



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN UNA VIVIENDA EN ULLASTRET

Autor: Pablo Colomina Teulón
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid
Agosto de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo eléctrico
en una vivienda en Ullastret”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024-2025 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.: Pablo Colomina Teulón Fecha: 25/ 08/ 2025



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso Fecha: 25/ 08/ 2025



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN UNA VIVIENDA EN ULLASTRET

Autor: Pablo Colomina Teulón
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid
Agosto de 2025

AGRADECIMIENTOS

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas e instituciones que han contribuido de una u otra forma a la realización de este Trabajo de Fin de Máster.

En primer lugar, a mi tutora, Consolación Alonso Alonso, por su implicación, cercanía y guía a lo largo del proyecto. Su criterio técnico y su apoyo han sido clave para orientar este trabajo en la dirección adecuada.

A mi familia, por su apoyo incondicional, por su paciencia durante todos estos años y, especialmente, por brindarme la oportunidad de cursar mis estudios en el ICAI, lo que ha supuesto una experiencia formativa y vital excepcional.

También quiero agradecer al ICAI por la calidad de la enseñanza recibida, por el rigor académico y por los valores profesionales y humanos que transmite y que sin duda me acompañarán en mi futuro.

RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Máster tiene como objetivo analizar la viabilidad técnica, económica y medioambiental de una instalación energética basada en fuentes renovables para abastecer la demanda completa de una vivienda unifamiliar situada en Ullastret (Gerona). La solución propuesta se basa en la combinación de un sistema fotovoltaico con almacenamiento y un equipo de aerotermia para climatización (calefacción y refrigeración) y producción de agua caliente sanitaria. A diferencia de otras aproximaciones que se centran únicamente en el autoconsumo parcial, este trabajo persigue alcanzar un grado de autosuficiencia energética lo más elevado posible, evaluando tanto los límites técnicos como los económicos.

El análisis parte de una caracterización detallada de los consumos energéticos de la vivienda, incluyendo tanto la demanda eléctrica constante derivada del uso de electrodomésticos, iluminación y recarga de un vehículo eléctrico, como la demanda térmica estacional para calefacción, refrigeración y ACS. Para ello, se han realizado diferentes hipótesis de uso basadas en perfiles de consumo realistas y en las condiciones climáticas locales. Estas hipótesis han servido de base para la simulación energética mediante herramientas profesionales como PVsyst y CLIMA de Acetyr.

A partir de los datos de simulación, se ha dimensionado una instalación compuesta por 12 módulos fotovoltaicos bifaciales de 605 W (potencia pico total: 7,26 kWp), un inversor trifásico híbrido de 6 kW y una batería de almacenamiento de 23 kWh útiles. El diseño se ha optimizado con una orientación sur y una inclinación de 40°, con el objetivo de maximizar la producción anual a lo largo de todo el año.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	61.7	28.00	6.90	108.6	104.2	720	783	583	48	199.8
February	77.7	31.70	7.30	123.7	118.3	818	726	673	49	52.6
March	119.0	54.10	10.60	151.3	144.2	979	693	609	171	83.7
April	152.0	70.20	13.20	165.2	156.6	1059	654	654	307	0.0
May	179.4	82.40	17.00	172.2	162.6	1085	623	581	325	42.4
June	200.9	78.90	21.70	182.6	172.1	1127	656	609	344	46.9
July	197.5	85.10	24.30	183.2	172.8	1122	756	744	263	11.7
August	174.0	75.50	24.00	180.3	170.7	1109	747	744	260	3.4
September	125.5	59.00	19.90	145.4	137.9	906	679	627	185	52.3
October	91.6	41.50	16.60	129.9	124.0	825	622	583	172	38.7
November	61.7	28.90	10.90	104.8	100.3	687	673	551	48	122.4
December	50.0	23.10	7.30	95.7	91.8	637	762	540	8	222.3
Year	1491.0	658.39	15.02	1742.9	1655.3	11074	8374	7498	2180	876.1

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

Para estimar la evolución de la instalación a lo largo de la vida útil del proyecto, se aplicó una regresión lineal por mínimos cuadrados sobre los datos de cinco años representativos del periodo de estudio. Esta técnica permitió obtener valores medios anuales de producción (EArray), autoconsumo (ESolar), vertido a red (EGrid) y consumo desde red (EFrGrid), evitando recurrir al sobredimensionamiento del sistema. Los resultados muestran una producción media de 10.426 kWh/año, con un autoconsumo de 7.363 kWh/año, un vertido a red de 1.709 kWh/año y un consumo desde red de apenas 1.011 kWh/año. Estos valores se traducen en una cobertura solar del 87,9 % y una dependencia media de la red del 12,1 %, confirmando el buen dimensionamiento del sistema y su elevado grado de autosuficiencia.

Desde el punto de vista económico, el sistema diseñado presenta un coste total de 32.546 €, que se reduce hasta 25.519€ tras la aplicación de ayudas públicas. El análisis financiero refleja un Valor Actual Neto (VAN) positivo de 5.594 €, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 7,0 % y un periodo de retorno inferior a los 11 años. El estudio incluye costes realistas de instalación, mantenimiento y sustitución de componentes clave (inversor y batería), mostrando que se trata de una inversión sólida y viable incluso bajo escenarios conservadores.

En cuanto al impacto ambiental, la instalación permite evitar la emisión de aproximadamente 4,3 toneladas de CO₂ al año, lo que representa una contribución directa a los objetivos de descarbonización establecidos por el PNIEC y a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos por la Agenda 2030, especialmente los relacionados con la energía limpia y asequible, las ciudades sostenibles y la acción climática.

En definitiva, este trabajo concluye que es posible diseñar e implementar soluciones energéticas sostenibles, económicamente viables y técnicamente realistas en el entorno residencial. La instalación propuesta resulta replicable en otras viviendas unifamiliares con condiciones similares y representa un paso tangible hacia un modelo energético más autónomo, resiliente y alineado con los objetivos climáticos actuales.

ABSTRACT

This Master's Thesis aims to analyze the technical, economic, and environmental feasibility of a renewable energy system designed to fully meet the demand of a single-family house located in Ullastret (Girona). The proposed solution combines a photovoltaic system with storage and an aerothermal heat pump for space conditioning (heating and cooling) and domestic hot water production. Unlike other approaches that focus only on partial self-consumption, this work seeks to achieve the highest possible degree of energy self-sufficiency, assessing both technical and economic limits.

The analysis begins with a detailed characterization of the household's energy consumption, including the constant electrical demand from appliances, lighting, and electric vehicle charging, as well as the seasonal thermal demand for heating, cooling, and hot water. Different usage scenarios were defined based on realistic consumption profiles and local climatic conditions. These scenarios served as the basis for the energy simulation using professional tools such as PVsyst and CLIMA by Acetyr.

Based on the simulation data, the system was sized with 12 bifacial photovoltaic modules of 605 W each (total peak power: 7.26 kWp), a 6 kW three-phase hybrid inverter, and a 23 kWh battery storage system. The design was optimized with a south orientation and a 40° tilt to maximize annual production throughout the year.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	61.7	28.00	6.90	108.6	104.2	720	783	583	48	199.8
February	77.7	31.70	7.30	123.7	118.3	818	726	673	49	52.6
March	119.0	54.10	10.60	151.3	144.2	979	693	609	171	83.7
April	152.0	70.20	13.20	165.2	156.6	1059	654	654	307	0.0
May	179.4	82.40	17.00	172.2	162.6	1085	623	581	325	42.4
June	200.9	78.90	21.70	182.6	172.1	1127	656	609	344	46.9
July	197.5	85.10	24.30	183.2	172.8	1122	756	744	263	11.7
August	174.0	75.50	24.00	180.3	170.7	1109	747	744	260	3.4
September	125.5	59.00	19.90	145.4	137.9	906	679	627	185	52.3
October	91.6	41.50	16.60	129.9	124.0	825	622	583	172	38.7
November	61.7	28.90	10.90	104.8	100.3	687	673	551	48	122.4
December	50.0	23.10	7.30	95.7	91.8	637	762	540	8	222.3
Year	1491.0	658.39	15.02	1742.9	1655.3	11074	8374	7498	2180	876.1

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

To estimate the system's performance over its lifetime, a least-squares linear regression was applied to five representative years of the study period. This approach made it possible to calculate average annual values of production (EArray), self-consumption (ESolar), grid export (EGrid), and grid consumption (EFrGrid) without oversizing the system. The results indicate an average annual

production of 10,426 kWh, with 7,363 kWh of self-consumption, 1,709 kWh exported to the grid, and only 1,011 kWh drawn from the grid. These figures translate into a solar coverage of 87.9% and an average grid dependence of 12.1%, confirming the proper sizing of the system and its high degree of self-sufficiency.

From an economic perspective, the designed system entails a total cost of €32,546, which is reduced to €25,519 after public subsidies. The financial analysis shows a positive Net Present Value (NPV) of €5,594, an Internal Rate of Return (IRR) of 7.0%, and a payback period of less than 11 years. The study accounts for realistic costs of installation, maintenance, and replacement of key components (inverter and battery), demonstrating that it is a robust and viable investment even under conservative scenarios.

Regarding the environmental impact, the installation prevents the emission of approximately 4.3 tons of CO₂ per year, directly contributing to the decarbonization objectives set by Spain's PNIEC and the Sustainable Development Goals (SDGs) of the 2030 Agenda, particularly those related to affordable and clean energy, sustainable cities, and climate action.

In conclusion, this thesis demonstrates that it is possible to design and implement sustainable, economically viable, and technically realistic energy solutions in the residential sector. The proposed system is replicable in other single-family houses with similar conditions and represents a tangible step towards a more autonomous, resilient, and climate-aligned energy model.

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Alineamiento con los objetivos de Desarrollo Sostenible	3
2. Estado de la cuestión	6
2.1. Estado de implantación del autoconsumo	6
2.1.1. Situación actual en España	6
2.1.2. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.....	10
2.1.3. Situación actual en Europa y a nivel global	10
2.2. Tecnologías empleadas en las viviendas	13
2.2.1. Energía solar fotovoltaica	13
2.2.2. Energía solar térmica	14
2.2.3. Aerotermia	15
2.2.4. Geotermia	17
2.2.5. Mini eólica	18
2.3. Ejemplos de proyectos operativos	20
2.4. Tecnologías seleccionadas para el proyecto	23
3. Localización y emplazamiento	24
3.1. Localización y características del emplazamiento.....	24
3.2. Características climatológicas	26
4. Descripción de la vivienda	29
4.1. Características de la vivienda.....	29
4.2. Consumo eléctrico.....	31
4.2.1. Vehículo eléctrico	31
4.2.2. Demanda de energía eléctrica	32
4.2.3. ACS.....	34
4.2.4. Demanda de energía térmica.....	38
4.2.4.1. Resultados de carga de refrigeración.....	42
4.2.4.2. Resultados de carga de calefacción	44
4.2.4.3. Demanda térmica total de la vivienda.....	46
4.2.4.4. Elección del equipo de Aerotermia	49
4.2.4.5. Demanda eléctrica de la Aerotermia	53
4.2.5. Resumen demanda eléctrica.....	54
5. Diseño de la instalación fotovoltaica	56
5.1. Recurso solar.....	56
5.1.1. Radiación solar	56
5.2. Elección de paneles fotovoltaicos	57
5.3. Dimensionamiento fotovoltaico y de la batería con el software PVsyst.....	60
5.3.1. Localización del proyecto.....	60
5.3.2. Orientación de los paneles	60
5.3.3. Pérdidas asociadas al sistema	67
5.3.4. Dimensionamiento de los conductores.....	69
5.3.5. Simulación de la instalación fotovoltaica	72

5.3.6.	Simulación de la instalación fotovoltaica con fracción solar del 100%.....	78
5.3.7.	Coste de los equipos.....	81
5.3.8.	Costes adicionales de ejecución e implementación	81
5.4.	Legalización de una instalación fotovoltaica en Cataluña	83
5.5.	Ayudas y financiación disponible para instalaciones de autoconsumo en Gerona	86
6.	<i>Análisis económico</i>.....	87
6.1.	Inversión inicial.....	87
6.2.	Costes de mantenimiento	89
6.3.	Cash Flow	89
6.3.1.	Ahorro por eliminación de consumo de gasóleo	90
6.3.2.	Ahorro de energía eléctrica.....	90
6.3.3.	Ingresos por verter energía a la red.....	92
6.3.4.	Cash-Flow del proyecto	92
6.4.	Viabilidad económica del proyecto	95
6.4.1.	VAN.....	95
6.4.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	96
6.4.3.	Periodo de retorno de la inversión.....	97
7.	<i>Impacto Medioambiental. Reducción de emisiones de CO₂</i> ..	97
8.	<i>Conclusiones</i>	98
9.	<i>Desarrollos futuros y limitaciones</i>	100
10.	<i>Bibliografía</i>	102
ANEXOS	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	4
Figura 2: Evolución de la potencia instalada de autoconsumo en España	7
Figura 3: Evolución de la potencia acumulada de autoconsumo en España.....	8
Figura 4: Estimación geográfica de la potencia de autoconsumo instalada en España	9
Figura 5: Esquema simplificado de un sistema fotovoltaico	14
Figura 6: Esquema de un sistema de energía solar térmica	15
Figura 7: Esquema simplificado de un sistema de Aerotermia con suelo radiante y ACS.....	16
Figura 8: Esquema de un sistema de Geotermia en una vivienda.....	18
Figura 9: Aerogenerador mini eólica de eje vertical.....	19
Figura 10: Aerogenerador mini eólica de eje vertical	20
Figura 11: Viviendas con autoconsumo en A Coruña	22
Figura 12: Viviendas con autoconsumo en Tuernes, Asturias	23
Figura 13: Localización de la vivienda	25
Figura 14: Parcela Catastral.....	25
Figura 15: Tabla de Zonas climáticas por provincia y altura sobre el nivel del mar	26
Figura 16: Radiación solar en Ullastret en un año natural.....	29
Figura 17: Planos de la vivienda.....	30
Figura 18: Vehículo eléctrico más vendido en España en 2024. Tesla Model 3.....	32
Figura 19: Cargas térmicas máximas de refrigeración.....	43
Figura 20: Cargas térmicas máximas de calefacción	45
Figura 21: Demanda mensual de la vivienda	49
Figura 22: Unidad térmica externa seleccionada.....	50
Figura 23: Unidad térmica interna seleccionada.....	51
Figura 24: Depósito de ACS seleccionado.....	52
Figura 25: Esquema explicativo de los tipos de radiación solar.....	57
Figura 26: Esquema del funcionamiento de los paneles bifaciales	58
Figura 27: Tilt óptimo para la producción anual	61
Figura 28: Tilt óptimo para la producción en los meses de verano	61
Figura 29: Tilt óptimo para la producción en los meses de invierno.....	61
Figura 30: Pérdida de eficiencia en los meses de verano con el Tilt óptimo	62
Figura 31: Pérdida de eficiencia en los meses de invierno con el Tilt óptimo.....	62
Figura 32: Descripción de los módulos y el inversor empleados	63
Figura 33: Representación tridimensional del campo fotovoltaico.....	64
Figura 34: Diagrama de sombreado solar.....	64
Figura 35: Descripción del sistema de almacenamiento seleccionado.....	66
Figura 36: Evolución del Performance Ratio a lo largo de la vida útil de la instalación	67
Figura 37: % de Pérdida de Performance Ratio a lo largo de la vida útil de la instalación	68
Figura 38: Pérdidas asociadas al sistema	69
Figura 39: Conductor Prysman Solar H1Z2Z2-K 4mm ²	70
Figura 40: Conductor N2XH UEC 60502-1 XLPE FRNC 0,6/1kV.....	72
Figura 41: Resultados de la simulación de PVsyst	72
Figura 42: Diagrama de Sankey de la instalación fotovoltaica.....	73
Figura 43: Balance de energía del sistema en el año 7 de operación	74
Figura 44: Balance de energía del sistema en el año 14 de operación	74
Figura 45: Balance de energía del sistema en el año 21 de operación	75
Figura 46: Balance de energía del sistema en el año 25 de operación	75
Figura 47: Equipos empleados en la instalación fotovoltaica con una fracción solar SF=100%	79
Figura 48: Resultados de la simulación de PVsyst de una instalación con una fracción solar SF=100%	79
Figura 49: Tipos de instalaciones de autoconsumo	83
Figura 50: Cash Flow y Cash Flow acumulado en k€ a lo largo de la vida útil del proyecto.....	93

