		1		2		3		4		5		6		7		8		9	
		Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al		
2.5		23	19	28	22	30	24	28	22	30	-	-	-	-	-	-	-	-	
1	A1 - Insulated conductors in conduit in a thermally insulated wall			2			B1 - Insulated conductors in conduit on a wooden wall				3				C - Single-core or multi-core cable on a wooden wall				
4	D1 - Single-core or Multi-core cable in ducts in the ground			5			D2 - Single-core or Multi-core cables designed to be buried directly in the ground				6				F - Single-core flat cables, touching in free air				
7	Ft - Single-core trefoil cables, touching in free air			8			G - Single-core horizontal spaced				9				Gv - Single-core flat vertical spaced				

CURRENT CAPACITY TABLE XLPE INSULATION SINGLE CORE SINGLE PHASE

Sección del conductor		1		2		3		4		5		6	
[mm²]		Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
2.5		26	20	31	25	33	26	33	26	35	-	-	-
1	A1 - Insulated conductors in conduit in a thermally insulated wall	2		B1 - Insulated conductors in conduit on a wooden wall				3		C - Single-core or multi-core cable on a wooden wall			
4	D1 - Single-core or Multi-core cable in ducts in the ground	5		D2 - Single-core or Multi-core cables designed to be buried directly in the ground				6		F - Single-core flat cables, touching in free air			

CURRENT CAPACITY TABLE XLPE INSULATION MULTICORE SINGLE PHASE

Sección del conductor		1		2		3		4		5		6	
[mm²]		Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
2.5		25	20	30	23	33	26	33	26	35	-	36	28
1	A2 - Multi-core cable in conduit in a thermally insulated wall	2		B2 - Multi-core cable in conduit on a wooden wall				3		C - Single-core or multi-core cable on a wooden wall			
4	D1 - Single-core or Multi-core cable in ducts in the ground	5		D2 - Single-core or Multi-core cables designed to be buried directly in the ground				6		E - Multi-core cable in free air			

ANEXO IX: FICHA TÉCNICA SECCIONADOR CC

OTDC25F2



General Information

Extended Product Type:	OTDC25F2
Product ID:	1SCA121455R1001
EAN:	6417019526102
Catalog Description:	OTDC25F2 DC Switch-disconnector
Long Description:	Types OTDC16...32 include protected terminal clamps, IP 20. Shafts and handles need to be ordered separately. The type and the ordering numbers are for one piece.

Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Switches » Switch Disconnectors

Ordering

EAN:	6417019526102
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85365080

Dimensions

Product Net Width:	52.5 mm
Product Net Height:	89 mm
Product Net Depth:	67 mm
Product Net Weight:	0.14 kg

Container Information

Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	64 mm
Package Level 1 Height:	100 mm
Package Level 1 Length:	100 mm
Package Level 1 Gross Weight:	0.15 kg
Package Level 1 EAN:	6417019526102

Environmental

RoHS Status:	Planned to follow EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment after 2009 Q3
--------------	---

Additional Information

Cable Cross-Section:	2.5...16 mm ²
Conventional Free-air Thermal Current (I _{th}):	q = 40 °C 32 A
Conventional Thermal Current (I _{the}):	Fully Enclosed 32 A
Earthing Switch Type:	No Additional Type
Handle Type:	None
IIT Publishing Status:	Level 0 - Information enabled
Includes:	None
Mounting Type:	Modular
Number of Poles:	2
Operating Mechanism:	Mechanism on top of the switch
Operating Mode:	Front Operated
Pollution Degree:	3
Position of Line Terminals:	Top In - Bottom Out
Power Loss:	at Rated Operating Conditions per Pole 0.3 W
Product Main Type:	OTDC25
Product Name:	DC Switch-disconnector
Rated Impulse Withstand Voltage (U _{imp}):	8 kV
Rated Insulation Voltage (U _i):	1000 V
Rated Operational Current DC-21B (I _e):	(660 V) 25 A
Rated Operational Voltage:	660 V
Rated Short-time Withstand Current (I _{cw}):	for 1 s 0.6 kiloampere rms
Special Functions:	No
Standards:	IEC

Terminal Type: Screw Terminals

Certificates and Declarations (Document Number)

Data Sheet, Technical Information: 1SCC301021C0201

Declaration of Conformity - CE: 1SCC340047D0201

Classifications

E-number: 3134019

ETIM 5: EC000216 - Switch disconnect

Object Classification Code: Q



ANEXO X: FICHA TÉCNICA SOBRETENSIONES CC



FV // FV-S Tipo 2
FV2 // FV2-S Tipo 1+2

Protector contra sobretensiones transitorias. Sistemas fotovoltaicos. Salida disparo.

Ed 2.22



NO INSTALAR EN LÍNEAS SIN TOMA DE TIERRA (PE).

Antes de comenzar, desconecte corriente y trabaje con las herramientas adecuadas. **ESTE EQUIPO DEBE SER INSTALADO POR UN PROFESIONAL CUALIFICADO.**

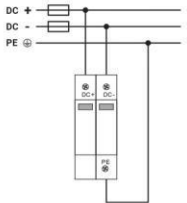
Conectar siempre tras la conexión del IGA (aguas abajo) en caso de que exista.

Una vez instalado las parte con tensión deben quedar cubiertas de modo que no sean accesibles.

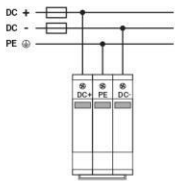
Si el equipo se usa o modifica fuera de lo especificado por el fabricante, la seguridad puede quedar comprometida eximiendo de toda responsabilidad a Toscano por uso inadecuado. El interior del equipo sólo debe ser manipulado por personal de nuestro servicio técnico.

Conexionado

FV // FV2-600/2 y FV // FV2-600/2S



FV/FV2 1000 y 1250/3S y FV/FV2 1000 y 1250/3S



Descripción

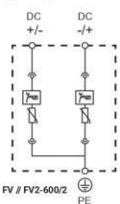
Esta serie de protectores para sistemas fotovoltaicos han sido desarrollados para proteger contra descargas y sobretensiones producidas por impactos de rayos en la parte de continua en dichos sistemas.

La protección consiste en dos o tres etapas de varistores equipados con desconectores térmicos que indican a través de una ventanilla el fallo del elemento.

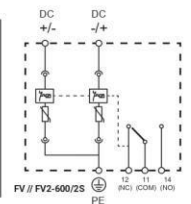
Posee una salida remota (contacto de indicación).

Diagramas

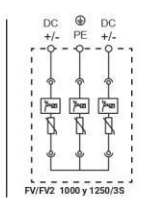
FV // FV2-600/2



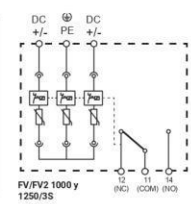
FV // FV2-600/2S



FV/FV2 1000 y 1250/3S



FV/FV2 1000 y 1250/3S



Funcionamiento

En el caso de que se produzca una sobretensión transitoria, el equipo, la absorbe, evitando así que produzca cualquier daño en los dispositivos conectados a la red.

Si a causa de una sobretensión, la protección quedara inoperativa, el equipo mostrará la ventanilla de aviso en color rojo. En tal caso, el módulo protector habrá quedado inutilizado, debiendo ser sustituido por otro (enchufable: fácil reposición).