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Radiación solar sobre el plano horizontal en el emplazamiento.....	27
Tabla 2 : Datos meteorológicos de Ullastret.....	28
Tabla 3 : Distribución de la vivienda.....	31
Tabla 4: Consumo eléctrico teórico de la vivienda.....	33
Tabla 5 : Demanda (L) mensual de ACS de la vivienda.....	35
Tabla 6 : Propiedades caloríficas del agua.....	36
Tabla 7 : Corrección de temperatura del agua fría de la red según la altura.....	37
Tabla 8 : Consumo de ACS de la vivienda.....	38
Tabla 9 : Estación climatológica de referencia.....	39
Tabla 10 : Características de los cerramientos de la vivienda.....	39
Tabla 11 : Demanda de refrigeración máxima.....	42
Tabla 12 : Cargas térmicas máximas de refrigeración.....	44
Tabla 13 : Demanda de calefacción máxima.....	44
Tabla 14 : Cargas térmicas máximas de calefacción.....	46
Tabla 15 : Demanda mensual de la vivienda en Refrigeración (kWh).....	47
Tabla 16 : Demanda mensual de la vivienda en Calefacción (kWh).....	48
Tabla 17 : Descripción de las características de la unidad térmica externa seleccionada.....	50
Tabla 18 : Descripción de las características de la unidad térmica interna seleccionada.....	51
Tabla 19 : Descripción de las características del depósito de ACS seleccionado.....	52
Tabla 20 : Consumo eléctrico de la instalación térmica de la vivienda.....	54
Tabla 21 : Resumen del consumo eléctrico mensual de la vivienda.....	55
Tabla 22: Características de los Paneles TSM-DEG20C.20.....	59
Tabla 23: Resumen de los valores clave extraídos para los años seleccionados.....	76
Tabla 24: Valores obtenidos a lo largo de la vida útil del proyecto.....	77
Tabla 25: Resumen de las rectas de regresión y de los valores promedios obtenidos.....	78
Tabla 26: Coste estimado de los equipos seleccionados.....	81
Tabla 27: Coste estimado de la implementación/ejecución de la instalación.....	82
Tabla 28: Coste estimado de los equipos seleccionados.....	88
Tabla 29: Costes de mantenimiento estimados de la instalación.....	89
Tabla 30: Estimación del ahorro generado por la producción solar.....	91
Tabla 31: Cash Flow del proyecto.....	94
Tabla 32: VAN a lo largo de los años de vida útil del proyecto.....	96

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO I: Simulación PVsyst.....	106
ANEXO II: Ficha técnica paneles solares.....	120
ANEXO II: Ficha técnica inversor.....	123
ANEXO IV: Ficha técnica conductor CC.....	126
ANEXO V: Ficha técnica conductor CA.....	129
ANEXO VI: Ficha técnica equipos de la instalación de Aerotermia.....	136

LISTA DE ACRÓNIMOS

ACS: Agua Caliente Sanitaria

BT: Baja Tensión (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, ITC-BT)

CFO: Certificado de Fin de Obra

CIE: Certificado de Instalación Eléctrica

CO₂: Dióxido de Carbono

COP: Coefficient of Performance

CTE: Código Técnico de la Edificación

EER: Energy Efficiency Ratio

EArray: Energía total producida por el campo fotovoltaico

E_Solar: Energía solar autoconsumida

E_Grid: Energía exportada a red (excedente)

EFrGrid: Energía consumida desde la red

EMS: Energy Management System (Sistema de Gestión Energética)

FV: Fotovoltaico

IGA/ICP: Interruptor General Automático / Interruptor de Control de Potencia

ITC-BT: Instrucciones Técnicas Complementarias de Baja Tensión

MPPT: Maximum Power Point Tracking

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

SPD: Surge Protective Device (Protector contra Sobretensiones)

TIR: Tasa Interna de Retorno

VAN: Valor Actual Neto

VE: Vehículo Eléctrico

1. Introducción

1.1. Motivación

La lucha contra el cambio climático y la necesidad urgente de avanzar hacia una transición energética efectiva son dos de los grandes desafíos globales del siglo XXI. El modelo energético tradicional, basado en el uso intensivo de combustibles fósiles y en una estructura altamente centralizada, ha demostrado ser ambientalmente insostenible, socialmente desigual y económicamente vulnerable frente a fluctuaciones geopolíticas o tensiones de mercado. La crisis energética vivida en Europa tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia, así como la creciente volatilidad de los precios de la electricidad, han puesto aún más de relieve la necesidad de dotar a los hogares de sistemas más resilientes, autónomos y sostenibles.

España, gracias a su elevada irradiación solar, cuenta con una ventaja competitiva clara en el desarrollo del autoconsumo fotovoltaico. Sin embargo, según datos de APPA Renovables [1] (2024), en el año 2024 solo el 24 % de la nueva potencia solar instalada se destinó al sector residencial, lo que pone de manifiesto que el despliegue de este tipo de soluciones en viviendas particulares aún tiene un largo camino por recorrer. Existen barreras económicas, administrativas y técnicas que frenan su adopción, y es precisamente desde la ingeniería desde donde deben plantearse propuestas que permitan superar estos obstáculos y extender los beneficios del autoconsumo al conjunto de la sociedad.

En este contexto, las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, especialmente cuando se combinan con sistemas de almacenamiento y tecnologías como la aerotermia, representan una de las soluciones más prometedoras para lograr una electrificación eficiente del sector residencial. Además de reducir significativamente la huella de carbono, permiten a las familias controlar sus costes energéticos a largo plazo, ganar independencia respecto a la red eléctrica y participar activamente en la transformación del modelo energético.

Este Trabajo de Fin de Máster nace de una motivación personal debido a que la vivienda objeto del proyecto pertenece a unos familiares cercanos que, tras años viviendo en entornos urbanos, han decidido trasladarse al medio rural para disfrutar de su jubilación. Su objetivo es dotarse de una solución energética moderna, eficiente y respetuosa con el medio ambiente, que les permita mantener unos costes bajos, minimizar su impacto ambiental y tener mayor seguridad frente a las futuras incertidumbres energéticas. Este contexto real y cercano ha permitido abordar el proyecto desde una perspectiva práctica, buscando soluciones realistas, aplicables y ajustadas a las normativas vigentes.

La propuesta técnica desarrollada contempla el diseño de un sistema energético integral que combina la producción fotovoltaica con acumulación, un sistema de climatización mediante bomba de calor aerotérmica y la infraestructura necesaria para recargar un vehículo eléctrico. Todo ello bajo un enfoque de autoconsumo energético, orientado a maximizar el aprovechamiento local de la energía renovable y minimizar la dependencia de la red convencional. A lo largo del trabajo, se analiza no solo el dimensionamiento técnico y el rendimiento esperado, sino también los aspectos normativos, administrativos y económicos que condicionan la viabilidad real de este tipo de instalaciones.

En definitiva, el objetivo es diseñar una solución energéticamente eficiente que genere beneficios tanto económicos, mediante la reducción del gasto energético, como medioambientales, contribuyendo activamente al impulso del autoconsumo y al uso responsable de recursos sostenibles en el entorno doméstico.

1.2. Objetivos

Este Trabajo de Fin de Máster tiene como objetivo principal el desarrollo de una propuesta técnica para la mejora energética de una vivienda unifamiliar situada en Ullastret (Gerona), propiedad de unos familiares cercanos. La intención es transformar esta vivienda en un espacio energéticamente eficiente y sostenible, adecuado para convertirse en residencia habitual a medio plazo. Para ello, se plantea la implementación de un sistema híbrido basado en energía renovable que combine generación eléctrica, climatización y movilidad sostenible.

Los **objetivos específicos** de este proyecto son los siguientes:

- Realizar un **estudio detallado del perfil de consumo energético actual de la vivienda**, teniendo en cuenta la incorporación de un sistema de aerotermia, la producción de agua caliente sanitaria (ACS) y la futura recarga de un vehículo eléctrico.
- Analizar las **condiciones del emplazamiento y el recurso solar disponible**, con el fin de **estimar la producción energética anual mediante la herramienta de simulación PVsyst**.
- **Diseñar una instalación solar fotovoltaica** dimensionada para cubrir las necesidades energéticas de la vivienda, **incluyendo un sistema de almacenamiento con baterías** para mejorar la gestión del autoconsumo y **permitir la inyección de excedentes a red**.
- Dimensionar y seleccionar un **sistema de aerotermia que cubra las necesidades de calefacción y ACS**, integrado con la instalación eléctrica general del sistema.

- Incluir en el diseño **una infraestructura preparada para la recarga de vehículo eléctrico**, que permita aprovechar la energía solar disponible para maximizar la autosuficiencia.
- Elaborar un **análisis económico completo del sistema propuesto**, considerando la inversión inicial, los costes de operación y mantenimiento, así como los indicadores económicos clave como el período de retorno, VAN y TIR.
- **Evaluar el impacto medioambiental del proyecto** en términos de reducción de emisiones de CO₂ y disminución de la dependencia de fuentes de energía fósil.

1.3. Alineamiento con los objetivos de Desarrollo Sostenible

Con el inicio del siglo XXI, la sostenibilidad se posicionó como una prioridad global. En el año 2000, las Naciones Unidas lanzaron los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), centrados en combatir la pobreza, mejorar la educación, promover la igualdad de género y garantizar la sostenibilidad ambiental. Aunque se lograron avances importantes, muchos retos permanecieron sin resolver.

Por ello, en 2015 se adoptó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, que amplía el alcance de los ODM a través de 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Estos abordan de forma integral desafíos como el cambio climático, la desigualdad o el acceso a la energía, y fueron definidos tras un proceso participativo y global.

Cada país adapta los ODS a su realidad, definiendo estrategias propias para combatir la pobreza, promover el acceso a la energía y al agua, mejorar la educación, fomentar el crecimiento económico sostenible y actuar frente al cambio climático.

Figura 1: 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible



Fuente: Desarrollo Sostenible

En este contexto, los proyectos de ingeniería desempeñan un papel esencial como catalizadores para convertir los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en acciones tangibles. A través de soluciones tecnológicas innovadoras, eficientes y replicables, estos proyectos permiten avanzar hacia un modelo de desarrollo más justo y respetuoso con el entorno. El presente Trabajo de Fin de Máster se enmarca plenamente en esta línea, abordando de forma integrada aspectos energéticos, medioambientales y sociales que contribuyen directamente al cumplimiento de varios ODS de la Agenda 2030.

En concreto, este proyecto impacta de manera significativa en los siguientes objetivos:

- **ODS 7: Energía asequible y no contaminante:** el núcleo del proyecto es la implementación de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo con sistema de almacenamiento, que permite generar energía limpia in situ y reducir la dependencia de fuentes fósiles. Asimismo, se sustituye el sistema de calefacción tradicional de gasoil por una solución de aerotermia de alta eficiencia energética, lo que reduce el consumo de combustibles contaminantes y mejora el rendimiento global del sistema. Además, se incorpora un punto de recarga para vehículo eléctrico, lo que favorece la electrificación de la demanda energética doméstica. Estas medidas se alinean con las metas del ODS 7, en tanto que promueven el acceso a una energía moderna, fiable y sostenible, adaptada al contexto residencial.
- **ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles:** el proyecto contribuye al desarrollo de entornos urbanos y rurales más sostenibles al fomentar el uso

de sistemas energéticos locales, descentralizados y adaptados a las necesidades del usuario final. Al reducir la presión sobre las infraestructuras convencionales de generación y distribución eléctrica, este tipo de soluciones refuerza la resiliencia energética de las viviendas y abre la puerta a modelos de comunidad energética. También promueve la integración de las tecnologías renovables en el entorno construido, minimizando el impacto visual y ambiental, lo que resulta especialmente relevante en áreas residenciales o rurales como la localidad de Ullastret.

- **ODS 12: Producción y consumo responsables:** la instalación propuesta maximiza el aprovechamiento de la energía generada en el propio hogar y minimiza las pérdidas a lo largo del sistema, favoreciendo un modelo de consumo más eficiente. El autoconsumo no solo reduce la demanda sobre la red eléctrica, sino que también incentiva al usuario a adoptar hábitos energéticos más conscientes y sostenibles. A través de la monitorización del sistema y la gestión inteligente de la energía almacenada, se potencia una lógica de consumo responsable, alineada con los principios de economía circular y eficiencia de recursos.
- **ODS 13: Acción por el clima:** Una de las aportaciones más relevantes del proyecto es su contribución directa a la mitigación del cambio climático. Al sustituir el uso de gasóleo por energías renovables, se logra una reducción drástica en las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo energético del hogar. Según datos del *Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico 2024*, este tipo de instalaciones ha permitido evitar la emisión de aproximadamente 1,9 millones de toneladas de CO₂ en España en un solo año. En el caso concreto de esta vivienda, se estima un ahorro anual de más de 4 toneladas de CO₂, lo que refuerza el impacto positivo del proyecto en términos climáticos y medioambientales.

En conjunto, el presente TFM representa una aplicación concreta de ingeniería al servicio de la sostenibilidad, materializando objetivos globales en soluciones locales. A través de la integración de tecnologías renovables, almacenamiento energético, electrificación del transporte y mejora de la eficiencia térmica, se configura una estrategia coherente con los compromisos internacionales en materia de sostenibilidad y transición energética.

2. Estado de la cuestión

2.1. Estado de implantación del autoconsumo

2.1.1. Situación actual en España

Antes de hablar de la situación del autoconsumo en el mundo y en España, procede definir el concepto de autoconsumo. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España lo define de la siguiente forma:

“El autoconsumo es el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.” [18] (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s.f.)

Este modelo energético representa un cambio de paradigma respecto al sistema tradicional de generación centralizada, ya que permite a los propios usuarios generar su propia electricidad de forma distribuida, reduciendo su dependencia de la red eléctrica y favoreciendo la eficiencia energética y la sostenibilidad.

Actualmente, el autoconsumo se divide en varias modalidades, reguladas por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, y desarrolladas por el Real Decreto 244/2019:

- **Modalidad de autoconsumo sin excedentes:** en este caso, los dispositivos de control instalados impiden cualquier tipo de inyección de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. Solo existe la figura del sujeto consumidor, que utiliza exclusivamente la energía que él mismo genera.
- **Modalidad de autoconsumo con excedentes:** permite que la instalación no solo cubra la demanda propia, sino que también pueda verter a la red la energía sobrante. En este caso, aparecen dos figuras diferenciadas: el sujeto consumidor y el productor.

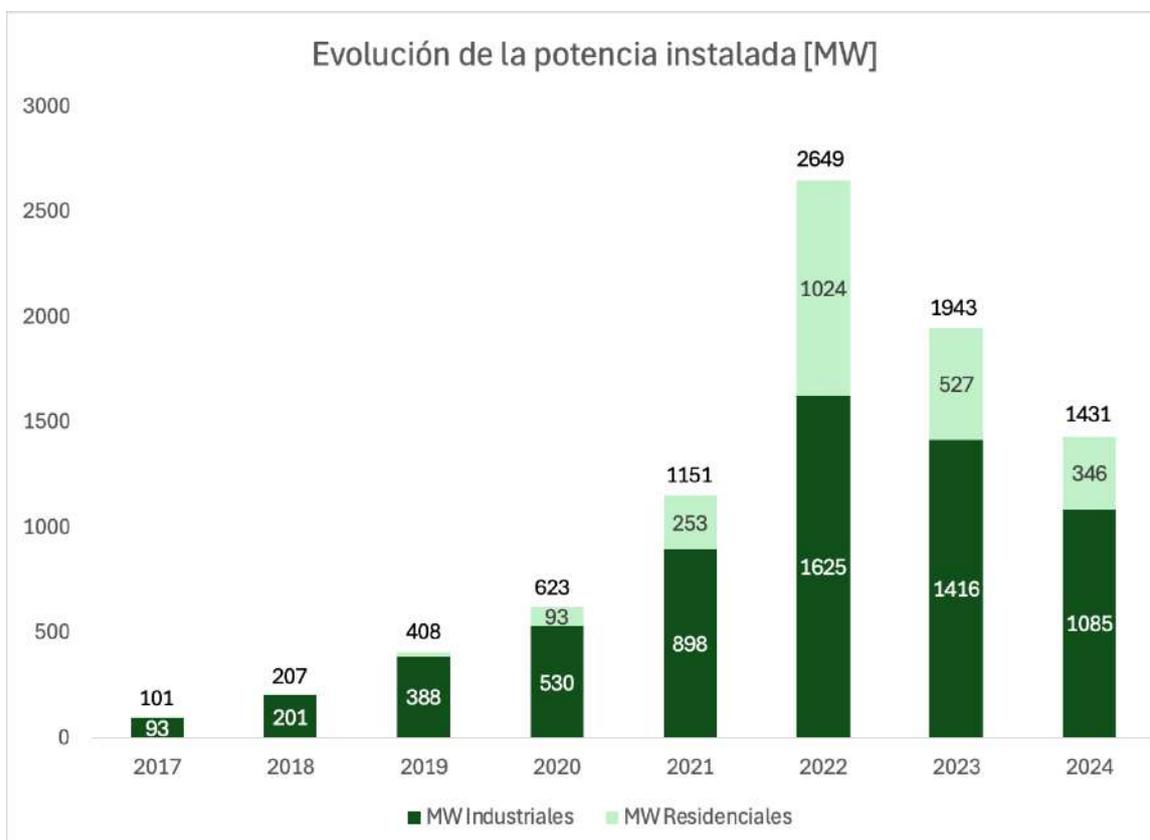
En los últimos años, el autoconsumo fotovoltaico en España ha experimentado un crecimiento notable, especialmente tras la entrada en vigor del Real Decreto 244/2019, que supuso un cambio de paradigma normativo al eliminar en el año 2018 el llamado “impuesto al sol” y permitir la compensación de excedentes. Este nuevo marco regulador simplificó los trámites administrativos, fomentó la incorporación de instalaciones con almacenamiento y facilitó el desarrollo del autoconsumo compartido.

Según el *Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico 2024*, elaborado por la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA Renovables), la potencia total acumulada de autoconsumo en España alcanzó en 2024 los **8.585 MW**, lo que

supuso una producción estimada de **9.243 GWh**. Esta cifra equivale al 3,7% de la demanda eléctrica nacional, y representa una consolidación del modelo de generación distribuida en el país [1] (APPA Renovables, 2024).

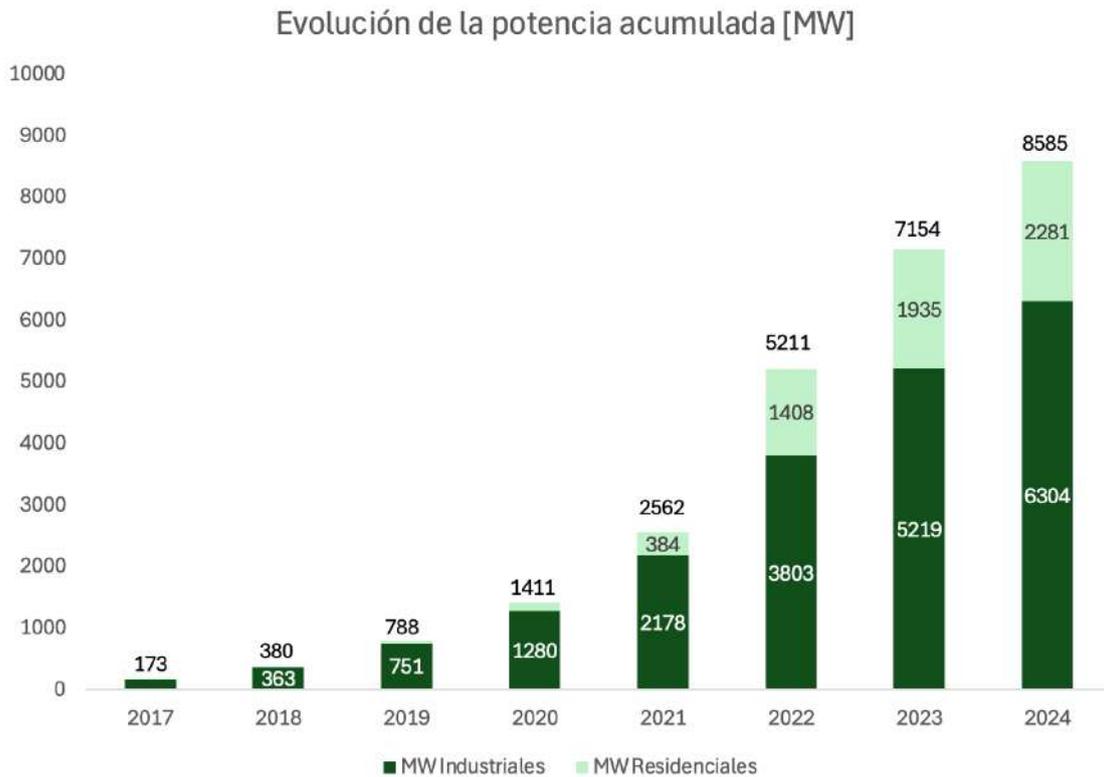
Durante 2024 se instalaron **1.431 MW** nuevos, lo que representó una ralentización respecto a 2023, atribuida al agotamiento de los fondos de los programas de ayuda *Next Generation*, la normalización de los precios de la electricidad y los cuellos de botella administrativos existentes. A pesar de ello, el impacto medioambiental fue muy significativo: se estima que gracias al autoconsumo se evitaron la emisión de 1,89 millones de toneladas de CO₂ en el conjunto del año [1] (APPA Renovables, 2024).

Figura 2: Evolución de la potencia instalada de autoconsumo en España



Fuente: Elaboración propia a partir de APPA Renovables 2024 [1]

Figura 3: Evolución de la potencia acumulada de autoconsumo en España



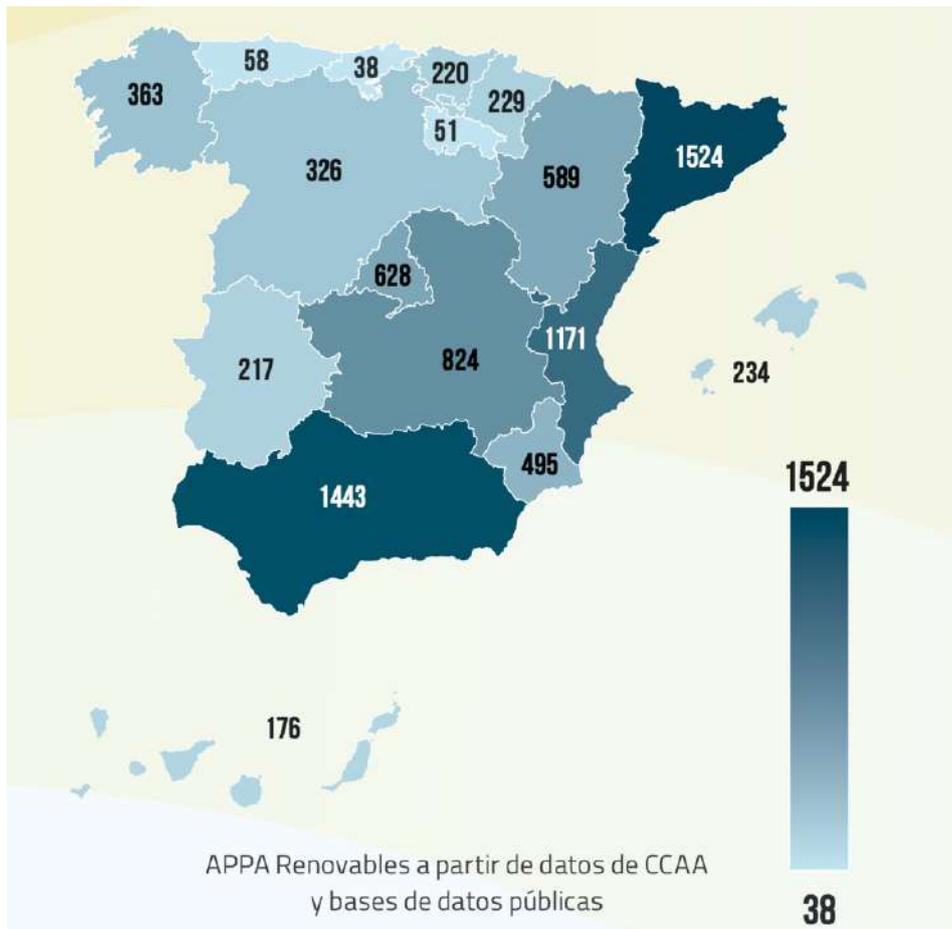
Fuente: Elaboración propia a partir de APPA Renovables 2024 [1]

Del total acumulado de potencia instalada, el sector industrial acapara el 76%, con 6.304 MW, mientras que el sector residencial representó el 24%, con 2.281 MW [1] (APPA Renovables, 2024, p.9). Esta diferencia pone de manifiesto el amplio margen de mejora que todavía existe en el ámbito doméstico. Esta diferencia se explica por las barreras administrativas, falta de incentivos específicos y dificultades técnicas como el acceso limitado a la red para el vertido de excedentes [1] (APPA Renovables, 2024, p.13).

A nivel económico, el ahorro medio anual estimado en una instalación residencial fue de 736 €, con una inversión media de 6.364 € para un sistema de 4,7 kW, lo que demuestra la viabilidad de estas instalaciones incluso sin subvenciones. En el caso del sector industrial, el ahorro ascendió a 18.127 € anuales, con una inversión media de 131.400 € para una potencia instalada de 180 kW [1] (APPA Renovables, 2024, p.23).

Desde el punto de vista geográfico, las comunidades autónomas con mayor implantación de autoconsumo en 2024 fueron Cataluña (18%), Andalucía (17%) y la Comunidad Valenciana (14%), que en conjunto concentraron casi la mitad del total nacional. Aun así, se identificó un desequilibrio territorial importante, condicionado por la variabilidad en la gestión de ayudas y en la tramitación administrativa entre regiones.

Figura 4: Estimación geográfica de la potencia de autoconsumo instalada en España



Fuente: APPA Renovables 2024, p. 10 [1]

A pesar del crecimiento del autoconsumo en España, todavía existe un amplio margen de mejora en cuanto al aprovechamiento efectivo de la energía generada. Uno de los desafíos más relevantes señalados en el informe es que aproximadamente el 19% de la producción total generada durante el año 2024 no pudo ser utilizada ni vertida a la red, lo que se tradujo en unas pérdidas económicas estimadas en 88 millones de euros [1] (APPA Renovables, 2024, p.18).

En resumen, aunque el autoconsumo en España ha logrado consolidarse como una de las vías más efectivas para avanzar hacia un sistema energético más sostenible, descentralizado y limpio, todavía existen barreras normativas, técnicas y administrativas que deben superarse para liberar todo su potencial, especialmente en el ámbito residencial.

El objetivo marcado por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de alcanzar 19 GW de potencia instalada en 2030 [1] (APPA Renovables, 2024, p.9) requerirá mantener un ritmo de crecimiento elevado, al tiempo que se mejora el marco de apoyo y se impulsa el papel del ciudadano como generador activo de energía.

2.1.2. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es la herramienta clave del Gobierno de España para coordinar las políticas de energía y clima para el año 2030. Su objetivo es facilitar una transición ordenada hacia un modelo energético descarbonizado, seguro y justo, en coherencia con la normativa nacional y europea, y en el marco del Marco Estratégico de Energía y Clima.

Este plan se complementa con la Ley 7/2021, de cambio climático y transición energética, y con la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050, que consolidan en la legislación nacional los compromisos adquiridos en el contexto del Acuerdo de París (2015) y la gobernanza energética de la Unión Europea [16] (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023).

En línea con el refuerzo de los compromisos climáticos a nivel europeo, reflejados en iniciativas como la Ley Europea del Clima, el paquete normativo *Fit for 55* y la estrategia *REPowerEU*, España ha revisado y reforzado su planificación energética mediante la actualización del PNIEC 2023-2030, elevando significativamente sus objetivos respecto al plan original adoptado en 2020.

Los principales objetivos establecidos en el PNIEC actualizado para el año 2030 son:

- **Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 32%** respecto a los niveles de 1990.
- **Lograr que el 48% del consumo final de energía provenga de fuentes renovables.**
- **Alcanzar una mejora del 43% en eficiencia energética** en términos de energía final.
- **Conseguir que el 81% de la generación eléctrica sea renovable.**
- **Reducir la dependencia energética del exterior hasta el 50%.**

En este contexto, el autoconsumo juega un papel esencial. La regulación actual permite que particulares y empresas se conviertan en productores de su propia energía, contribuyendo a un sistema más distribuido, flexible y resiliente.

En definitiva, el PNIEC no solo traza el camino hacia una transición energética sostenible y ordenada, sino que también posiciona a España como un país con un alto potencial para liderar esta transformación a nivel europeo, gracias a sus recursos renovables, capacidades tecnológicas y marco regulatorio consolidado.

2.1.3. Situación actual en Europa y a nivel global

La transición energética no es un fenómeno exclusivo de España, sino que forma parte de una estrategia común impulsada desde la Unión Europea, que ha situado la generación distribuida y el empoderamiento del consumidor en el centro de sus políticas climáticas y energéticas.

El autoconsumo está adquiriendo un papel cada vez más relevante en la configuración del nuevo modelo energético europeo, especialmente tras la aprobación del Pacto Verde Europeo, la Ley Europea del Clima, y el plan *REPowerEU*, que refuerzan la seguridad energética y aceleran el despliegue de energías renovables

Según el informe elaborado por *Solar Power Europe* (2024, p.3), el año 2023 marcó un récord histórico en el sector solar, con 447 GW de nueva capacidad instalada en todo el mundo, lo que representa un incremento del 87% respecto al año anterior. La energía solar fue responsable del 78% de toda la nueva capacidad renovable instalada globalmente, confirmando su papel central en la transición energética [27] (*SolarPower Europe*, 2024, p. 6).

En este escenario, Europa se consolidó como la segunda región del mundo con mayor expansión solar, sumando 70,1 GW de nueva capacidad en 2023, un 51% más que el año anterior. Alemania lideró el crecimiento con 15 GW, seguida por España (8,9 GW), Italia (5,2 GW), Países Bajos (4,9 GW) y Francia (3,2 GW). En total, 14 países europeos superaron el umbral de 1GW anual instalado (*Solar Power Europe*, 2024, p.25). Esta evolución ha sido posible gracias a marcos regulatorios más favorables, incentivos fiscales y una mayor concienciación social tras la crisis energética de 2022.

Dentro de esta expansión, el segmento de autoconsumo en cubiertas, tanto en entornos residenciales como comerciales, ha desempeñado un papel clave, representando el 44% de la nueva capacidad fotovoltaica mundial en 2023, aunque esta cuota descendió respecto al 49,1% de 2022 debido a la caída de precios de la electricidad y la reducción de ciertos incentivos [27] (*SolarPower Europe*, 2024, p. 50).

Entre los países europeos que destacaron en 2023 por su impulso al autoconsumo en cubiertas, sobresalen:

- Austria, con un crecimiento del +175%, impulsado por una regulación más ambiciosa y ayudas al autoconsumo residencial.
- Alemania, que duplicó su capacidad anual e impulsó especialmente el segmento de tejados, con un crecimiento del +138%, beneficiado por medidas como la eliminación del IVA para instalaciones de hasta 30 kW.
- Italia, con un crecimiento del +113%, gracias al impulso generado por el programa de incentivos Superbonus antes de su finalización.
- Suecia, que registró un aumento del +93% debido a la alta demanda provocada por la crisis energética.
- Países Bajos, con un crecimiento del +39%, alcanzando los 2,6 GW, gracias a su sistema de balance neto.

- Reino Unido, donde las instalaciones residenciales por debajo de 50 kW alcanzaron niveles récord desde 2011, con unas 190.000 nuevas conexiones a la red en ese año.

En contraste, España y Polonia registraron un descenso en nuevas instalaciones residenciales en cubierta, con un -43% y un -25% respectivamente, debido al agotamiento de fondos públicos y a cierta incertidumbre regulatoria [27] (SolarPower Europe, 2024, p. 50).

A pesar de las diferencias observadas entre países, el autoconsumo sigue consolidándose como un pilar clave para avanzar hacia un modelo energético más sostenible y descentralizado. Su expansión permite reducir costes energéticos, fortalecer la resiliencia ante crisis externas y fomentar el papel activo de los ciudadanos en la transición energética.

En cuanto a las proyecciones de los próximos años, el informe destaca en su escenario medio que la capacidad anual del segmento *rooftop* crecerá hasta 268 GW en 2025, y alcanzará los 363 GW en 2028, lo que representa un crecimiento acumulado del 85% respecto a los niveles de 2023 [27] (SolarPower Europe, 2024, p.51).

Además, el papel de los consumidores de energía tanto en el ámbito residencial como en el comercial está evolucionando hacia un modelo más activo, en el que los usuarios no solo consumen, sino que también generan y gestionan su propia electricidad, convirtiéndose en “*prosumidores*” (productor y consumidor) [27](SolarPower Europe, 2024, p.51).

Este cambio viene acompañado de innovaciones como la integración de módulos fotovoltaicos en los elementos constructivos de los edificios y la expansión de ciudades inteligentes, que apuestan por sistemas solares distribuidos, almacenamiento energético y soluciones digitales avanzadas. En este contexto, el Parlamento Europeo aprobó en marzo de 2024 la revisión de la Directiva sobre la Eficiencia Energética de los Edificios, que establece nuevas obligaciones para los Estados miembros. Desde 2026, deberán aplicar progresivamente la instalación de sistemas solares en edificios que se rehabiliten, y a partir de 2030, todos los edificios públicos deberán incorporar instalaciones fotovoltaicas de forma obligatoria [27] (SolarPower Europe, 2024, p.51).

Estas perspectivas de crecimiento a medio plazo confirman que el autoconsumo fotovoltaico en cubiertas no solo se mantendrá como una de las principales líneas de expansión del sector renovable, sino que también desempeñará un papel clave en la descarbonización del parque edificado europeo.

La combinación de nuevas normativas, mejoras tecnológicas y un consumidor cada vez más activo, está configurando un escenario favorable para la

consolidación del modelo de generación distribuida. En este contexto, el papel del autoconsumo como herramienta para alcanzar los objetivos climáticos y energéticos de la Unión Europea se vuelve no solo estratégico, sino imprescindible.

2.2. Tecnologías empleadas en las viviendas

En el contexto de la transición energética, cada vez son más las viviendas que incorporan soluciones renovables con el objetivo de mejorar su eficiencia, reducir su huella de carbono y disminuir su dependencia de la red eléctrica. A continuación, se presentan las principales tecnologías empleadas actualmente en el ámbito doméstico para avanzar hacia el autoconsumo energético.