Toscano Linea Electrónica, S.L.
Av. 4-62, km. 8,3 - 47102 - Alfof de Guadalupe - SEVILLA - (España) - P.O. BOX 999-950 - info@toscano.es - info@toscano.es



Cod. 50021704



● Especificaciones

	FV-600/2 FV-600/2S	FV-1000/3 FV-1000/3S	FV-1250/3 FV-1250/3S	FV2-600/2 FV2-600/2S	FV2-1000/3 FV2-1000/3S	FV2-1250/3 FV2-1250/3S
Tensión máxima de funcionamiento continuo DC+/DC- (Ucpv)	750 VDC (+/-) 600 VDC (+/-/PE)	1200 VDC	1500 VDC	750 VDC (+/-) 600 VDC (+/-/PE)	1200 VDC	1500 VDC
Intensidad de impulso (10/350 µs)				5 kA		
Corriente nominal de descarga 8/20 (In)	20 kA					
Corriente máxima de descarga (Imax)	40 kA					
Nivel de protección (Up)	<2,8 kV	<4 kV	<5,2 kV	<2,8 kV	<4 kV	<5,2 kV
Tiempo de respuesta (ta)	≤25 nS					
Fusible previo máx.	125 A (gL/gG)					
Temperatura de servicio	-40 a +80 °C					
Grado de protección	IP20					
Montaje	Rail DIN 35					
Indicación de avería	Ventana					
Sección máxima de conexionado	25 mm ²	35 mm ²		25 mm ²	35 mm ²	
Sección máxima remoto ^(*)	1,5 mm ²					
Indicación remota (contacto) ^(*)	250 V~ / 0,5 A 30 V= / 1 A					
Tipo	2			1+2		
Directivas				2014-35-UE (LVD) 2014-30-UE (EMC) 2011-65-UE (RoHS)		

^(*) Solo los modelos con salida remota (FV-600/2S, FV-1000/3S, FV-1250/3S, FV2-600/2S, FV2-1000/3S, FV2-1250/3S)



Consulte las normativas que cumplen nuestros productos y
descargue su declaración de conformidad en:
toscano.es/standards

ANEXO XI: FICHA TÉCNICA INTERRUPTOR AUTOM.

S201-C16



General Information

Extended Product Type:	S201-C16
Product ID:	2CDS251001R0164
EAN:	4016779464406
Catalog Description:	Miniature Circuit Breaker - S200 - 1P - C - 16 A
Long Description:	System pro M compact S200 miniature circuit breakers are current limiting. They have two different tripping mechanisms, the delayed thermal tripping mechanism for overload protection and the electromechanic tripping mechanism for short circuit protection. They are available in different characteristics (B,C,D,K,Z), configurations (1P, 1P+N, 2P, 3P, 3P+N, 4P), breaking capacities (up to 6 kA at 230/400 V AC) and rated currents (up to 63A). All MCBs of the product range S200 comply with IEC/EN 60898-1, IEC/EN 60947-2, UL1077 and CSA 22.2 No. 235, allowing the use for residential, commercial and industrial applications. Bottom-fitting auxiliary contact can be mounted on S200 to save 50% space.

Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Modular DIN Rail Products » Miniature Circuit Breakers MCBs

Ordering

EAN:	4016779464406
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85362010

Dimensions

Product Net Width:	17.5 mm
Product Net Depth:	69 mm
Product Net Height:	88 mm
Product Net Weight:	0.125 kg

Container Information

Package Level 1 Units:	10 piece
Package Level 1 Width:	92 mm
Package Level 1 Length:	183 mm
Package Level 1 Height:	80 mm
Package Level 1 Gross Weight:	1.295 kg
Package Level 1 EAN:	4016779606882
Package Level 2 Units:	120 piece
Package Level 2 Width:	275 mm
Package Level 2 Length:	395 mm
Package Level 2 Height:	210 mm
Package Level 2 Gross Weight:	14.8 kg
Package Level 2 EAN:	4016779970723

Environmental

Ambient Air Temperature:	Operation -25 ... +55 °C Storage -40 ... +70 °C
Resistance to Shock acc. to IEC 60068-2-27:	25g / 2 shocks / 13 ms
Resistance to Vibrations acc. to IEC 60068-2-6:	5g, 20 cycles at 5 ... 150 ... 5 Hz with load 0.8 In
Environmental Conditions:	28 cycles with 55 °C / 90-96 % and 25 °C / 95-100 %
RoHS Status:	Following EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment

Technical

Standards:	IEC/EN 60898-1 IEC/EN 60947-2 UL 1077
Number of Poles:	1
Tripping Characteristic:	C
Rated Current (I _n):	16 A
Rated Operational Voltage:	acc. to IEC 60898-1 230 / 400 V AC acc. to IEC 60947-2 230 V AC
Power Loss:	2.5 W

	at Rated Operating Conditions per Pole 2.5 W
Rated Insulation Voltage (U_i):	acc. to IEC/EN 60664-1 440 V
Operational Voltage:	Maximum (Incl. Tolerance) 253 V AC Maximum (Incl. Tolerance) 72 V DC Minimum 12 V AC / 12 V DC
Rated Frequency (f):	50 Hz 60 Hz
Rated Short-Circuit Capacity (I_{cn}):	6 kA
Rated Ultimate Short-Circuit Breaking Capacity (I_{cu}):	10 kA
Rated Service Short-Circuit Breaking Capacity (I_{cs}):	7.5 kA
Energy Limiting Class:	3
Overvoltage Category:	III
Pollution Degree:	3
Rated Impulse Withstand Voltage (U_{imp}):	4 kV (6.2 kV @ sea level) (5.0 kV @ 2000 m)
Dielectric Test Voltage:	50 / 60 Hz, 1 min: 2 kV
Housing Material:	Insulation Group II, RAL 7035
Actuator Type:	Insulation group II, black, sealable
Contact Position Indication:	Red ON / Green OFF
Degree of Protection:	IP20
Remarks:	IP40 in enclosure with cover
Electrical Endurance:	20000 AC cycle
Mechanical Endurance:	20000 cycle
Terminal Type:	Screw Terminals
Screw Terminal Type:	Failsafe Bi-directional Cylinder-lift Terminal
Connecting Capacity:	Busbar 10 / 10 mm ² Flexible with Ferrule 0.75 ... 25 mm ² Flexible 0.75 ... 25 mm ² Rigid 0.75 ... 35 mm ² Stranded 0.75 ... 35 mm ²
Tightening Torque:	2.8 N·m
Recommended Screw Driver:	Pozidriv 2
Mounting on DIN Rail:	TH35-15 (35 x 15 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715 TH35-7.5 (35 x 7.5 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715
Mounting Position:	Any

Technical UL/CSA

Maximum Operating Voltage UL/CSA:	277 V AC
Connecting Capacity UL/CSA:	Busbar 18 ... 8 AWG Conductor 18 ... 4 AWG
Tightening Torque UL/CSA:	25 in·lb
Interrupting Rating acc. to UL1077:	(DC) 10 kA (AC) 6 kA

Certificates and Declarations (Document Number)

Declaration of Conformity - CE:	2CDK403001D0602
RoHS Information:	2CDK400003K0201

Classifications

eClass:	7.0 27141901
E-number:	2100520
ETIM 4:	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 5:	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
Object Classification Code:	F
UNSPSC:	39121614

Accessories [Show accessory images](#)

32 Products		Filter	
Identifier	Description	Type	Qty Unit Of Measure
2CCA880100R0001	Sensor 18mm, 80A AC, DC, TRMS, mounting for pro M compact & SMISSLINE	CMS-100PS	1 piece
2CCA880101R0001	Sensor 18mm, 40A AC, DC, TRMS, mounting for pro M compact & SMISSLINE	CMS-101PS	1 piece