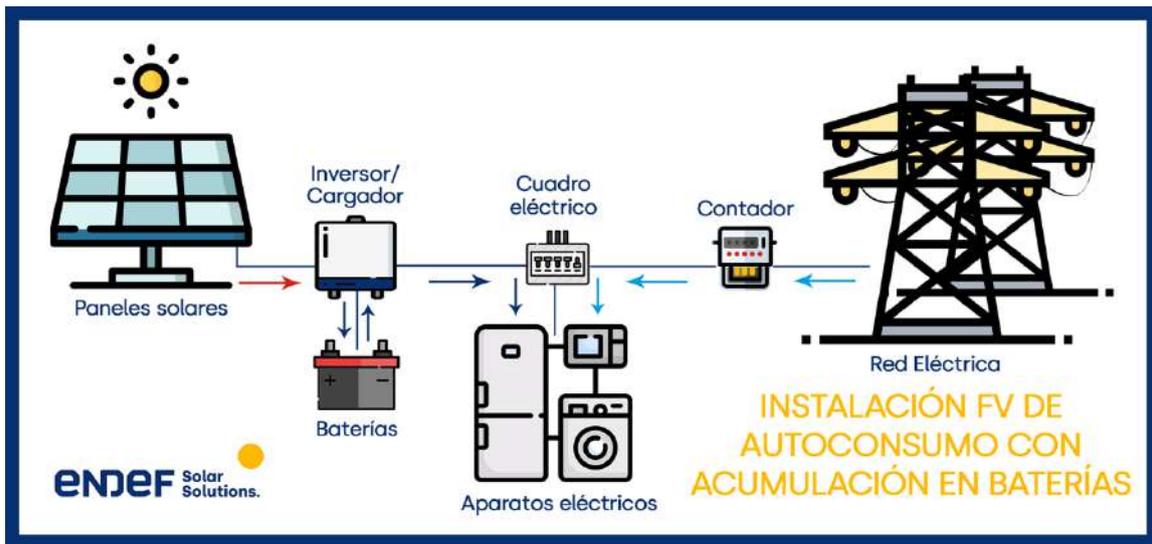
2.2.1. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se basa en la conversión de la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico. Este fenómeno ocurre en las células fotovoltaicas (generalmente de silicio) que componen los módulos solares. Al incidir la luz solar, los fotones generan un flujo de electrones que da lugar a una corriente continua (CC), que luego debe ser transformada en corriente alterna (CA) para su uso doméstico.

Los elementos principales de un sistema fotovoltaico son:

- **Paneles solares fotovoltaicos:** Captan la radiación solar y generan energía eléctrica en forma de corriente continua.
- **Inversor o microinversores:** Convierte la corriente continua (CC) en alterna (CA), adaptada para el uso en la vivienda. En sistemas conectados a red, también sincroniza la generación con la red eléctrica.
- **Estructura de soporte:** Fija los paneles a la cubierta con la inclinación y orientación adecuadas para optimizar la captación solar.
- **Regulador de carga (en sistemas con baterías):** Dispositivo que gestiona la carga de las baterías evitando sobrecargas o descargas profundas. Regula la tensión y corriente procedente de los paneles antes de llegar a las baterías. Es imprescindible en instalaciones aisladas y en muchas híbridas.
- **Batería (en sistemas con almacenamiento):** Acumula la energía generada no consumida en el momento.
- **Cuadro eléctrico y protecciones:** Incluye interruptores, protecciones contra sobrecargas, fusibles, diferenciales y protecciones contra sobretensiones.
- **Contador bidireccional (en autoconsumo con excedentes):** Registra tanto la energía consumida de la red como la vertida a esta, lo que permite aplicar compensaciones económicas.

Figura 5: Esquema simplificado de un sistema fotovoltaico



Fuente: Endef 2020 [6]

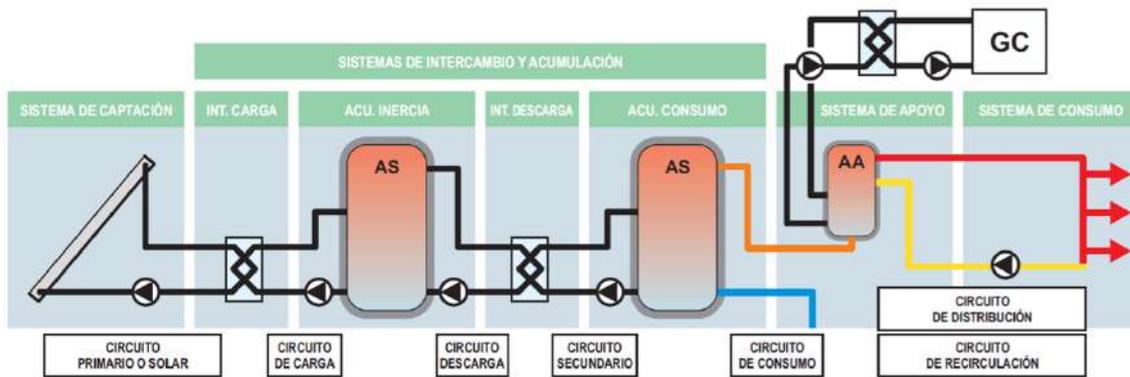
2.2.2. Energía solar térmica

La energía solar térmica es una tecnología que aprovecha la radiación solar para calentar un fluido, normalmente agua, que se utiliza principalmente para agua caliente sanitaria (ACS) en el ámbito residencial. Es una solución renovable y consolidada, especialmente eficaz en zonas con buena radiación solar como la Península Ibérica, y ha sido durante años obligatoria en obra nueva en España a través del Código Técnico de la Edificación (CTE).

En el caso de las viviendas, se utiliza la energía solar térmica de baja temperatura, que permite alcanzar temperaturas de hasta 65 °C, suficientes para cubrir la demanda de ACS, calentar piscinas o incluso apoyar sistemas de calefacción de baja temperatura como el suelo radiante.

Una instalación solar térmica para ACS funciona mediante la captación de la radiación solar en unos colectores, donde se calienta un fluido que circula por un circuito primario. Ese calor se transfiere a un circuito secundario mediante un intercambiador, calentando el agua almacenada en un acumulador [2] (ASIT & IDAE, 2020, p.30). El sistema puede incluir un apoyo auxiliar (eléctrico o de gas) para asegurar el suministro cuando la radiación no es suficiente, y un sistema de control que regula el funcionamiento automático de bombas y válvulas.

Figura 6: Esquema de un sistema de energía solar térmica



Fuente: (ASIT & IDAE, 2020) [2]

Aunque el uso residencial se limita a la baja temperatura, también existen instalaciones solares térmicas de media temperatura (100–300 °C) y alta temperatura (>300 °C), utilizadas en el ámbito industrial para generación de vapor, procesos térmicos específicos o producción de electricidad en centrales termo solares. Estas tecnologías requieren colectores de concentración y no son viables para viviendas por su complejidad y escala.

2.2.3. Aerotermia

La aerotermia es una tecnología basada en el uso de bombas de calor que extraen energía térmica del aire exterior para proporcionar calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria (ACS) a través de un circuito térmico interior. Se trata de una solución altamente eficiente que permite aprovechar una fuente renovable como el aire ambiente para climatizar espacios, incluso en condiciones exteriores adversas.

Las bombas de calor son sistemas termodinámicos que permiten transferir energía térmica desde un foco de baja temperatura a otro de mayor temperatura, mediante la aportación de trabajo mecánico. En aplicaciones residenciales, este principio se aprovecha para proporcionar calefacción en invierno, refrigeración en verano y, en muchos casos, agua caliente sanitaria (ACS). Este comportamiento reversible convierte a la bomba de calor en una solución eficiente y polivalente para climatización.

Desde el punto de vista del medio desde el cual extraen la energía térmica y el medio al cual la transfieren, las bombas de calor se clasifican del siguiente modo:

- **Aire/Aire:** Captan energía del aire exterior y la entregan en forma de aire caliente (modo calefacción) o aire frío (modo refrigeración) al interior del edificio.
- **Aire/Agua:** Captan energía del aire exterior, pero la entregan al agua de un circuito hidráulico. Este agua puede distribuirse a través de emisores como

2.2.4. Geotermia

La energía geotérmica es una tecnología renovable todavía poco conocida y con baja implantación en el ámbito residencial, principalmente debido a sus costes de instalación elevados y a la necesidad de obra civil especializada. Sin embargo, se trata de una solución de alta eficiencia energética que aprovecha la temperatura constante del subsuelo para climatizar viviendas durante todo el año.

La bomba de calor geotérmica utiliza el terreno como fuente de energía térmica en invierno y como sumidero en verano. Su principal ventaja frente a otros sistemas es la estabilidad térmica del subsuelo, que mantiene una temperatura prácticamente constante a lo largo del año, lo que se traduce en un rendimiento energético muy elevado.

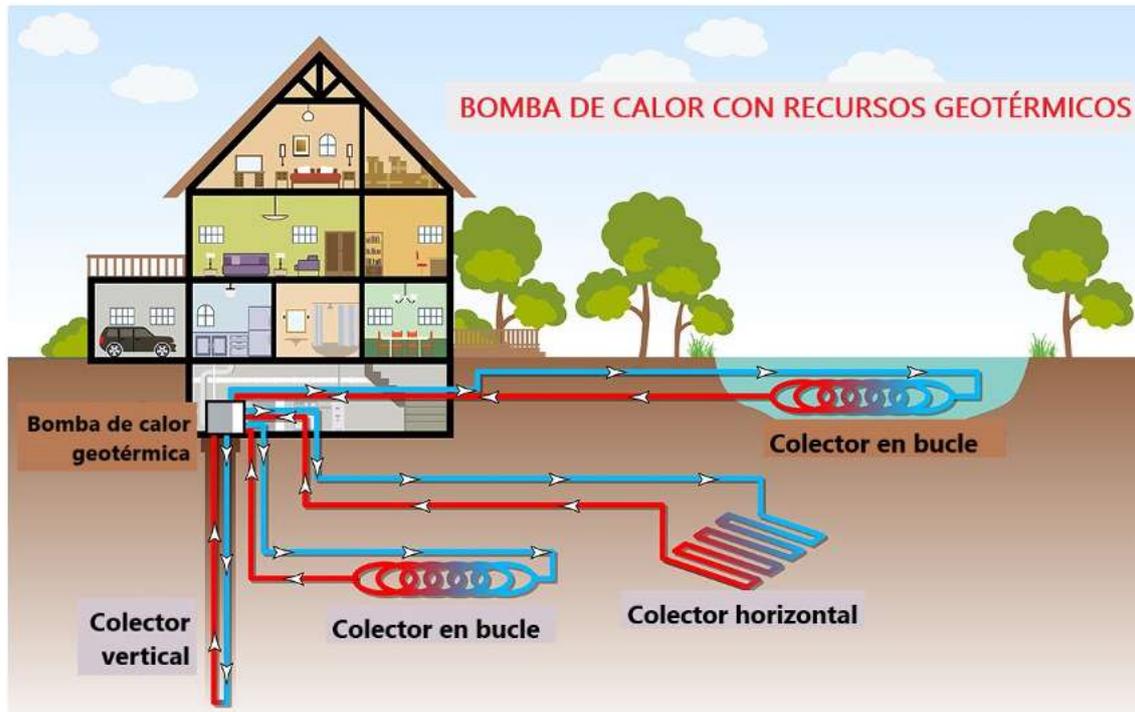
Este tipo de bomba de calor funciona como un sistema agua-agua, en el que un fluido caloportador circula entre la bomba y el subsuelo a través de un intercambiador geotérmico, transfiriendo calor al refrigerante del ciclo termodinámico. Según la estación del año, el evaporador o el condensador ceden o absorben calor del terreno. Para ello, las bombas están equipadas con intercambiadores específicos que permiten el intercambio térmico entre el terreno y el sistema interior de climatización.

Existen varias configuraciones de captación geotérmica, adaptadas a las condiciones del terreno, al espacio disponible y al tipo de edificación:

- **Captación vertical:** Consiste en perforaciones profundas (normalmente entre 50 y 150 metros) en las que se introducen sondas en forma de U por las que circula el fluido. Este sistema ofrece un alto rendimiento térmico y requiere poco espacio en planta, aunque su coste inicial es elevado debido a la maquinaria y obra especializada que necesita.
- **Pilotes geotérmicos:** Variante de la captación vertical en la que se aprovechan los elementos estructurales de cimentación (pilotes) como intercambiadores térmicos, integrando así la instalación geotérmica en el propio sistema constructivo del edificio. Es una opción interesante en obra nueva de cierta envergadura.
- **Captación horizontal:** Consiste en tuberías enterradas superficialmente (a una profundidad de entre 1 y 2 metros) en zanjas extendidas en el terreno. Requiere una gran superficie de terreno disponible, ya que su rendimiento es inferior al del sistema vertical debido a la mayor influencia de la temperatura ambiente en las capas superficiales del suelo. No obstante, es una opción más económica y sencilla de ejecutar.
- **Pozos de agua (sistema de lazo abierto):** Cuando el terreno dispone de un acuífero próximo y accesible, se puede realizar un sistema abierto

que extrae agua de un pozo, la utiliza para el intercambio térmico en la bomba de calor, y la devuelve posteriormente al acuífero mediante un pozo de reinyección. Este sistema ofrece un excelente rendimiento, aunque está sujeto a limitaciones legales y ambientales en función de la normativa hidráulica local.

Figura 8: Esquema de un sistema de Geotermia en una vivienda



Fuente: Geotermiaonline, 2024 [8]

2.2.5. Mini eólica

La energía mini eólica es el aprovechamiento de los recursos eólicos mediante aerogeneradores de potencia inferior a 100 kW, orientados principalmente al autoconsumo energético en viviendas, explotaciones rurales o pequeñas instalaciones. De acuerdo con las normas internacionales, estos equipos deben tener un área de barrido inferior a 200 m², lo que los diferencia claramente de los aerogeneradores industriales utilizados en grandes parques eólicos [20] (¿Qué Es La Energía Minieólica? - APPA Renovables, 2023)

El funcionamiento de estos sistemas es similar al de sus equivalentes de gran potencia: el viento acciona las palas, que están unidas a un rotor que convierte la energía cinética en energía mecánica de rotación. Esta energía se transfiere a un generador eléctrico, que produce electricidad. A continuación, un inversor adapta esa electricidad para su consumo doméstico. Los sistemas incluyen también un limitador de potencia por seguridad, así como un timón para orientar el aerogenerador en función de la dirección del viento y una torre que eleva

las palas a zonas con mayor velocidad y estabilidad del flujo de aire [7] (Endesa, 2024).

Existen dos tipos principales de aerogeneradores para autoconsumo:

- **Eje horizontal:** Son los más comunes y eficientes. Necesitan orientación al viento predominante y un espacio libre de obstáculos

Figura 9: Aerogenerador mini eólica de eje vertical



Fuente : RE-Magazine Saunier Duval, 2019 [21]

- **Eje vertical:** De diseño más reciente, pueden captar viento desde cualquier dirección y se adaptan mejor a entornos urbanos, aunque con un rendimiento algo inferior [7] (Endesa, 2024).

Figura 10: Aerogenerador mini eólica de eje vertical



Fuente: Kliux (s.f) [11]

2.3. Ejemplos de proyectos operativos

Tal y como se ha mencionado anteriormente, la combinación de energía solar fotovoltaica y aerotermia se ha consolidado como una solución eficiente y sostenible para lograr la autosuficiencia energética en viviendas unifamiliares. A continuación, se presentan algunos casos destacados que ilustran la viabilidad y los beneficios de esta integración tecnológica.

a. Viviendas en Moncloa, Madrid

En 2023, la empresa Remica llevó a cabo una intervención energética en un edificio residencial de 34 viviendas y 12 plantas construido en 1976, ubicado en el distrito de Moncloa (Madrid). El sistema original, basado en una caldera de gas de 270 kW, fue sustituido por un sistema híbrido compuesto por seis bombas de calor aerotérmicas y 15 paneles solares fotovoltaicos de 500 W, manteniéndose la caldera como apoyo.

La actuación incluyó además la instalación de repartidores de costes y válvulas termostáticas para individualizar consumos, lo que permitió una mejor gestión de la energía a nivel de vivienda.

Los resultados fueron muy positivos: el edificio redujo su consumo energético en un 62,10% (equivalente a 211.379 kWh/año), disminuyó sus emisiones de CO₂ en un 54,18% (37,62 toneladas anuales), y logró un ahorro económico del 34,26% en la factura energética (15.666 €/año). El proyecto se benefició de deducciones fiscales en el IRPF y bonificaciones en el IBI, vigentes para este tipo de rehabilitaciones energéticas [23] (Sánchez Molina, 2025).

b. Promoción residencial 100% renovable en A Coruña

En el barrio de Vismas (A Coruña), la promotora Arial ha desarrollado en 2024 una promoción de viviendas plurifamiliares pionera en Galicia, caracterizada por su apuesta por un sistema energético basado exclusivamente en energías renovables. El proyecto combina energía solar fotovoltaica para autoconsumo colectivo con aerotermia para calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria (ACS), prescindiendo completamente del uso de combustibles fósiles. Tal como señala el artículo, *“las viviendas no tendrán suministro de gas, toda la energía será eléctrica, procedente de fuentes limpias”* [12] (La Voz de Galicia, 2024).

La instalación de paneles solares en las cubiertas proporciona energía para las zonas comunes y para los consumos individuales, mientras que el sistema de aerotermia individual por vivienda permite climatizar los espacios con una alta eficiencia. Según la promotora, el objetivo es alcanzar *“una promoción 100 % sostenible y descarbonizada, con emisión neta cero”* y reducir al mismo tiempo el gasto energético de los propietarios [12] (La Voz de Galicia, 2024).

Este proyecto refleja una tendencia creciente hacia edificios residenciales de consumo casi nulo, en línea con los objetivos marcados por el PNIEC y la normativa europea en materia de eficiencia energética y electrificación del parque edificatorio.

Figura 11: Viviendas con autoconsumo en A Coruña



Fuente: La Voz de Galicia 2024 [12]

c. Vivienda con Autoconsumo en Tuernes, Asturias.

La vivienda dispone de una instalación fotovoltaica con una potencia pico de 8.480 W, compuesta por 32 módulos Rec Solar TwinPeak de 265 W cada uno. El sistema de almacenamiento está formado por cuatro baterías de ion-litio de 3 kWh, lo que proporciona una capacidad total útil de 12 kWh.

El dimensionamiento tanto del campo fotovoltaico como del sistema de almacenamiento se ha realizado con el objetivo de garantizar una autonomía energética prácticamente total, alcanzando una cobertura sin necesidad de apoyo de generadores en el 96 % de los días del año, según los datos climatológicos anuales registrados en la zona. (Ambientales y Energía, 2017)

El sistema es capaz de cubrir el 100 % de la demanda eléctrica de la vivienda siempre que la radiación solar diaria supere los 1,2 kWh/m².

Figura 12: Viviendas con autoconsumo en Tuernes, Asturias



Fuente: Ambientales y Energía, 2017

2.4. Tecnologías seleccionadas para el proyecto

Para este proyecto se ha optado por implementar dos tecnologías renovables complementarias y altamente consolidadas en el ámbito residencial: la energía solar fotovoltaica y la aerotermia. La combinación de ambas permite cubrir de forma integral las necesidades eléctricas y térmicas de la vivienda, maximizando la eficiencia energética, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y promoviendo un modelo de autoconsumo distribuido y sostenible.

Energía solar fotovoltaica con conexión a red y almacenamiento

Se ha seleccionado un sistema de autoconsumo fotovoltaico con conexión a red y baterías, modalidad que permite aprovechar la generación solar tanto en tiempo real como en diferido. Esta configuración incluye:

- Vertido de excedentes a la red (con compensación simplificada),
- Acumulación en baterías para mejorar la tasa de autoconsumo

Además, el uso de baterías permite almacenar la energía sobrante generada durante las horas de máxima radiación, para cubrir consumos nocturnos o picos de demanda, mejorando la autonomía energética del sistema.

Aeroterminia para calefacción, refrigeración y ACS

En cuanto a la demanda térmica, se ha optado por sustituir el sistema de calefacción existente por una instalación de aeroterminia aire-agua con bomba de calor, que permite cubrir las necesidades de:

- Calefacción en invierno
- Refrigeración en verano
- Agua caliente sanitaria (ACS) durante todo el año.

La aeroterminia ha sido seleccionada por su elevada eficiencia energética, su compatibilidad con la energía fotovoltaica y su capacidad para electrificar completamente la demanda térmica de la vivienda, eliminando así la dependencia de sistemas de combustión. Además, se trata de una tecnología madura, con bajo mantenimiento, y que puede integrarse fácilmente en rehabilitaciones o viviendas de una sola planta como la analizada.

La elección de estas dos tecnologías responde al objetivo general del proyecto: diseñar un sistema energético integral para una vivienda unifamiliar que sea técnica y económicamente viable, ambientalmente sostenible, y que avance hacia un modelo energético descarbonizado, tal como promueve el PNIEC y los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

3. Localización y emplazamiento

3.1. Localización y características del emplazamiento

El proyecto se sitúa en el término municipal de Ullastret, en la provincia de Gerona (Cataluña, España). Se trata de una vivienda unifamiliar de uso vacacional con previsión de ser utilizada como residencia habitual en el futuro.

Los datos geográficos del emplazamiento son los siguientes:

- **Latitud:** 41.9982° N
- **Longitud:** 3.0666° E
- **Altitud:** 35 metros sobre el nivel del mar
- **Superficie construida:** 205,2 m²
- **Huso horario:** GMT+1 (CET)

La vivienda se encuentra en una zona rural con baja densidad edificatoria, lo que facilita la integración de sistemas energéticos renovables como la energía solar fotovoltaica y la aeroterminia sin restricciones urbanísticas relevantes.

A continuación, se muestra un mapa con la localización exacta de la vivienda.

Figura 13: Localización de la vivienda

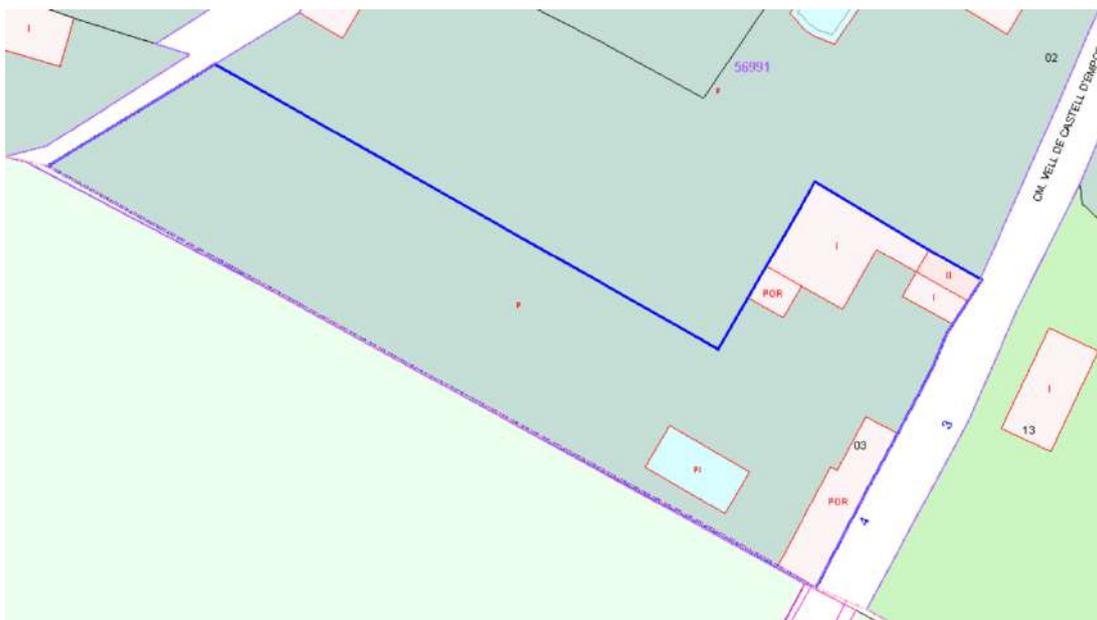


Fuente: Google Maps

La vivienda se encuentra en una parcela con 2.054 m² de superficie y se encuentra registrada en el Catastro Inmobiliario con la siguiente referencia catastral: 5699103EG0459N0001KU.

A continuación, se presenta el plano de distribución correspondiente, obtenido a través de la sede electrónica del Catastro, que refleja la organización espacial de la edificación.

Figura 14: Parcela Catastral



Fuente: Google Maps

Tal y como se aprecia en el plano de distribución catastral, la parcela cuenta con suficiente superficie libre, lo que permite la implantación de la instalación fotovoltaica sin limitaciones significativas de espacio.

3.2. Características climatológicas

La ubicación del proyecto, en la provincia de Gerona, presenta un clima típicamente mediterráneo, con inviernos suaves y veranos soleados. Esta combinación resulta especialmente favorable para la integración de sistemas de aerotermia, cuyo rendimiento estacional mejora en zonas con temperaturas moderadas, y para la producción solar, dado el elevado número de horas de irradiación directa anuales.

Para conocer la zona climática se hace uso de la tabla a del anejo B (p.46) del documento básico HE de ahorro de energía.

Figura 15: Tabla de Zonas climáticas por provincia y altura sobre el nivel del mar

Tabla a-Anejo B. Zonas climáticas

Provincia	Altitud sobre el nivel del mar (h)																						
	≤ 50 m	51 - 100 m	101 - 150 m	151 - 200 m	201 - 250 m	251 - 300 m	301 - 350 m	351 - 400 m	401 - 450 m	451 - 500 m	501 - 550 m	551 - 600 m	601 - 650 m	651 - 700 m	701 - 750 m	751 - 800 m	801 - 850 m	851 - 900 m	901 - 950 m	951 - 1000 m	1001 - 1050 m	1051 - 1250 m	1251 - 300 m
Albacete		C3									D3									E1			
Alicante/Alacant		B4				B3	C3			D3													
Almería	A4	B4		B3			C3			D3													
Araba/Álava		D1						E1															
Asturias	C1	D1						E1															
Ávila		D2						E1															
Badajoz		C4			C3			D3															
Balears, Illes		B3			D2			D1			C3			E1									
Barcelona		C2			D2			D1			E1												
Bizkaia		C1						D1															
Burgos		D1						E1															
Cáceres		C4						D3						E1									
Cádiz	A3	B3			C3			C2			D3			E1									
Cantabria	C1	D1						E1															
Castellón/Castelló	B3	C3						D3			D2			E1									
Ceuta		B3						D3															
Ciudad Real		C4						C3			D3												
Córdoba	B4	C4						D3															
Coruña, A	C1	D3						D1						D2			E1						
Cuenca		D1						D3			E1			D2			E1						
Gipuzkoa		D1						E1															
Gerona	C2	D2						E1															
Granada	A4	B4			C4			C3			D3			E1									
Guadalajara		D3						D2			E1												
Huelva	A4	B4			B3			C3			D3												
Huesca		C3			D3			D2			E1												
Jaén		B4						C4			D3			E1									
León		E1						D3															
Lleida	C3	D3						E1															
Lugo		D1						E1															
Madrid		C3						D3			D2			E1									
Málaga	A3	B3			C3			D3			E1												
Melilla		A3						D3															
Murcia	B3	C3						D3			E1												
Navarra	C2	D2			D1			E1															
Ourense	C3	C2			D2			E1															
Palencia		D1						D2			E1												
Palmas, Las		α3			A2			B2			C2												
Pontevedra		C1						D1															
Rioja, La	C2	D2						E1															
Salamanca		D2						E1															
Santa Cruz de Tenerife		α3			A2			B2			C2												
Segovia		D2						E1															
Sevilla	B4	C4						D1						E1									
Soria		D2						D1			E1												
Tarragona	B3	C3			C2			D2			D3			E1									
Teruel		C3						C2			D2						E1						
Toledo		C4						D3															
Valencia/València	B3	C3						D2			D3			E1									
Valladolid		D2						E1															
Zamora		D2						E1															
Zaragoza	C3	D3						E1															

Fuente: (Ministerio de Vivienda y Agenda Urbana, 2022, p. 46) [15]

Empleando la tabla, se obtiene que la zona climática del emplazamiento es la C2.

Con el objetivo de disponer de datos climáticos representativos del emplazamiento, se han consultado tres bases de datos meteorológicas: Meteonorm v8.2, PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System, de la Comisión Europea) y NASA POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources). A partir de estas fuentes se han obtenido los valores mensuales de radiación global horizontal para la localidad de Ullastret (Gerona), que servirán como base para los cálculos de simulación energética de la instalación fotovoltaica.

Tabla 1: Radiación solar sobre el plano horizontal en el emplazamiento

Mes	Gh (kWh/m ²)		
	Meteonorm	NASA	PVGIS
Enero	59	62	67
Febrero	77	72	75
Marzo	124	130	136
Abril	152	142	153
Mayo	185	189	186
Junio	202	205	217
Julio	203	217	220
Agosto	180	177	188
Septiembre	131	128	135
Octubre	96	102	107
Noviembre	61	61	62
Diciembre	52	61	61
Total	1520	1546	1606

Fuente: Elaboración propia a partir de Meteonorm, NASA POWER y PVGIS

Los datos climáticos obtenidos a partir de las plataformas meteorológicas presentan algunas diferencias en los valores de irradiación global asignados al emplazamiento. Las bases de datos de NASA y Meteonorm muestran resultados muy próximos entre sí a lo largo del año, mientras que PVGIS ofrece estimaciones ligeramente superiores, especialmente en los meses de verano.

Con el objetivo de adoptar una postura conservadora en el dimensionamiento de la instalación y evitar sobreestimar la producción energética, se ha optado por utilizar los datos de Meteonorm, al tratarse de la fuente que presenta el escenario más restrictivo en términos de recurso solar disponible. Esta elección permite asegurar que los resultados obtenidos no estén condicionados por hipótesis excesivamente optimistas y, por tanto, sean más robustos en escenarios reales de operación.

Adicionalmente, Meteonorm ofrece la ventaja de generar archivos meteorológicos compatibles de forma directa con herramientas de simulación como PVsyst, lo que facilita su integración técnica en el proceso de análisis y garantiza la coherencia de los resultados a lo largo del proyecto.

Tabla 2 : Datos meteorológicos de Ullastret

Mes	Gh (kWh/m²)	Dh (kWh/m²)	Bn (kWh/m²)	Ta (°C)	FF (m/s)
Enero	59	27	91	7,8	2,9
Febrero	77	32	104	8,4	3,2
Marzo	124	51	138	11,1	3,3
Abril	152	69	136	13,6	3,5
Mayo	185	88	152	17	3,3
Junio	202	92	167	21,7	3,2
Julio	203	86	178	23,9	3,1
Agosto	180	80	157	23,8	3,1
Septiembre	131	63	120	20,4	2,9
Octubre	96	44	110	17	2,9
Noviembre	61	27	90	11,8	3,1
Diciembre	52	21	94	8,6	2,8
Total anual	1520	681	1539	n.a.	n.a.
Media anual	n.a.	n.a.	n.a.	15,4	3,1

Fuente: Elaboración propia a partir de Meteonorm, 2021

Incertidumbre de valores anuales: Gh=4%, Bn=8%, Ta=0,8°C

Gh: Radiación global sobre el plano horizontal (kWh/m²).

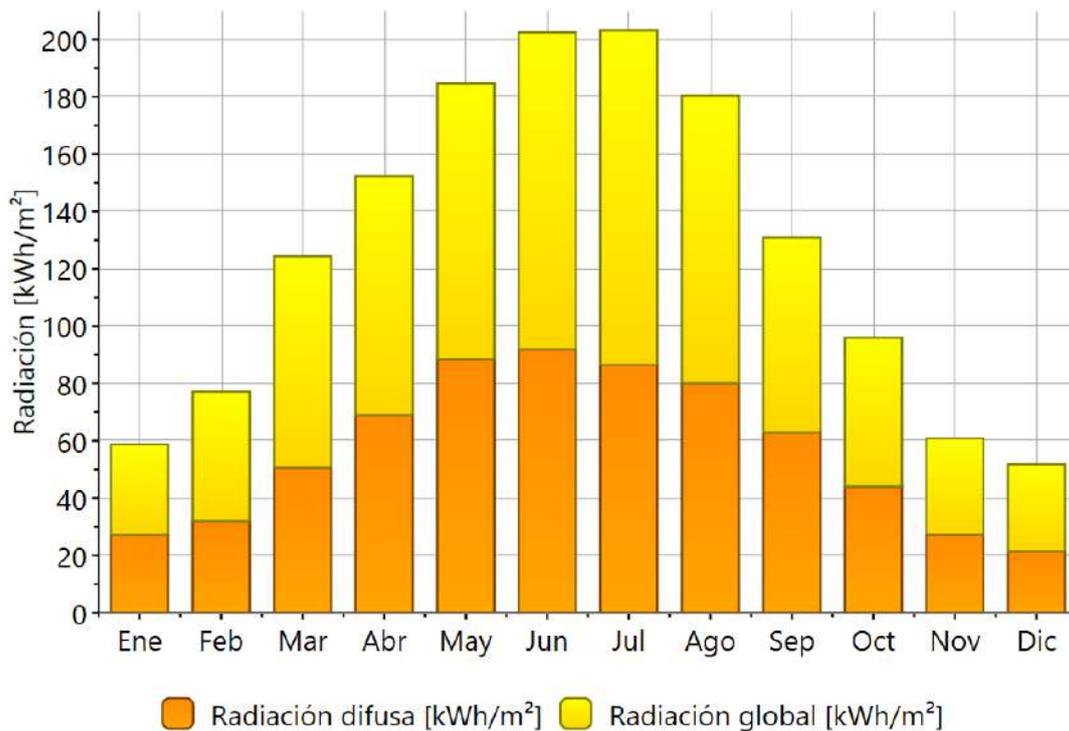
Dh: Radiación difusa sobre el plano horizontal (kWh/m²).

Bn: Radiación directa sobre el plano horizontal (kWh/m²).

Ta: Temperatura media mensual (°C).

FF: Velocidad del viento (m/s).

Figura 16: Radiación solar en Ullastret en un año natural



Fuente: (Meteonorm, 2021)

4. Descripción de la vivienda

4.1. Características de la vivienda

La vivienda objeto de estudio es una vivienda unifamiliar aislada, ubicada en el municipio de Ullastret (Gerona), en una zona rural del Baix Empordà. Se trata de una construcción destinada inicialmente a uso vacacional, aunque con la previsión de convertirse en residencia habitual en el futuro.