2CCA280102R0001	Sensor 18mm, 20A AC, DC, TRMS, mounting for pro M compact & DIN rail	CMS-102PS	1	Unit Of Measure
Identifier	Description	Type	Qty	
2CDS200909R0001	S2C-A1 - Shunt Trip	S2C-A1	1	piece
2CDS200909R0002	S2C-A2 - Shunt Trip	S2C-A2	1	piece
2CDS200912R0001	S2C-H6R - Auxiliary Contact	S2C-H6R	1	piece
2CDS200918R0001	S2C-NT - Hand Operated Neutral	S2C-NT	1	piece
2CDS200922R0001	S2C-S/H6R - Signal / Auxiliary Contact	S2C-S/H6R	1	piece
2CDS200936R0001	S2C-H11L - Auxiliary Contact	S2C-H11L	1	piece
2CDS200936R0002	S2C-H20L - Auxiliary Contact	S2C-H20L	1	piece
2CDS200936R0003	S2C-H02L - Auxiliary Contact	S2C-H02L	1	piece
2CDS200946R0001	S2C-H6-11R - Auxiliary Contact	S2C-H6-11R	1	piece
2CDS200946R0002	S2C-H6-20R - Auxiliary Contact	S2C-H6-20R	1	piece
2CDS200946R0003	S2C-H6-02R - Auxiliary Contact	S2C-H6-02R	1	piece
2CDS200970R0001	S2C-H01 - Auxiliary Contact	S2C-H01	1	piece
2CDS200970R0002	S2C-H10 - Auxiliary Contact	S2C-H10	1	piece
2CSS200911R0001	S2C-UA 12 DC - Undervoltage release	S2C-UA 12 DC	1	piece
2CSS200911R0002	S2C-UA 24 AC - Undervoltage release	S2C-UA 24 AC	1	piece
2CSS200911R0003	S2C-UA 48 AC - Undervoltage release	S2C-UA 48 AC	1	piece
2CSS200911R0004	S2C-UA 110 AC - Undervoltage release	S2C-UA 110 AC	1	piece
2CSS200911R0005	S2C-UA 230 AC - Undervoltage release	S2C-UA 230 AC	1	piece
2CSS200911R0006	S2C-UA 400 AC - Undervoltage release	S2C-UA 400 AC	1	piece
2CSS200911R0007	S2C-UA 24 DC - Undervoltage release	S2C-UA 24 DC	1	piece
2CSS200911R0008	S2C-UA 48 DC - Undervoltage release	S2C-UA 48 DC	1	piece
2CSS200911R0009	S2C-UA 110 DC - Undervoltage release	S2C-UA 110 DC	1	piece
2CSS200911R0010	S2C-UA 230 DC - Undervoltage release	S2C-UA 230 DC	1	piece
2CSS200998R0001	S2C-BP - Mechanical tripping device	S2C-BP	1	piece
2CSS200999R0001	S2C-EST - Plug-in base	S2C-EST	1	piece
2CSS201997R0013	S2C-CM1 - Motor operating device	S2C-CM1	1	piece
2CSS203997R0013	S2C-CM2/3 - Motor operating device	S2C-CM2/3	1	piece
2CSS204997R0013	S2C-CM4 - Motor operating device	S2C-CM4	1	piece
GHS2001901R0003	S2C-DH - Mechanical Accessories	S2C-DH	1	piece



ANEXO XII: FICHA TÉCNICA INTERRUPTOR DIF.



PRODUCT-DETAILS

F202 A-25/0.03 AP-R

F202 A-25/0.03 AP-R Interruptor diferencial 2P A type 30 mA



Información General

Tipo de producto extendido	F202 A-25/0.03 AP-R
Código de producto	2CSF202401R1250
EAN	8012542785101
Descripción corta	F202 A-25/0.03 AP-R Interruptor diferencial 2P A type 30 mA
Descripción larga	The RCCBs F200 series assures protection to people and installations against fault current to earth. A large offer for standard instantaneous and selective AC and A types is completed with some configurations for special applications. This product provides the best compromise between safety and continuity in the service, thanks to the resistance to unwanted trippings.

Circular Value

Principios de diseño circular Tasa de reciclabilidad	Design for Closing Resource Loops - Standard EN45555 - 52.5 %
Grupo Objetivo de Residuos a Vertedero	No non-hazardous waste is sent to a landfill
Contenido de material sostenible en los envases	Recycled Paper - 78 %
Mejora de la eficiencia de los recursos para los clientes	Digital Efficiency - Product is digitally-supported to optimize usage and eventually optimize customer asset

© 2023 ABB. All rights reserved.

2023/11/25

Subject to change without notice

F202 A-25/0.03 AP-R

2

Se ofrece con una vida útil ampliada	Product Durability
Se ofrece con los servicios de recogida	Take Back for Recycling
Instrucciones para el final de la vida	9AKK108468A4361

Eco Transparency

Declaración Ambiental de Producto - EPD	9AKK108467A3700
---	-----------------

Technical

Normas	IEC/EN 61008 UL 1053
Tipo de corriente residual	A type
Tensión nominal (U_r)	230 V
Tensión nominal de operación	230 V
Tensión nominal de aislamiento (U_i)	500 V
Tensión nominal soportada por impulsos (U_{imp})	4 kV
Tipo de tensión de entrada	AC
Corriente nominal (I_n)	25 A
Corriente residual nominal	30 mA
Corriente nominal de cortocircuito condicional (I_{nc})	10 kA
Capacidad nominal de corte en cortocircuito en servicio (I_{cs})	1 kA
Corriente de choque máxima	3 kA
Tipo de corriente de fuga	A
Frecuencia nominal (f)	50 ... 60 Hz
Pérdida de potencia	at Rated Operating Conditions per Pole 1 W
Conexión de la fuente de alimentación	Arbitrary
Resistencia eléctrica	10000 cycle
Número de polos	2
Características de funcionamiento	Instantaneous (APR High Immunity)
Tipo de montaje	DIN-Rail
Opciones proporcionadas	None
Accesorios disponibles	Yes
Capacidad de conexión	Busbar 10 mm ² Rigid 25 ... 25 mm ²

© 2023 ABB. All rights reserved.

2023/11/25

Subject to change without notice

F202 A-25/0.03 AP-R

3

	Flexible 25 ... 25 mm²
Sección transversal nominal	4 - Multi-Wired 0...25 mm² 1 - Solid-Core 25...25 mm²

Ambiente

Temperatura ambiente	-25...55 °C
Temperatura ambiente	Funcionamiento -25...55 °C
Grado de protección	IP2X
Grado de contaminación	2
Resistencia a las vibraciones según IEC 60068-2-6	0.1 mm or 1 g - 20 cycles at 5...150...5 Hz
Resistencia a los golpes según IEC 60068-2-27	25g 2 shocks 13 ms
Estado de RoHS	Following EU Directive 2011/65/EU and Amendment 2015/863 July 22, 2019
Información sobre RoHS	9AKK106713A5602
Declaración REACH	9AKK108467A9482
Información medioambiental	Refer to RoHS
SCIP	18f132b0-8f03-4611-9c59-dba03cc369bf Italy (IT)
Plantilla de notificación de minerales de conflicto (CMRT)	9AKK108468A3363

Technical UL/CSA

Tensión máxima de funcionamiento UL/CSA	277 V AC
Capacidad de corriente de cortocircuito (SCCR)	30 mA

Dimensiones

Anchura en número de espacios modulares	2
Ancho del product	0.035 m
Alto del producto	0.085 m
Largo del product	0.069 m
Peso del product	0.200 kg
Profundidad incorporada (t ₂)	69 mm

Clasificación

Embalaje Nivel 1 Unidades	box 1 piece
Embalaje Nivel 1 Peso	0.235 kg
Número E (Finlandia)	3259656
Número E (Suecia)	2160175

© 2023 ABB. All rights reserved.