El inmueble fue construido entre los años 2004 y 2005 y presenta una distribución mayoritariamente en una sola planta. La superficie total construida es de 205,2 m², de los cuales 187,05 m² corresponden a la planta baja, mientras que una pequeña parte de la vivienda (18,15 m²) se desarrolla en una segunda planta. Esta

configuración ofrece una tipología arquitectónica funcional y bien adaptada a su uso residencial.

La vivienda tiene una buena exposición solar y facilita la implantación de sistemas fotovoltaicos sin interferencias de sombras. La cubierta es inclinada, aunque su orientación y pendiente exacta se determinarán en fases posteriores del proyecto para optimizar el rendimiento energético de la instalación solar. Además, la parcela cuenta con un solar anexo junto al jardín, que ofrece una alternativa viable para ubicar los módulos en estructura sobre suelo

En la actualidad, la vivienda dispone de suministro eléctrico convencional y un sistema de calefacción mediante caldera de gasoil, que se prevé sustituir por un sistema de aerotermia de alta eficiencia. Esta actuación forma parte de una estrategia de transformación energética que incluye la instalación de paneles solares fotovoltaicos con baterías, el aprovechamiento térmico mediante aerotermia, y la futura incorporación de un cargador para vehículo eléctrico.

Figura 17: Planos de la vivienda

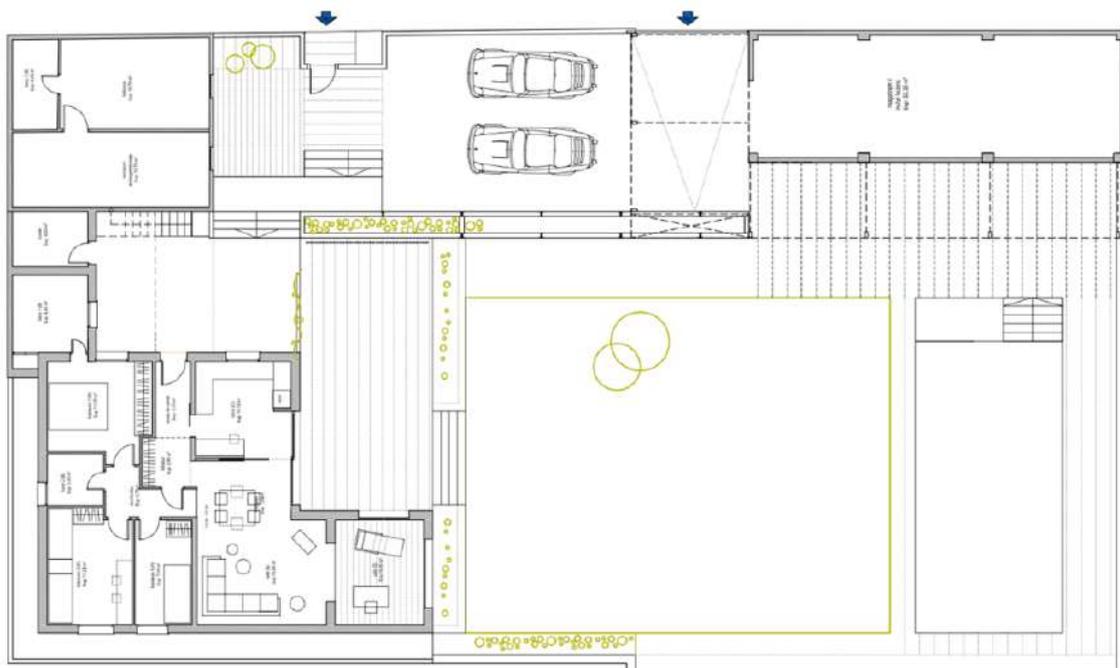


Tabla 3 : Distribución de la vivienda

Estancias climatizadas	Superficie [m²]
Habitación 1	11,35
Habitación 2	11,25
Habitación 3	7
Habitación 4	12
Habitación 5	11,9
Salón-comedor	22,9
Despacho	10,85
Cocina	10,15
Recibidor	6,05
Distribuidor	3,75
Baño 1	6,8
Baño 2	3,4
Baño 3	4,9
Baño 4	4,9
Pasillo	3,5
Sala de Estar	17,3
TOTAL	148
Estancias no climatizadas	
Cobertizo	52,35
Trastero	4,85
TOTAL	57,2

Fuente: Elaboración propia

4.2. Consumo eléctrico

4.2.1. Vehículo eléctrico

Además, dado que se prevé la adquisición de un vehículo eléctrico en un futuro cercano, es necesario considerar el consumo asociado a la recarga de su batería. Debido a que en el momento de realizar este estudio no se ha definido con certeza el modelo concreto del vehículo eléctrico a adquirir, se opta por emplear como referencia el modelo más representativo del mercado.

Por ello, se ha tomado como base el vehículo eléctrico más vendido en España en el año 2024, el Tesla Model 3, por su implantación consolidada, eficiencia y compatibilidad con instalaciones de autoconsumo energético.

Figura 18: Vehículo eléctrico más vendido en España en 2024. Tesla Model 3



Entre las características principales del Tesla Model 3, cabe destacar su autonomía de hasta 602 km con una sola carga y está equipado con una batería de 75 kWh de capacidad útil, que puede recargarse tanto desde la red eléctrica convencional como a partir de los excedentes de la instalación fotovoltaica de la vivienda. Para efectos de este estudio, se adopta un consumo medio estimado de 15 kWh por cada 100 km recorridos, una cifra representativa considerando las distintas versiones del modelo disponibles en el mercado.

Se considera un uso medio de 40 a 50 km diarios, principalmente asociado a desplazamientos cotidianos como el trabajo, recados o salidas locales. Esto representa un recorrido anual aproximado de entre 14.600 y 18.250 km. En consecuencia, la demanda energética anual para la recarga del vehículo se sitúa en un rango de entre 2.190 y 2.738 kWh/año, aproximadamente.

Esta demanda supone una parte significativa del consumo eléctrico residencial y será tomada en cuenta en el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica, con el objetivo de maximizar el autoconsumo y reducir la dependencia de la red eléctrica convencional.

4.2.2. Demanda de energía eléctrica

Para estimar la demanda de los equipos eléctricos de la vivienda, se han tenido en cuenta los electrodomésticos presentes en el hogar y, a partir de sus fichas técnicas, se ha determinado el consumo medio anual de cada aparato en función del uso real que se les va a dar en la vivienda. Este procedimiento permite obtener una valoración precisa del consumo eléctrico, ya que combina la potencia nominal

de cada equipo con el tiempo efectivo de funcionamiento, ajustando así el cálculo a los hábitos de uso específicos del hogar.

Tabla 4: Consumo eléctrico teórico de la vivienda

Equipo	Modelo / Marca	Cantidad	Potencia Nominal (W)	Uso Estimado	Consumo Anual (kWh)
Vehículo eléctrico	Tesla Model 3	1	-	40-50 km/día	2500
Frigorífico principal	Whirlpool W9821COX2 (Clase E)	1	160 W	24 h/día	280,3
Mininevera exterior	Cecotec Coolmarket TT Origin 90	1	90 W	24 h/día	86,4
Vitrocerámica de inducción	Neff T58FHS1L0 (7400 W)	1	7400 W	0.75 h/día × 250 días	925
Campana extractora	FRECAN FINE 90	1	125 W	0.5 h/día × 250 días	15,6
Horno	NEFF B5ACH7AN3F	1	3500 W	1 h/día × 180 días	630
Horno microondas	Neff HLAWD23N0	1	800 W	0.15 h/día × 250 días	30
Lavavajillas	Miele G5050 SCVi	1	2100 W	0.8 kWh/ciclo × 180 días (1 ciclo cada 2 días)	144
Lavadora	Bosch WNC254A0ES	1	2300 W	280 lavados (52kWh / 100 ciclos) + 100 secados (305 kWh/100 ciclos)	450,6
Televisores (2 principales)	LG UHD Ultimate AI UA75 (65")	2	120 W	1,5 h/día × 300 días	108
Televisor (hab. invitados)	LG UHD Ultimate AI UA75 (65")	1	120 W	1 h/día × 90 días	10,8
Ordenador sobremesa	Apple iMac M4	1	85 W	5 h/día × 200 días	85
Portátil	MacBook Pro 2022	1	65 W	2 h/día × 200 días	26
Carga móviles/tablets	-	4	10 W c/u	2 h/día × 365 días	29,2
Bombillas LED interior	-	52	7 W c/u	3 h/día × 300 días	327,6
Bombillas jardín/piscina	-	18	7 W c/u	2 h/día × 150 días	37,8
Ventiladores de techo	-	3	70 W c/u	3 h/día × 90 días	56,7
Consola videojuegos	PlayStation 5	1	140 W	1 h/día × 90 días	12,6
Barra de sonido	-	1	50 W	1,5 h/día × 365 días	22,5

Aspiradores	Tradicional + Roomba	2	500 W + 33 W	2 h + 3 h/semana × 50 semanas	90
Cafetera Nespresso	-	1	1300 W	0.1 h/día × 300 días	39
Calentador de agua eléctrico	-	1	2000 W	0.05 h/día × 250 días	25
Tostadora + sandwichera	-	2	700 W c/u	0.1 h/día × 250 días	35
Plancha de pelo	-	1	60 W	0.1 h/día × 200 días	1,2
Secadores de pelo	-	2	1800 W c/u	0.15 h/día × 180 días	97,2

Fuente: Elaboración propia

El total estimado de la demanda eléctrica anual de los electrodomésticos y equipos eléctricos, excluyendo los sistemas de climatización, es de 6066 kWh/año. Excluyendo el consumo teórico producido por el vehículo eléctrico, el consumo de aparatos eléctricos es de 3566 kWh/año.

Dado que la mayoría de estos equipos se utilizan de manera constante a lo largo del año y su uso no depende de las condiciones climáticas, se ha distribuido uniformemente este consumo en los 12 meses del año, lo que resulta en una demanda eléctrica mensual de aproximadamente 505 kWh/mes.

4.2.3. ACS

Para el cálculo de la demanda de Agua Caliente Sanitaria (ACS) en la vivienda objeto de estudio, se ha seguido la metodología establecida en el Documento Básico de Ahorro de Energía (DB HE) del Código Técnico de la Edificación (CTE), versión 2019, concretamente en su Anejo F, titulado "Demanda de referencia de ACS".

Según dicho anejo, la demanda de referencia de ACS para edificios de uso residencial privado se obtiene considerando un consumo diario de 28 litros por persona, con una temperatura de preparación de 60 °C. Este valor representa una referencia estándar para el diseño de instalaciones de producción de ACS.

Dado que se emplea un sistema de acumulación de ACS, se considera que la demanda es uniforme a lo largo del día, por lo que el cálculo se realiza de forma mensual. La demanda mensual en litros se determina mediante la siguiente expresión:

$$D_i = n^{\circ} \text{ personas} * 28 * \frac{L}{\text{persona} * \text{día}} * N_i$$

Donde:

D_i : Demanda de ACS en el mes i , en litros

n° personas: Número de ocupantes de la vivienda

N_i : Número de días del mes i

Por ello, la demanda obtenida en litros para cada mes es:

Tabla 5 : Demanda (L) mensual de ACS de la vivienda

Mes	Demanda (L)
Enero	4.340
Febrero	3.920
Marzo	4.340
Abril	4.200
Mayo	4.340
Junio	4.200
Julio	4.340
Agosto	4.340
Septiembre	4.200
Octubre	4.340
Noviembre	4.200
Diciembre	4.340
TOTAL	51.200

Fuente: Elaboración propia

Para determinar la energía necesaria para elevar la temperatura del agua hasta el valor de referencia de 60 °C, se emplea la siguiente expresión:

$$E_i = V_i * \rho_a * C_a * (T_f - T_i)$$

Donde:

E_i : Energía requerida en el mes i (kWh)

V_i : Volumen mensual de agua caliente demandada (L)

ρ_a : Densidad del agua (kg/L)

Ca : Calor específico del agua (kWh/kg·°C)

T_f : Temperatura final deseada (60 °C)

T_i : Temperatura media mensual del agua fría de red (°C)

Los valores utilizados para las propiedades físicas del agua son:

Tabla 6 : Propiedades caloríficas del agua

Densidad [ρ_a]	0,98kg/L
Calor Específico (Ca)	0,0016 kWh/(kg·°C)

Fuente: Elaboración propia

Las temperaturas medias mensuales del agua fría necesarias para el cálculo (T_i) se obtienen del Anejo G del Documento Básico HE de Ahorro de Energía del CTE 2019, que proporciona estos valores para cada provincia. Se debe tener en cuenta que los valores proporcionados para Gerona son a una altura de 70m y dado que el proyecto se sitúa a 35m, se han de corregir los valores. Para ello, se hará uso de esta fórmula presentada en el Anejo G.

$$TAFY = TAFCP - B * Az$$

Donde:

$TAFCP$: Temperatura media mensual del agua fría correspondiente a la capital de provincia (obtenida del Anejo G del CTE).

B : Coeficiente de corrección por altitud:

Valor de 0,0066 para los meses de octubre a marzo.

Valor de 0,0033 para los meses de abril a septiembre.

Az : Diferencia de altitud entre la localidad en estudio y su capital de provincia, es decir:

Esta fórmula permite ajustar la temperatura del agua fría de red en función de la altitud local, cuando no se dispone de datos específicos para una población determinada.

Tabla 7 : Corrección de temperatura del agua fría de la red según la altura

Mes	Temperatura [°C]	
	h=70m	h=35m
Enero	8	8.23
Febrero	8	8.23
Marzo	10	10.23
Abril	11	11.12
Mayo	13	13.12
Junio	15	15.12
Julio	17	17.12
Agosto	18	18.12
Septiembre	17	17.12
Octubre	15	15.23
Noviembre	12	12.23
Diciembre	9	9.23

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenidos estos datos, se puede calcular la energía necesaria por mes para el ACS de la vivienda. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 8 : Consumo de ACS de la vivienda

Mes	Demanda Vi(L)	Ti [°C]	Tf [°C]	Ei [kWh]
Enero	4.340	8,23	60	352,90
Febrero	3.920	8,23	60	318,67
Marzo	4.340	10,23	60	338,30
Abril	4.200	11,12	60	323,68
Mayo	4.340	13,12	60	317,94
Junio	4.200	15,12	60	295,68
Julio	4.340	17,12	60	293,10
Agosto	4.340	18,12	60	284,74
Septiembre	4.200	17,12	60	284,52
Octubre	4.340	15,23	60	306,62
Noviembre	4.200	12,23	60	314,86
Diciembre	4.340	9,23	60	344,26
TOTAL	51.200			3.784,37

Fuente: Elaboración propia

4.2.4. Demanda de energía térmica

Para la estimación de la demanda térmica anual de la vivienda, se ha utilizado el programa CLIMA de Acetyr, una herramienta que permite modelar edificios según la normativa de construcción vigente, en este caso el Código Técnico de la Edificación (CTE). Dentro del programa, se ha seleccionado la zona climática C2, correspondiente a la ubicación de Ullastret, lo que determina las condiciones climáticas de referencia y las tipologías constructivas por defecto.

Al seleccionar dicha zona, el software asigna automáticamente una serie de cerramientos tipo (muros, cubiertas, huecos, etc.) con propiedades térmicas ajustadas a esa clasificación climática, aunque estos pueden ser modificados manualmente para reflejar con mayor precisión las características reales del edificio.

Es importante señalar que en este estudio no se ha incluido las zonas que no se desean climatizar como el trastero y el cobertizo. Para la definición de las condiciones exteriores, se ha empleado la base de datos meteorológica incluida en

CLIMA, seleccionando la estación más próxima con condiciones similares de altitud y latitud a las de Ullastret, con el fin de obtener resultados representativos del comportamiento térmico real de la vivienda.

Tabla 9 : Estación climatológica de referencia

Ciudad	Aeropuerto de Gerona (Costa Brava) (0367)
Altitud[m]	35.00
Latitud[°]	41.90
Temperatura terreno[°C]	5.00
Temperatura exterior máxima[°C]	32.50
Humedad relativa coincidente	36.52
Temperatura exterior mínima[°C]	-1.00
Humedad relativa coincidente calefacción	86.50
Oscilación media anual[°C]	35.20
Oscilación media diaria[°C]	16.40
Oscilación media diaria invierno[°C]	0.50

Fuente: CLIMA Acetyr

Una vez definidas las condiciones exteriores de diseño, se procede a establecer el uso previsto del edificio, que en este caso es residencial unifamiliar. La actividad térmica interna se corresponde con una ocupación de tipo sentado trabajo ligero.

La vivienda presenta una densidad de ocupación aproximada de 25 m² por persona, y el sistema de iluminación está compuesto íntegramente por tecnología LED, con una potencia instalada media de 3 W/m². Esta configuración contribuye a mantener bajos los niveles de carga interna térmica y optimizar el consumo energético.

A continuación, se detallan los cerramientos definidos en el programa CLIMA de Acetyr, utilizados para la estimación de la demanda térmica de la vivienda. La configuración incluye tanto cerramientos exteriores (muros, cubiertas y suelos en contacto con el ambiente exterior o espacios no climatizados) como cerramientos interiores, que separan zonas habitables de otras no calefactadas o de distinta condición térmica dentro del edificio.