2023/11/25

Subject to change without notice

F202 A-25/0.03 AP-R

4

Certificados y Declaraciones (Número de Documento)

Declaración de conformidad - CE	9AKK106713A5602
---------------------------------	-----------------

Installation

Instrucciones y manuales	9AKK107991A6127
--------------------------	-----------------

Descargas Populares

Ficha técnica, información técnica	9AKK107991A8329
------------------------------------	-----------------

Clasificaciones

ETIM 8	EC000003 - Residual current circuit breaker (RCCB)
ETIM 9	EC000003 - Residual current circuit breaker (RCCB)
Categoría RAEE	5. Small Equipment (No External Dimension More Than 50 cm)
WEEE B2C / B2B	Business To Consumer
CN8	85363030
UNSPSC	39121601
Clase electrónica	V11.0 : 27142201
Código de categoría granular de IDEA (IGCC)	4875 >> Residual current circuit breaker (RCCB)
Código de clasificación de objetos	F

Accessories

F202 A-25/0.03 AP-R

5

Identifier	Description	Type	Quantity	Unit Of Measure
2CDS200912R0001	S2C-H6R Contacto Auxiliar	S2C-H6R	2	piece
2CDS200922R0001	S2C-S/H6R Contacto auxiliar y señalización	S2C-S/H6R	2	piece
2CDS200946R0001	S2C-H6-11R Contacto Auxiliar	S2C-H6-11R	1	piece
2CDS200946R0003	S2C-H6-02R Contacto Auxiliar	S2C-H6-02R	1	piece
2CDS200946R0002	S2C-H6-20R Contacto Auxiliar	S2C-H6-20R	1	piece
2CSS200933R0011	F2C-A1 Bobina emisión	F2C-A1	1	piece
2CSS200933R0012	F2C-A2 Bobina emisión	F2C-A2	1	piece
2CSS200911R0005	S2C-UA 230 AC Bobina mínima tensión	S2C-UA 230 AC	1	piece
2CSS200911R0007	S2C-UA 24 DC Bobina mínima tensión	S2C-UA 24 DC	1	piece
2CSS200911R0002	S2C-UA 24 AC Bobina mínima tensión	S2C-UA 24 AC	1	piece
2CSS200911R0008	S2C-UA 48 DC Bobina mínima tensión	S2C-UA 48 DC	1	piece
2CSS200911R0004	S2C-UA 110 AC Bobina mínima tensión	S2C-UA 110 AC	1	piece
2CSS200911R0006	S2C-UA 400 AC Bobina mínima tensión	S2C-UA 400 AC	1	piece
2CSS200911R0001	S2C-UA 12 DC Bobina mínima tensión	S2C-UA 12 DC	1	piece
2CSS200911R0010	S2C-UA 230 DC Bobina mínima tensión	S2C-UA 230 DC	1	piece
2CSS200911R0009	S2C-UA 110 DC Bobina mínima tensión	S2C-UA 110 DC	1	piece
2CSS200911R0003	S2C-UA 48 AC Bobina mínima tensión	S2C-UA 48 AC	1	piece
2CSS200910R0005	S2C-OVP1 Bobina sobretension permanentes	S2C-OVP1	1	piece
2CSS200993R0005	S2C-OVP2 Overvoltage release	S2C-OVP2	1	piece
2CSF200997R0013	F2C-CM Mando motor	F2C-CM	1	piece
2CSF200996R0013	F2C-ARI Unidad de reconexión automática	F2C-ARI	1	piece
2CSF200995R0013	F2C-ARI30 Auto-reclosing unit	F2C-ARI30	1	piece
2CSF200992R0005	F2C-ARH Unidad de reconexión automática	F2C-ARH	1	piece
2CSF200991R0005	F2C-ARH-T Auto-reclosing unit with autotest	F2C-ARH-T	1	piece

Categorías

Productos y sistemas de baja tensión → Aparatos modulares de instalación → Interruptores diferenciales → Interruptores diferenciales



© 2023 ABB. All rights reserved.

2023/11/25

Subject to change without notice

ANEXO XIII: SIMULACIÓN PVSYST SIN BATERÍA AÑO 1



PVsyst V8.0.13

PVsyst - Simulation report **Grid-Connected System**

Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación

Building system

System power: 3150 Wp

Valdefuentes - Spain

| Author



PVsyst V8.0.13

VC6, Simulation date:
17/07/25 18:18
with V8.0.13

Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación

Project summary

Geographical Site

Valdefuentes

Spain

Situation

Latitude 40.51 °(N)

Longitude -3.64 °(W)

Altitude 674 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Valdefuentes

Meteonorm 8.2 (2001-2020) - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 1

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 33.7 / -20 °

Building system

Near Shadings

Detailed electrical calculation
acc. to module layout : Slow (simul.)

User's needs

Ext. defined as file
Libro2.csv

System information

PV Array

Nb. of modules

Pnom total

7 units

3150 Wp

Inverters

Nb. of units

Total power

Pnom ratio

1 unit

3 kWac

1.05

Results summary

Produced Energy 5218.0 kWh/year

Used Energy 4454.8 kWh/year

Specific production 1657 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR 82.76 %

Solar Fraction SF 45.82 %

Table of 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



Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.13

VC6, Simulation date:
17/07/25 18:18
with V8.0.13

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 33.7 / -20 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteornorm
Circumsolar separate

User's needs

Ext. defined as file
Libro2.csv

Building system

Sheds configuration

Nb. of sheds 7 units
Identical arrays
Shading limit angle
Limit profile angle °

Sizes

Sheds spacing 0.00 m
Sensitive width 0.00 m

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

Detailed electrical calculation
acc. to module layout : Slow (simul.)

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
405	359	317	291	265	473	612	110	475	511	290	349	4455	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-450-NEG9R-28
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 450 Wp
Number of PV modules 7 units
Nominal (STC) 3150 Wp
Modules 1 strings x 7 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 2916 Wp
U mpp 284 V
I mpp 10 A

Total PV power

Nominal (STC) 3.15 kWp
Total 7 modules
Module area 14.0 m²
Cell area 12.8 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model SUN2000-3KTL-L1
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 3.00 kWac
Number of inverters 1 unit
Total power 3.0 kWac
Operating voltage 80-600 V
Phom ratio (DC:AC) 1.05
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 3 kWac
Number of inverters 1 unit
Phom ratio 1.05

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 154 mΩ
Loss Fraction 0.51 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.2 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.38 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP



PVsyst V8.0.13

VC6, Simulation date:
17/07/25 18:18
with V8.0.13

Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación

Array losses

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.15 %

Module average degradation

Year no 1
Loss factor 0.4 %/year
Imp / Vmp contributions 80% / 20%

Mismatch due to degradation

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

IAM loss factor

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

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

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 230 Vac mono
Loss Fraction 0.49 % at STC