Tabla 10 : Características de los cerramientos de la vivienda

Tipo	Local	Superficie [m ²]	Orientación	Composición	Transmitancia [W/ m ² K]	Peso [Kg/m ²]
Muro_Exterior	Salon	22.18	Oeste	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Salon	4.39	Sur	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Despacho	2.93	Sur	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Despacho	4.13	Este	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Cocina	4.28	Sur	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Cocina	6.55	Este	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Recibidor	2.35	Este	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Habitación1	7.95	Norte	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Habitación1	7.70	Este	FIT Ref. Z_C	0.50	560.57
Muro_Exterior	Trastero	2.47	Sur	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Baño 1	6.50	Norte	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Baño 1	5.30	Sur	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Baño 1	9.00	Oeste	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Baño 2	4.37	Norte	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Habitación2	9.18	Norte	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Habitación2	6.42	Oeste	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Habitación3	3.30	Oeste	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Habitación4	8.90	Sur	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Habitación4	12.00	Norte	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Habitación4	7.80	Oeste	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Habitación4	30.00	Este	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Habitación5	10.88	Este	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Habitación5	7.10	Sur	FEI Ref. Z_C	0.42	186.29
Muro_Exterior	Pasillo	3.00	Este	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Baño 4	4.89	Este	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Baño 4	9.00	Norte	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Sala de estar	17.40	Oeste	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Exterior	Sala de estar	7.10	Sur	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Techo_Otro	Salon	22.94	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Salon	22.94	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Despacho	10.82	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Despacho	10.82	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Cocina	10.18	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Cocina	10.18	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Recibidor	6.05	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Recibidor	6.05	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Distribuidor	3.76	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Distribuidor	3.76	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Habitación1	11.36	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20

Techo_Otro	Habitación1	11.36	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Baño 1	6.81	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Baño 1	6.81	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Baño 2	3.39	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Baño 2	3.39	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Habitación2	11.22	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Habitación2	11.22	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Habitación3	7.02	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Habitación3	7.02	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Trastero	4.84	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Trastero	4.84	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Habitación4	11.97	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Habitación4	11.97	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Baño 3	4.88	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Baño 3	4.88	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Habitación5	11.90	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Habitación5	11.90	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Pasillo	3.50	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Pasillo	3.50	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Baño 4	4.88	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Baño 4	4.88	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Techo_Otro	Sala de estar	17.31	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Otro	Sala de estar	17.31	-	ForjadoInterior Ref	0.57	484.20
Suelo_Exterior	cobertizo	52.42	Horizontal	FIE Ref. Z_C	0.49	560.57
Techo_Exterior	cobertizo	52.42	Horizontal	FEI Ref. Z_C	0.42	587.93
Muro_Interior	Cocina	4.00	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Salon	4.00	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Recibidor	4.58	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Cocina	4.58	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Recibidor	10.75	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Habitación1	10.75	-	Muro_int	0.99	163.65

Muro_Interior	Habitación2	10.62	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Habitación3	10.62	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Habitación1	4.62	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Baño 2	4.62	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Baño 2	4.62	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Habitación2	4.62	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Habitación3	10.62	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Salon	10.62	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Baño 1	3.25	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Habitación1	3.25	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Habitación5	9.00	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Sala de estar	9.00	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Baño 4	4.50	-	Muro_int	0.99	163.65
Muro_Interior	Sala de estar	4.50	-	Muro_int	0.99	163.65

Fuente: Elaboración propia a partir de CLIMA Acetyr

4.2.4.1. Resultados de carga de refrigeración

El programa CLIMA de Acetyr permite identificar el día de máxima carga térmica de refrigeración. En este caso, dicha carga se produce en el mes de agosto a las 14:00 horas, momento en el cual la potencia demandada alcanza los 4,51 kW. A continuación, se presenta una tabla resumen que muestra la distribución de la demanda de refrigeración por estancias, reflejando el comportamiento térmico de cada zona de la vivienda en condiciones de máxima exigencia.

Tabla 11 : Demanda de refrigeración máxima

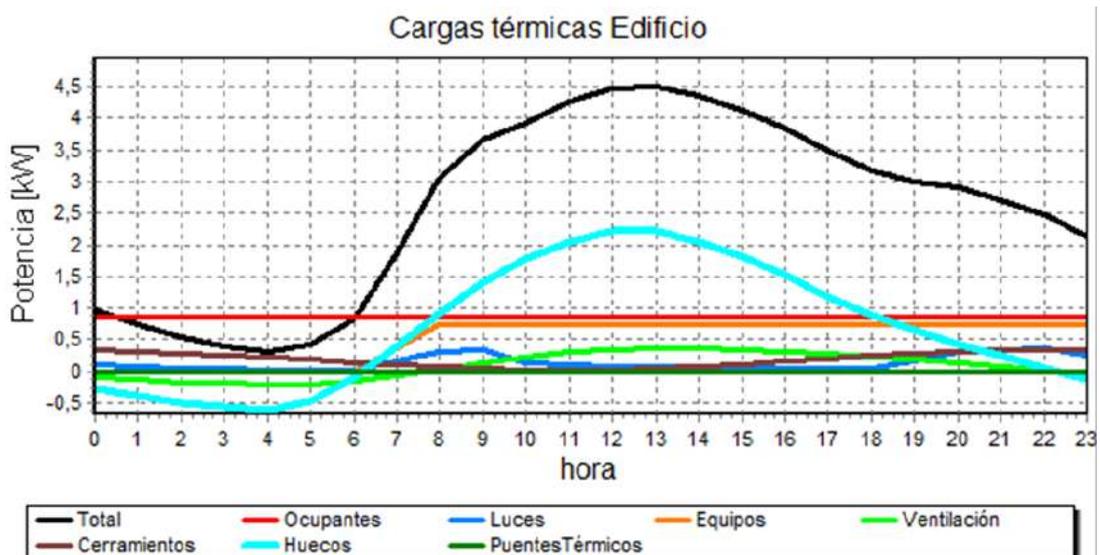
Elemento	Fecha máximo	Potencia total [kW]	Potencia sensible [kW]	Ratio total [W/m ²]	Ventilación [m ³ /hora]	Potencia total climatizador [kW]	Potencia sensible climatizador [kW]	Impulsión [m ³ /hora]
Edificio	Hora: 13; Mes: Agosto	4.51	4.01	30	106.56	-	-	-
Zona_demanda	Hora: 13; Mes: Agosto	4.51	4.01	30	106.56	-	-	-
Salon	Hora: 12; Mes: Septiembre	0.69	0.62	30	16.49	-	-	-
Despacho	Hora: 12; Mes: Septiembre	1.16	1.12	107	7.81	-	-	-
Cocina	Hora: 12; Mes: Septiembre	0.67	0.64	66	7.31	-	-	-
Recibidor	Hora: 13; Mes: Agosto	0.12	0.10	20	4.36	-	-	-
Distribuidor	Hora: 9; Mes: Julio	0.06	0.04	15	2.70	-	-	-
Habitación 1	Hora: 9; Mes: Julio	0.26	0.23	23	8.17	-	-	-

Baño 1	Hora: 13; Mes: Julio	0.16	0.14	24	4.90	-	-	-
Baño 2	Hora: 13; Mes: Julio	0.06	0.05	18	2.45	-	-	-
Habitación 2	Hora: 13; Mes: Julio	0.22	0.19	20	8.10	-	-	-
Habitación 3	Hora: 13; Mes: Julio	0.16	0.14	23	5.04	-	-	-
Habitación 4	Hora: 15; Mes: Julio	0.43	0.39	36	8.64	-	-	-
Habitación 5	Hora: 15; Mes: Agosto	0.31	0.27	26	8.57	-	-	-
Pasillo	Hora: 20; Mes: Agosto	0.05	0.04	16	2.52	-	-	-
Baño 4	Hora: 21; Mes: Julio	0.08	0.07	17	3.53	-	-	-
Sala de estar	Hora: 13; Mes: Agosto	0.29	0.24	17	12.46	-	-	-
Baño 3	Hora: 9; Mes: Julio	0.07	0.06	15	3.53	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de CLIMA Acetyr

Como se comentaba anteriormente, la fecha de máxima carga es en agosto a las 14h, tanto la siguiente figura como la siguiente tabla, muestran las cargas de refrigeración en esa fecha.

Figura 19: Cargas térmicas máximas de refrigeración



Fuente: CLIMA Acetyr

Tabla 12 : Cargas térmicas máximas de refrigeración

	Total	Sensible
Total Cargas [kW]	4.51	4.01
Ratio [W/m2]	30.49	27.10
Ocupantes[kW]	0.85	0.49
Luces[kW]	0.07	0.07
Equipos[kW]	0.74	0.74
Ventilación[kW]	0.37	0.26
Cerramientos[kW]	0.05	0.05
Huecos[kW]	2.22	2.22
Puentes térmicos[kW]	0.00	0.00
Mayoración[kW]	0.21	0.19

Fuente: Elaboración propia a partir de CLIMA Acetyr

4.2.4.2. Resultados de carga de calefacción

El programa CLIMA de Acetyr permite identificar el día de máxima carga térmica de calefacción. En este caso, dicha carga se produce en el mes de febrero a las 6:00 horas, momento en el cual la potencia demandada alcanza su valor máximo. A continuación, se presenta una tabla resumen que muestra la distribución de la demanda de calefacción por estancias, reflejando el comportamiento térmico de cada zona de la vivienda en condiciones de mayor exigencia térmica invernal.

Tabla 13 : Demanda de calefacción máxima

Elemento	Fecha máximo	Potencia total [kW]	Potencia sensible [kW]	Ratio total [W/m ²]	Ventilación [m ³ /hora]	Potencia total climatizador [kW]	Potencia sensible climatizador [kW]	Impulsión [m ³ /hora]
Edificio	Hora: 6; Mes: Febrero	-4.99	-4.67	-34	106.56	-	-	-
Zona_demanda	Hora: 6; Mes: Febrero	-4.99	-4.67	-34	106.56	-	-	-
Salon	Hora: 6; Mes: Febrero	-0.59	-0.54	-26	16.49	-	-	-
Despacho	Hora: 5; Mes: Febrero	-0.71	-0.68	-65	7.81	-	-	-
Cocina	Hora: 5; Mes: Febrero	-0.47	-0.45	-47	7.31	-	-	-

Recibidor	Hora: 6; Mes: Febrero	-0.17	-0.16	-28	4.36	-	-	-
Distribuidor	Hora: 5; Mes: Febrero	-0.03	-0.02	-8	2.70	-	-	-
Hab 1	Hora: 6; Mes: Febrero	-0.30	-0.27	-26	8.17	-	-	-
Baño 1	Hora: 6; Mes: Febrero	-0.29	-0.27	-42	4.90	-	-	-
Baño 2	Hora: 6; Mes: Febrero	-0.08	-0.07	-22	2.45	-	-	-
Hab 2	Hora: 6; Mes: Febrero	-0.28	-0.26	-25	8.10	-	-	-
Hab 3	Hora: 5; Mes: Febrero	-0.15	-0.14	-22	5.04	-	-	-
Hab 4	Hora: 6; Mes: Febrero	-0.80	-0.77	-67	8.64	-	-	-
Hab 5	Hora: 6; Mes: Febrero	-0.46	-0.43	-38	8.57	-	-	-
Pasillo	Hora: 6; Mes: Febrero	-0.05	-0.04	-15	2.52	-	-	-
Baño 4	Hora: 6; Mes: Febrero	-0.15	-0.14	-30	3.53	-	-	-
Sala de estar	Hora: 6; Mes: Febrero	-0.44	-0.40	-25	12.46	-	-	-
Baño 3	Hora: 5; Mes: Febrero	-0.04	-0.03	-8	3.53	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de CLIMA Acetyr

Como se comentaba anteriormente, la fecha de máxima carga es en febrero a las 6h, tanto la siguiente figura como la siguiente tabla, muestran las cargas de calefacción en esa fecha.

Figura 20: Cargas térmicas máximas de calefacción

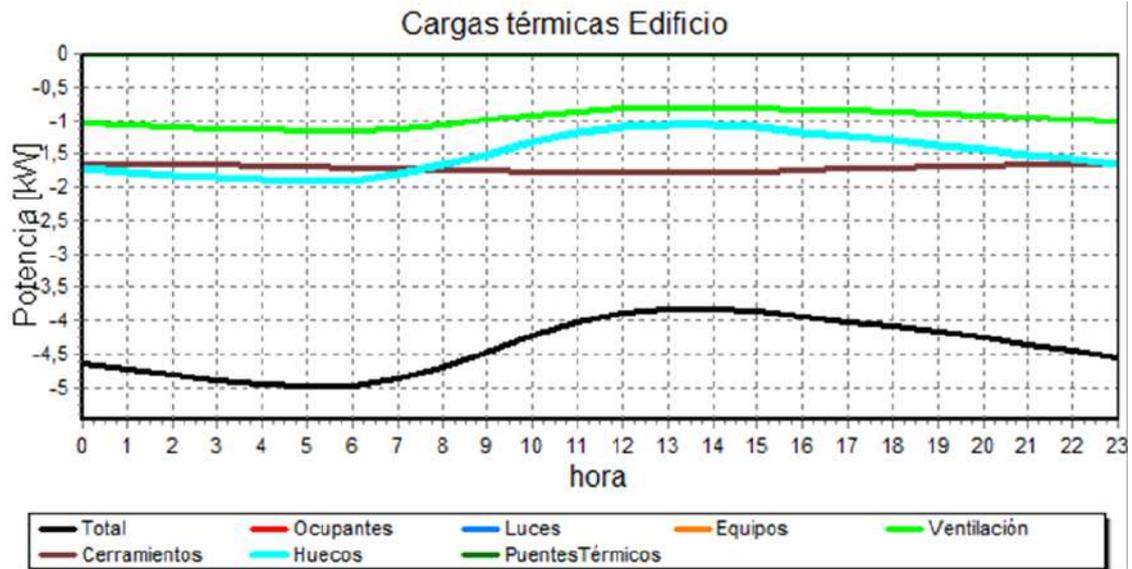


Tabla 14 : Cargas térmicas máximas de calefacción

	Total	Sensible
Total Cargas [kW]	-4.99	-4.67
Ratio [W/m²]	-33.73	-31.58
Ocupantes[kW]	0.00	0.00
Luces[kW]	0.00	0.00
Equipos[kW]	0.00	0.00
Ventilación[kW]	-1.14	-0.84
Cerramientos[kW]	-1.70	-1.70
Huecos[kW]	-1.91	-1.91
Puentes térmicos[kW]	0.00	0.00
Mayoración[kW]	-0.24	-0.22

Fuente: Elaboración propia a partir de CLIMA Acetyr

4.2.4.3. Demanda térmica total de la vivienda

La demanda total del edificio ha sido evaluada para los servicios de refrigeración y calefacción. En **refrigeración**, la demanda anual es de **2392 kWh**, con un **ratio específico de 16 kWh/m²**. En **calefacción**, la demanda total asciende a **3220 kWh**, lo que representa un **ratio de 22 kWh/m²**. En las siguientes tablas se muestra la distribución mensual de la demanda por estancia, tanto en refrigeración como en calefacción. Asimismo, se incluye un gráfico de barras que representa la demanda energética mensual total del edificio, diferenciando visualmente las necesidades estacionales.