Inverter: SUN2000-3KTL-L1

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 2 x 4 mm²
Wires length 9 m

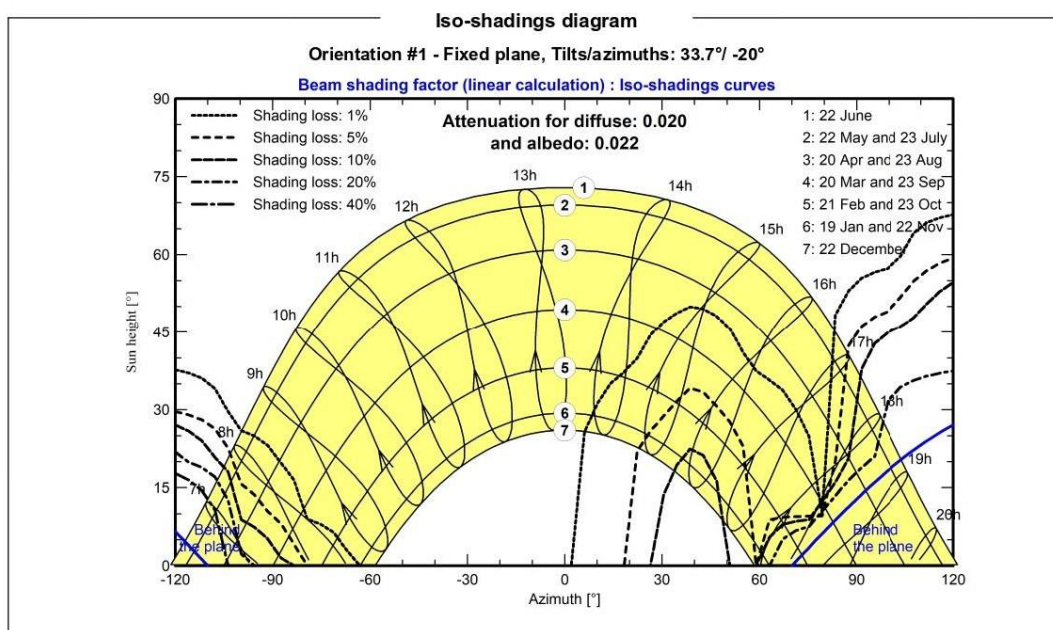
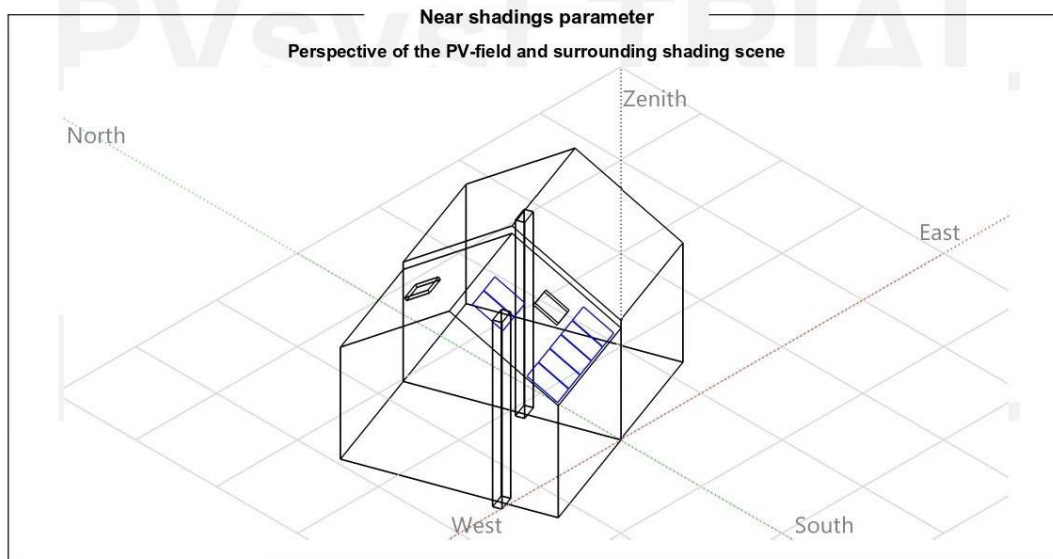


PVsyst V8.0.13

VC6, Simulation date:
17/07/25 18:18
with V8.0.13

Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación





Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.13

VC6, Simulation date:
17/07/25 18:18
with V8.0.13

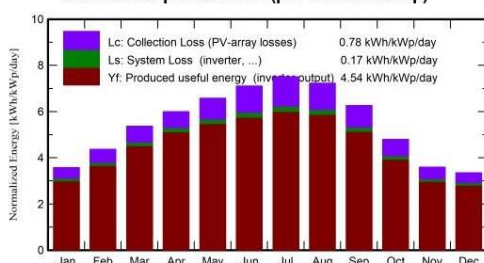
Main results

System Production

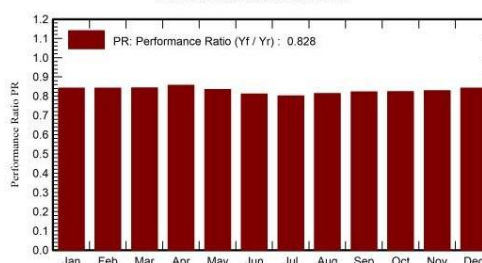
Produced Energy 5218.0 kWh/year
Used Energy 4454.8 kWh/year

Specific production 1657 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 82.76 %
Solar Fraction SF 45.82 %

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	64.7	23.26	5.68	110.8	103.2	305.1	404.7	145.9	147.8	258.8
February	84.9	34.78	6.86	122.2	114.3	335.7	358.5	166.4	157.5	192.1
March	133.2	48.27	10.41	166.5	156.7	457.9	316.8	175.6	266.8	141.2
April	165.5	61.45	12.95	180.0	169.8	502.5	290.5	169.3	316.1	121.2
May	206.7	69.01	17.82	204.0	191.8	555.2	264.7	157.1	378.7	107.5
June	227.2	68.90	23.64	213.1	199.5	564.9	473.1	233.6	311.3	239.5
July	243.4	52.20	27.18	232.6	218.6	609.3	611.9	269.9	317.7	342.0
August	213.1	52.79	26.64	224.2	211.7	595.7	109.7	54.7	520.4	55.1
September	157.7	48.27	21.50	187.7	177.4	504.1	475.2	222.6	263.9	252.6
October	107.8	41.45	15.86	148.6	139.5	399.4	511.3	207.6	177.7	303.7
November	68.7	28.40	9.22	107.9	100.4	292.9	289.7	117.3	164.4	172.4
December	58.6	22.19	6.31	103.9	96.7	286.3	348.5	121.3	154.3	227.2
Year	1731.1	550.98	15.39	2001.6	1879.6	5409.1	4454.8	2041.3	3176.7	2413.4

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

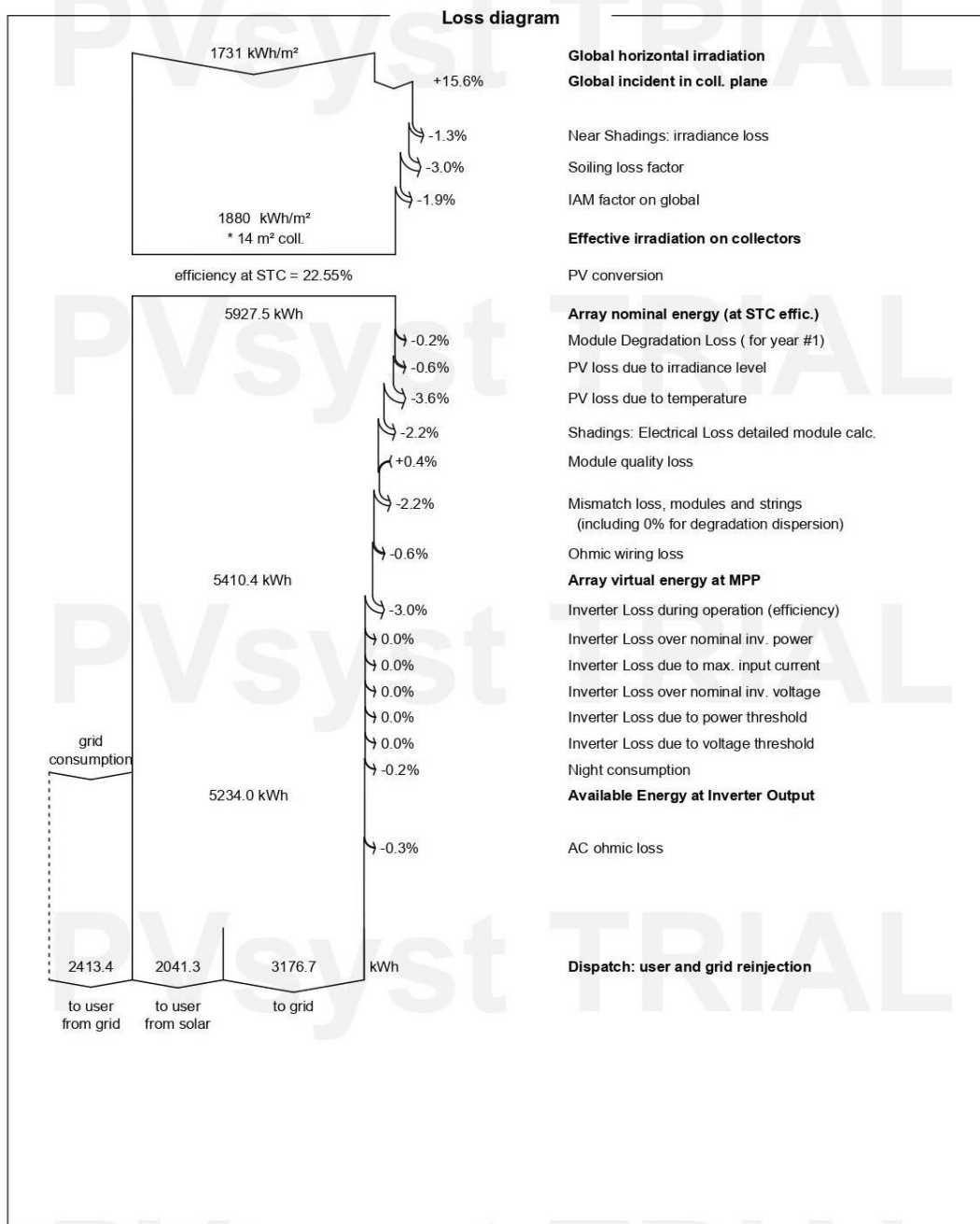


PVsyst V8.0.13

VC6, Simulation date:
17/07/25 18:18
with V8.0.13

Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación





PVsyst V8.0.13

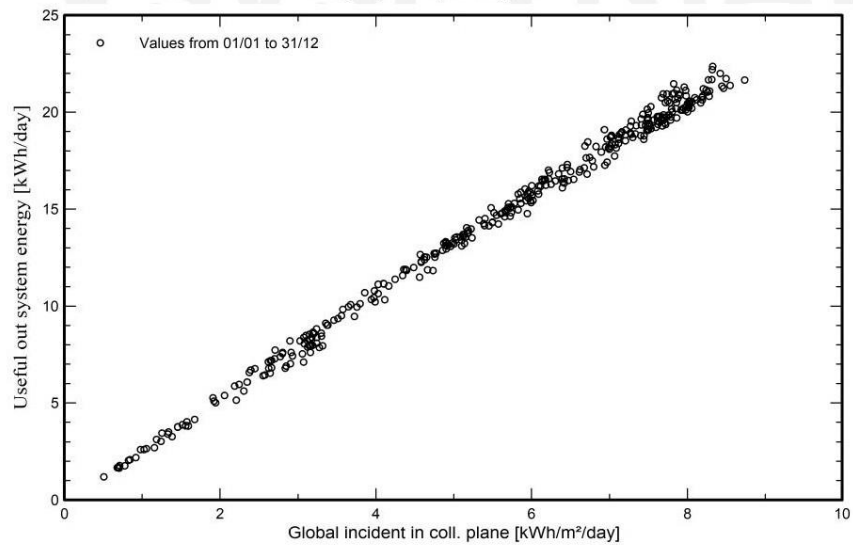
VC6, Simulation date:
17/07/25 18:18
with V8.0.13

Project: TFMM

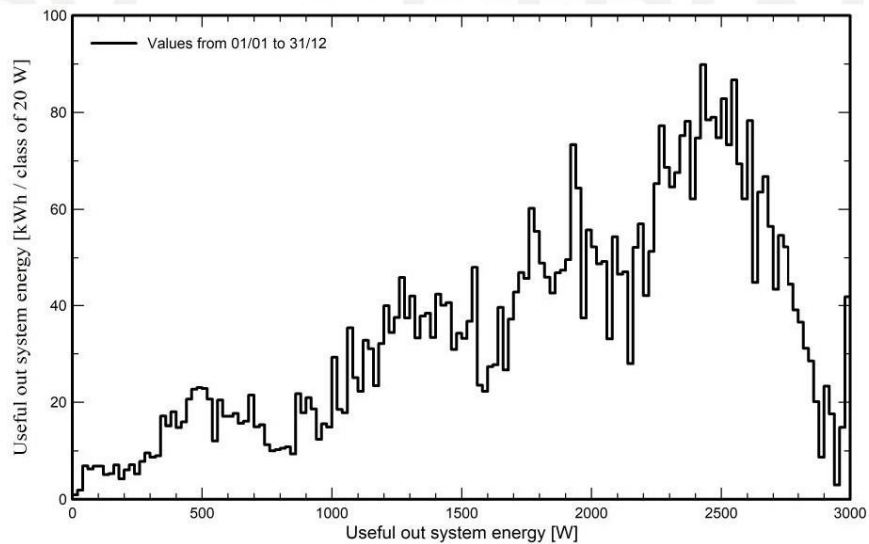
Variant: Nueva variante de simulación

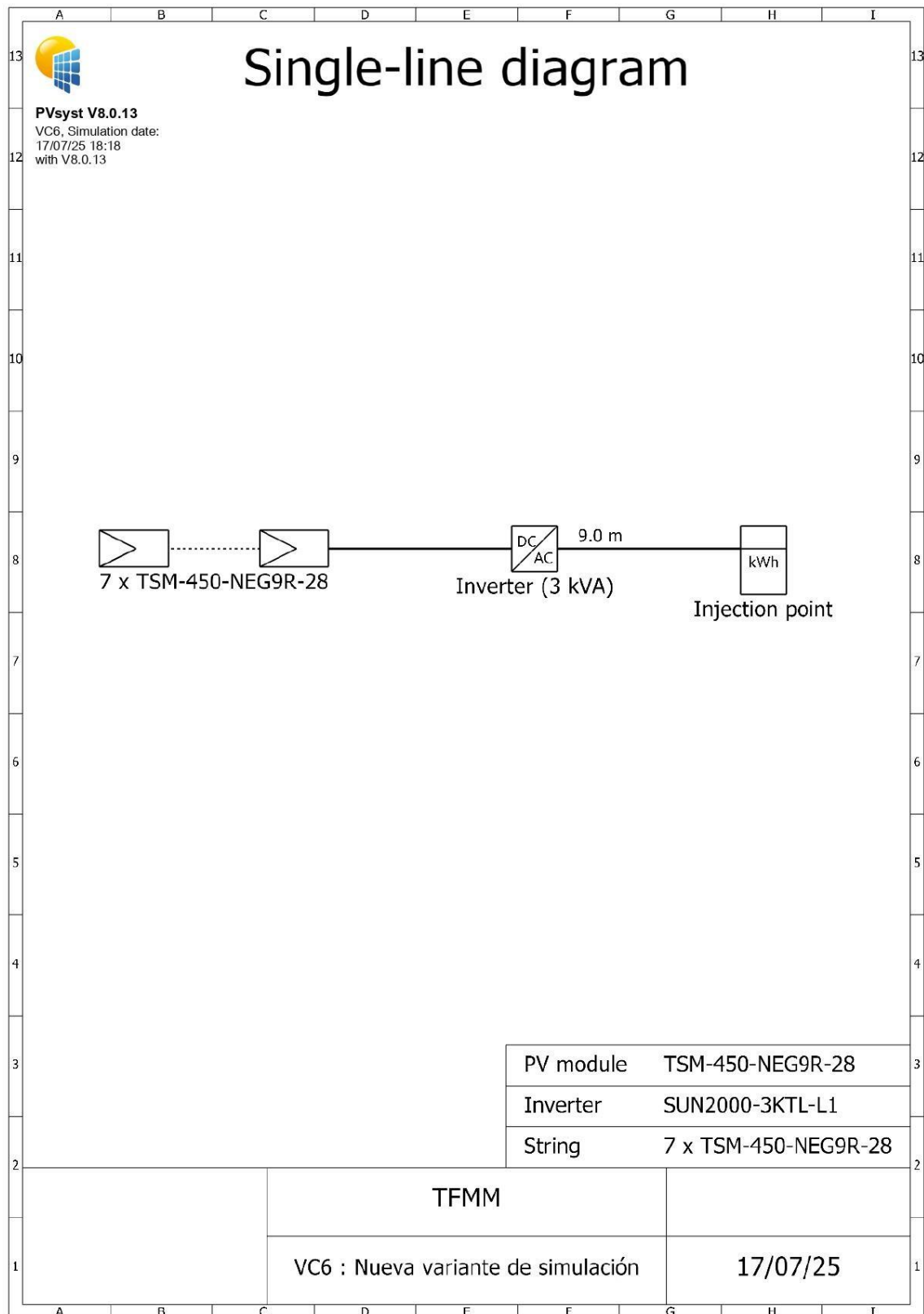
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





ANEXO XIV: SIMULACIÓN PVSYST CON BATERÍA AÑO 1



PVsyst V8.0.13

PVsyst - Simulation report Grid-Connected System

Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación

Building system

System power: 3150 Wp

Valdefuentes - Spain

| Author



PVsyst V8.0.13

VC9, Simulation date:
17/07/25 18:36
with V8.0.13

Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings			
Valdefuentes		Latitude	40.51 °(N)	Albedo	0.20		
Spain		Longitude	-3.64 °(W)				
		Altitude	674 m				
		Time zone	UTC+1				
Weather data							
Valdefuentes							
Meteonorm 8.2 (2001-2020) - Sintético							

System summary

Grid-Connected System		Building system			
Simulation for year no 1					
Orientation #1		Near Shadings		User's needs	
Fixed plane		Detailed electrical calculation		Ext. defined as file	
Tilt/Azimuth	33.7 / -20 °	acc. to module layout : Slow (simul.)		Libro2.csv	
System information					
PV Array					
Nb. of modules	7 units	Inverters		Battery pack	
Pnom total	3150 Wp	Nb. of units	1 unit	Storage strategy: Self-consumption	
		Total power	3 kWac	Nb. of units	3 units
		Pnom ratio	1.05	Voltage	48 V
				Capacity	300 Ah

Results summary

Produced Energy	4777.9 kWh/year	Specific production	1517 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	75.78 %
Used Energy	4454.8 kWh/year			Solar Fraction SF	82.57 %

Table of 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



Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.13

VC9, Simulation date:
17/07/25 18:36
with V8.0.13

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 33.7 / -20 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Storage

Kind

Self-consumption

Charging strategy

When excess solar power is available

Building system

Sheds configuration

Nb. of sheds 7 units

Identical arrays

Shading limit angle

Limit profile angle °

Horizon

Free Horizon

Sizes

Sheds spacing 0.00 m

Sensitive width 0.00 m

Near Shadings

Detailed electrical calculation
acc. to module layout : Slow (simul.)

User's needs

Ext. defined as file
Libro2.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
405	359	317	291	265	473	612	110	475	511	290	349	4455	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-450-NEG9R-28
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 450 Wp
Number of PV modules 7 units
Nominal (STC) 3150 Wp
Modules 1 strings x 7 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 2916 Wp
U mpp 284 V
I mpp 10 A

Total PV power

Nominal (STC) 3.15 kWp
Total 7 modules
Module area 14.0 m²
Cell area 12.8 m²

Battery Storage

Battery

Manufacturer Generic
Model Luna2000-5-SO, with inverter 2.5 kW

Battery pack

Nb. of units 3 in parallel
Discharging min. SOC 20.0 %
Stored energy 11.5 kWh

Inverter

Manufacturer Generic
Model SUN2000-3KTL-L1
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 3.00 kWac
Number of inverters 1 unit
Total power 3.0 kWac
Operating voltage 80-600 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.05
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 3 kWac
Number of inverters 1 unit
Pnom ratio 1.05

Battery Pack Characteristics

Voltage 48 V
Nominal Capacity 300 Ah (C10)
Temperature Fixed 20 °C



PVsyst V8.0.13

VC9, Simulation date:
17/07/25 18:36
with V8.0.13

Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación

PV Array Characteristics

Battery Storage

Battery input charger

Model Generic
Max. charg. power 3.0 kWdc
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Battery to Grid inverter

Model Generic
Max. disch. power 4.2 kWac
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 154 mΩ
Loss Fraction 0.51 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.2 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.38 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.15 %

Module average degradation

Year no 1
Loss factor 0.4 %/year
Imp / Vmp contributions 80% / 20%

Mismatch due to degradation

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

IAM loss factor

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

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

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 230 Vac mono
Loss Fraction 0.49 % at STC

Inverter: SUN2000-3KTL-L1

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 2 x 4 mm²
Wires length 9 m

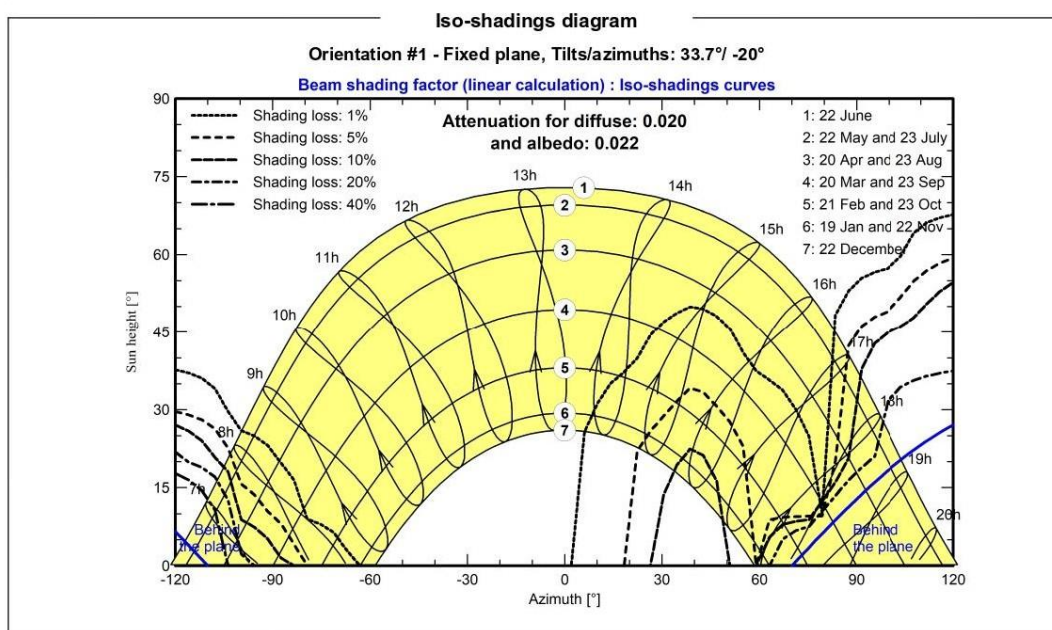
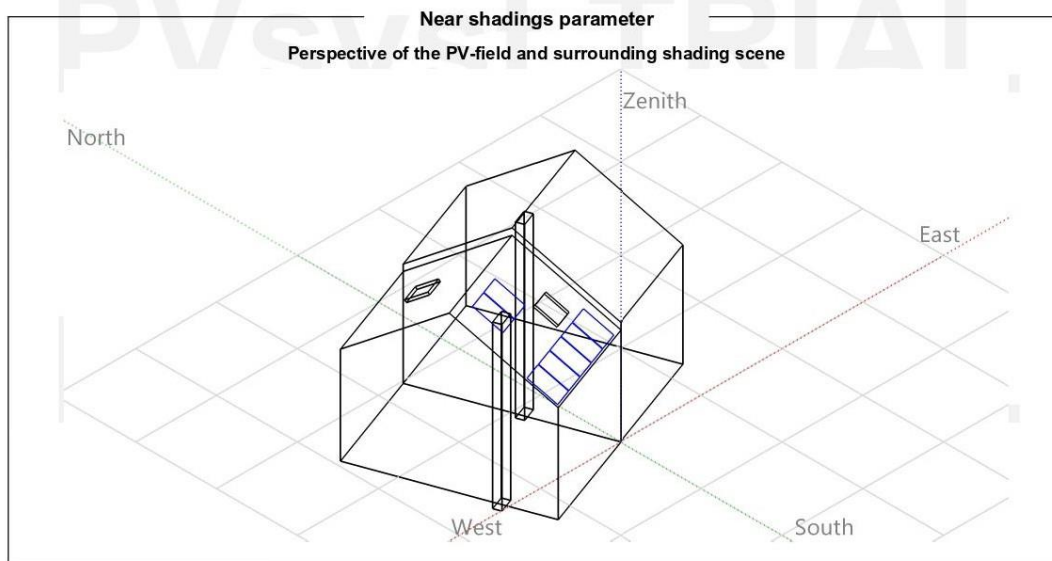


PVsyst V8.0.13

VC9, Simulation date:
17/07/25 18:36
with V8.0.13

Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación





Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.13

VC9, Simulation date:
17/07/25 18:36
with V8.0.13

Main results

System Production

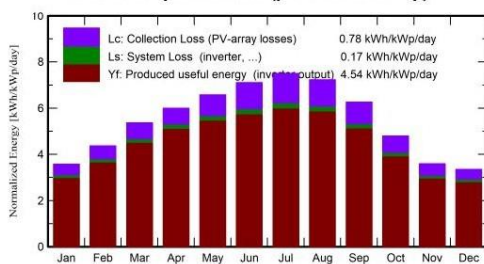
Produced Energy 4777.9 kWh/year
Used Energy 4454.8 kWh/year

Specific production 1517 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 75.78 %
Solar Fraction SF 82.57 %

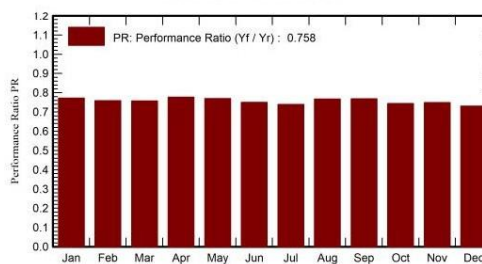
Battery ageing (State of Wear)

Cycles SOW 96.5 %
Static SOW 90.0 %

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	64.7	23.26	5.68	110.8	103.2	305.1	404.7	268.1	1.3	136.6
February	84.9	34.78	6.86	122.2	114.3	335.7	358.5	284.2	7.8	74.4
March	133.2	48.27	10.41	166.5	156.7	457.9	316.8	304.0	93.2	12.8
April	165.5	61.45	12.95	180.0	169.8	502.5	290.5	280.3	160.5	10.2
May	206.7	69.01	17.82	204.0	191.8	555.2	264.7	264.0	230.8	0.7
June	227.2	68.90	23.64	213.1	199.5	564.9	473.1	437.4	66.4	35.7
July	243.4	52.20	27.18	232.6	218.6	609.3	611.9	493.8	47.6	118.1
August	213.1	52.79	26.64	224.2	211.7	595.7	109.7	109.7	432.3	0.0
September	157.7	48.27	21.50	187.7	177.4	504.1	475.2	420.6	33.9	54.7
October	107.8	41.45	15.86	148.6	139.5	399.4	511.3	348.5	0.0	162.8
November	68.7	28.40	9.22	107.9	100.4	292.9	289.7	230.2	24.4	59.5
December	58.6	22.19	6.31	103.9	96.7	286.3	348.5	237.7	1.3	110.8
Year	1731.1	550.98	15.39	2001.6	1879.6	5409.1	4454.8	3678.5	1099.4	776.3

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

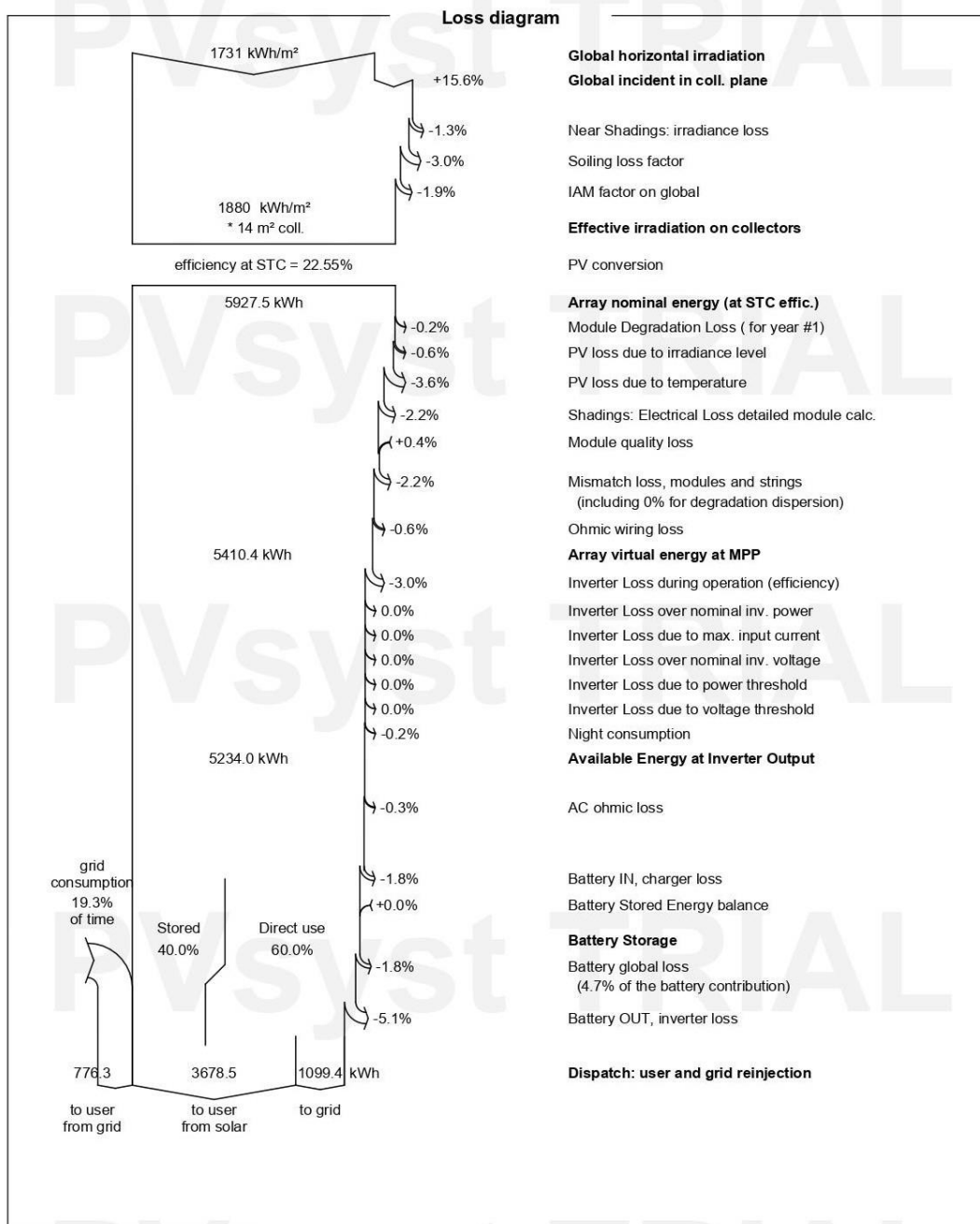


PVsyst V8.0.13

VC9, Simulation date:
17/07/25 18:36
with V8.0.13

Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación





PVsyst V8.0.13

VC9, Simulation date:
17/07/25 18:36
with V8.0.13

Project: TFMM

Variant: Nueva variante de simulación