Tabla 15 : Demanda mensual de la vivienda en Refrigeración (kWh)

Elemento	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Salón	0	0	0	0	0	47	102	103	69	14	0	0
Despacho	0	0	0	5	33	105	185	189	133	37	0	0
Cocina	0	0	0	0	5	42	91	93	63	17	0	0
Recibidor	0	0	0	0	0	0	5	1	0	0	0	0
Distribuidor	0	0	0	6	9	11	13	13	11	9	0	0
Hab 1	0	0	0	0	0	7	35	31	13	0	0	0
Baño 1	0	0	0	0	0	7	37	34	21	0	0	0
Baño 2	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0
Hab 2	0	0	0	0	0	16	41	35	18	0	0	0
Hab 3	0	0	0	0	0	9	18	15	1	0	0	0
Trastero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hab 4	0	0	0	0	0	14	91	77	22	0	0	0
Hab 5	0	0	0	0	0	13	49	41	14	0	0	0
Pasillo	0	0	0	0	3	9	13	12	8	4	0	0
Baño 4	0	0	0	0	0	0	9	21	11	0	0	0
Sala de estar	0	0	0	0	0	7	54	50	24	0	0	0
cobertizo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Baño 3	0	0	0	8	12	14	17	17	14	11	0	0
TOTAL	0	0	0	19	62	301	762	734	422	92	0	0

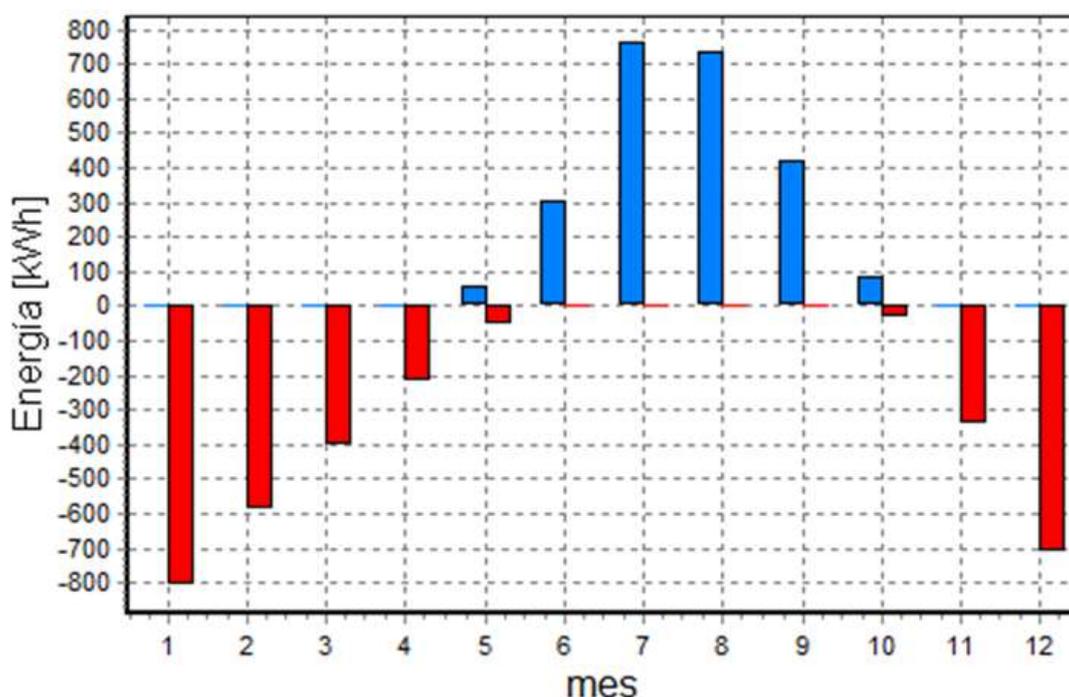
Fuente: Elaboración propia a partir de CLIMA Acetyr

Tabla 16 : Demanda mensual de la vivienda en Calefacción (kWh)

Elemento	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Salón	38	25	4	0	0	0	0	0	0	0	2	32
Despacho	101	64	47	15	3	0	0	0	0	1	44	91
Cocina	52	31	18	4	1	0	0	0	0	0	14	47
Recibidor	21	16	9	3	0	0	0	0	0	0	6	19
Distribuidor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hab 1	41	31	10	1	0	0	0	0	0	0	5	36
Baño 1	58	43	35	25	4	0	0	0	0	0	26	52
Baño 2	9	9	2	0	0	0	0	0	0	0	0	10
Hab 2	36	30	10	1	0	0	0	0	0	0	9	35
Hab 3	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Trastero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hab 4	263	201	162	106	35	0	0	0	0	36	159	236
Hab 5	92	67	53	27	5	0	0	0	0	1	49	78
Pasillo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Baño 4	30	20	21	18	4	0	0	0	0	0	14	24
Sala de estar	63	52	45	35	5	0	0	0	0	0	28	60
cobertizo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Baño 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	807	590	416	235	57	0	0	0	0	38	356	721

Fuente: Elaboración propia a partir de CLIMA Acetyr

Figura 21: Demanda mensual de la vivienda



Fuente: CLIMA Acetyr

4.2.4.4. Elección del equipo de Aerotermia

La elección del sistema de aerotermia se ha realizado partiendo de la necesidad de cubrir la demanda térmica de la vivienda en las condiciones climáticas más exigentes del año, tanto para calefacción como para refrigeración. De acuerdo con el estudio realizado mediante el programa CLIMA de Acetyr, los momentos de mayor exigencia térmica son:

- En invierno, el día más desfavorable tiene lugar en febrero con una potencia máxima requerida para calefacción de 4,99 kW.
- En verano, la máxima demanda de refrigeración se alcanza en agosto con 4,51 kW.

Para garantizar la cobertura en estos escenarios críticos y evitar caídas de rendimiento, se ha optado por sobredimensionar el equipo térmico. Se ha seleccionado una bomba de calor de 8 kW nominales, lo que permite afrontar los picos de demanda con holgura y operar de forma más eficiente en condiciones parciales.

La solución adoptada es el sistema Daikin Altherma 3 Bibloc mural, compuesto por:

- 1) **Unidad exterior ERGA08DV:** La bomba de calor seleccionada ofrece una potencia térmica de 8,86 kW con un COP de 3,47 en condiciones de uso con radiadores, que es el sistema presente en la vivienda. En caso de emplearse suelo radiante, el rendimiento mejora hasta un COP de 4,50. En modo

refrigeración, el equipo alcanza un EER de hasta 4,58 en condiciones óptimas con *fancoils*.

Figura 22: Unidad térmica externa seleccionada



Las principales características de este equipo son:

Tabla 17: Descripción de las características de la unidad térmica externa seleccionada

Parámetros	Valor
Refrigerante	R-32 (1,5 kg / PCA 675)
Clase eficiencia 55 °C (SCOP)	A++ (3,32)
Clase eficiencia 35 °C (SCOP)	A+++ (4,56)
Dimensiones (Al × An × F)	740 × 884 × 388 mm
Peso	58,5 kg
Compresor	SWING
Potencia sonora (Refrig. / Calef.)	62 / 62 dB(A)
Presión sonora (Refrig. / Calef.)	50 / 49 dB(A)
Alimentación eléctrica	Monofásica 220 V
Conexión refrigerante	Ø 1/4" – Ø 5/8"
Distancia líneas frigoríficas	3 < d < 30 m

Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica

- **Unidad interior EHBX08D6V:** hidrokít mural compacto y silencioso, responsable de la transferencia térmica hacia los emisores de calefacción o refrigeración de la vivienda.

Figura 23: Unidad térmica interna seleccionada



Las principales características de este equipo son:

Tabla 18 : Descripción de las características de la unidad térmica interna seleccionada

Parámetros	Valor
Tipo de unidad	Mural (sin acumulador integrado)
Dimensiones (Al x An x F)	890 x 450 x 350 mm
Peso	46 kg
Presión sonora (Refrig. / Calef.)	28 / 42 dB(A)
Diámetro de tubería hidráulica	1-1/4"
Alimentación eléctrica	Monofásica 220 V
Compatibilidad	ERGA06DV / ERGA08DV

Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica

- **Depósito de ACS EKHWS200D3V3:** acumulador externo de 242 litros fabricado en acero inoxidable, con una resistencia eléctrica de apoyo

de 3 kW y clasificación energética B. Su función es garantizar la disponibilidad de agua caliente sanitaria en todo momento, gestionando su producción de forma desacoplada del circuito de calefacción.

Figura 24: Depósito de ACS seleccionado



Las principales características de este equipo son:

Tabla 19: Descripción de las características del depósito de ACS seleccionado

Parámetro	Valor
Capacidad útil	242 litros
Material	Acero inoxidable (EN 1.4521)
Dimensiones (Al × An × F)	1.535 × 595 × 595 mm
Peso (en vacío)	58 kg
Temperatura máxima del agua	75 °C
Presión máxima de ACS	10 bar
Resistencia eléctrica de apoyo	3 kW / 220 V
Aislamiento térmico	Espuma de poliuretano
Clase eficiencia energética (ACS)	B
Conexiones hidráulicas	3/4" (agua) / 1/2" (sensor)
Compatibilidad	Sistemas Daikin Altherma 3

Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica

Con esta configuración, compuesta por la unidad exterior ERGA08DV, el hidrokít mural EHBX08D6V y el depósito de ACS EKHWS200D3V3, se garantiza la cobertura completa de la demanda térmica de la vivienda, tanto para calefacción como para refrigeración y producción de agua caliente sanitaria. El sistema permite afrontar con holgura los picos de carga térmica en condiciones climáticas exigentes, asegurando al mismo tiempo un funcionamiento eficiente en condiciones parciales a lo largo del año.

4.2.4.5. *Demanda eléctrica de la Aerotermia*

Para el cálculo del consumo eléctrico del equipo de aerotermia se utilizan los coeficientes de rendimiento COP y EER. El COP (*Coefficient of Performance*) se obtiene como la relación entre la capacidad calorífica útil y la energía eléctrica consumida en modo calefacción, mientras que el EER (*Energy Efficiency Ratio*) se define como la relación entre la capacidad frigorífica y el consumo eléctrico en modo refrigeración. Ambos coeficientes permiten estimar la eficiencia del sistema en cada modo de operación.

El consumo eléctrico del equipo se determina mediante las siguientes expresiones:

$$\text{Energía eléctrica calefacción} = \frac{\text{Demanda térmica calefacción}}{\text{COP}}$$

$$\text{Energía eléctrica refrigeración} = \frac{\text{Demanda térmica refrigeración}}{\text{EER}}$$

Una vez seleccionados los equipos, la ficha técnica del fabricante proporciona los valores de COP y EER en distintos escenarios de funcionamiento. En este proyecto, dado que la vivienda utiliza radiadores tradicionales para calefacción, se adopta un COP de 3,47 para estimar el consumo en ese modo. Para la refrigeración mediante fancoils, se aplica un EER de 4,58. La suma del consumo eléctrico estimado en calefacción y refrigeración permite determinar el gasto energético total asociado al sistema de aerotermia.

El resultado se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 20 : Consumo eléctrico de la instalación térmica de la vivienda

Mes	Refrigeración [kWh]	Calefacción [kWh]	ACS [kWh]	COP	EER	Refrigeración [kWh]	Calefacción [kWh]	ACS [kWh]	Total [kWh]
Ene	0	807	353	3,47	4,58	0	176	102	278
Feb	0	590	319	3,47	4,58	0	129	92	221
Mar	0	416	338	3,47	4,58	0	91	97	188
Abr	19	235	324	3,47	4,58	4	51	93	149
May	62	57	318	3,47	4,58	14	12	92	118
Jun	301	0	296	3,47	4,58	66	0	85	151
Jul	762	0	293	3,47	4,58	166	0	84	251
Ago	734	0	285	3,47	4,58	160	0	82	242
Sep	422	0	285	3,47	4,58	92	0	82	174
Oct	92	38	307	3,47	4,58	20	8	88	117
Nov	0	356	315	3,47	4,58	0	78	91	168
Dic	0	721	344	3,47	4,58	0	157	99	257
TOTAL	2392	3220	3775			522	703	1088	2313

Fuente: Elaboración propia

4.2.5. Resumen demanda eléctrica

Una vez estimados los consumos eléctricos asociados al sistema de aerotermia y a los equipos eléctricos generales de la vivienda, se ha elaborado un resumen mensual que recoge la demanda total de energía eléctrica. En él se diferencia entre:

- El consumo del sistema de aerotermia, calefacción, refrigeración y ACS, calculado a partir de las demandas térmicas mensuales y los coeficientes de rendimiento COP y EER del equipo.

- El consumo de los equipos eléctricos (electrodomésticos, iluminación, recarga del vehículo eléctrico, etc.), estimado en 630 kWh mensuales de forma constante.
- El consumo eléctrico total, que representa la suma de ambos consumos.

Tabla 21 : Resumen del consumo eléctrico mensual de la vivienda

Mes	Consumo Aerotermia [kWh]	Consumo Equipos eléctricos [kWh]	Consumo Total [kWh]
Ene	278	505	783
Feb	221	505	726
Mar	188	505	693
Abr	149	505	654
May	118	505	623
Jun	151	505	656
Jul	251	505	756
Ago	242	505	747
Sep	174	505	679
Oct	117	505	622
Nov	168	505	673
Dic	257	505	762
TOTAL	2313	6060	8373

Fuente: Elaboración propia

El resultado es una demanda eléctrica anual total de 8.373 kWh, de los cuales 2.313 kWh corresponden al sistema de climatización por aerotermia y 6.060 kWh al resto de usos eléctricos. Este balance energético mensual servirá de base para el dimensionado de la instalación fotovoltaica en los siguientes apartados.

5. Diseño de la instalación fotovoltaica

5.1. Recurso solar

La evaluación del recurso solar es un paso fundamental en cualquier proyecto de aprovechamiento fotovoltaico. Este recurso hace referencia a la cantidad de energía solar disponible en una ubicación concreta durante un periodo determinado, y su análisis permite estimar el potencial de producción eléctrica de una instalación solar.

En proyectos residenciales basados en el autoconsumo energético, como el que se plantea en este trabajo, resulta fundamental analizar tanto el recurso solar disponible como la demanda energética de la vivienda. Este análisis es clave para dimensionar adecuadamente la instalación fotovoltaica, de modo que la energía generada sea capaz de cubrir, en la mayor medida posible, las necesidades eléctricas del sistema de climatización (aerotermia), la producción de ACS y los consumos domésticos habituales a lo largo del año.

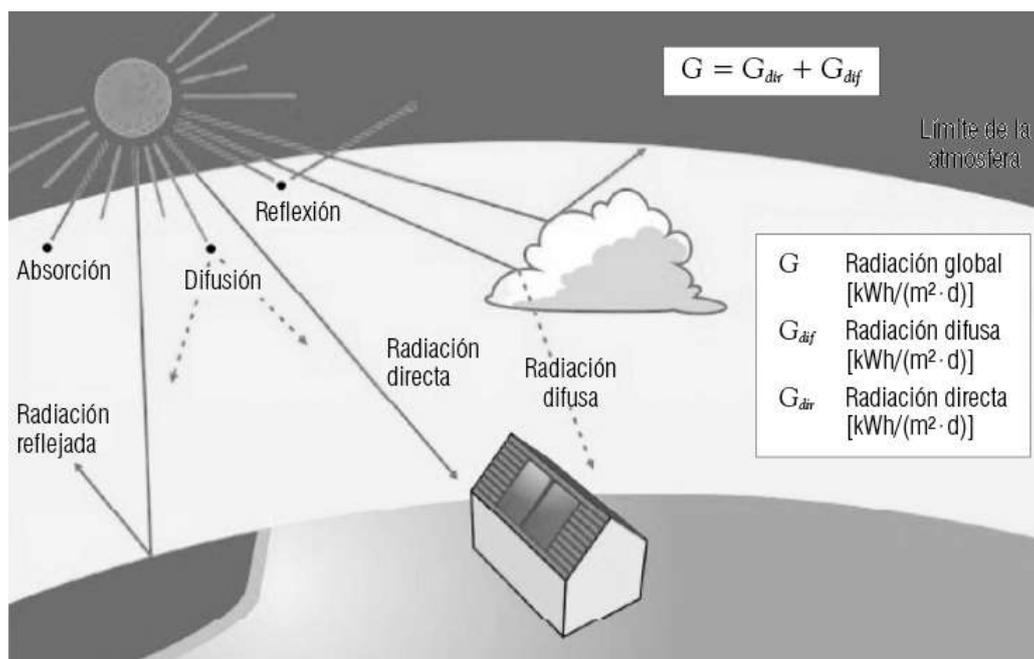
5.1.1. Radiación solar

La radiación solar es la energía que emite el Sol en forma de ondas electromagnéticas. Esta energía es fundamental para el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, ya que constituye la fuente primaria que permite la generación de electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Al alcanzar la atmósfera terrestre, parte de esta radiación es absorbida, reflejada o dispersada, y el resto llega a la superficie del planeta, donde puede ser aprovechada.

En el contexto de instalaciones fotovoltaicas, se distinguen tres tipos principales de radiación solar:

- **Radiación directa:** es la fracción de la radiación solar que incide de forma perpendicular desde el Sol sobre una superficie sin haber sido modificada por la atmósfera. Solo está disponible cuando el cielo está despejado y es la más eficiente para sistemas orientados directamente hacia el sol, como los seguidores solares.
- **Radiación difusa:** es la parte de la radiación solar que ha sido dispersada en todas direcciones por moléculas, partículas y nubes presentes en la atmósfera. Llega a la superficie incluso en días nublados y representa una fuente de energía relevante, especialmente en climas menos soleados.
- **Radiación global:** es la suma de la radiación directa y la difusa que incide sobre una superficie horizontal. Es el valor más utilizado para estimar el recurso solar disponible en una ubicación concreta, y sirve de base para el dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas fijas.

Figura 25: Esquema explicativo de los tipos de radiación solar



Fuente: De Gregorio. C [4]

Conocer y cuantificar correctamente estas componentes resulta fundamental para dimensionar adecuadamente la instalación, evaluar su rendimiento energético esperado y determinar en qué medida puede cubrir la demanda eléctrica del edificio.

Tal y como se ha mencionado en el apartado de características climatológicas del emplazamiento. Para disponer de datos representativos del recurso solar en la ubicación del proyecto, se ha empleado la herramienta Meteonorm v8.2 (versión demo), desarrollada por Meteotest AG. A través de esta aplicación se ha generado un archivo climático específico para la localidad de Ullastret (Gerona), próxima al emplazamiento real de la vivienda. Los datos empleados son los presentados previamente en la Tabla 2.

5.2. Elección de paneles fotovoltaicos

La instalación se llevará a cabo en un solar de gran tamaño, propiedad de la vivienda y situado junto al jardín, lo que proporciona espacio suficiente para ubicar tanto los paneles como el sistema de almacenamiento. Esto ha permitido optar por paneles fotovoltaicos bifaciales en lugar de los habituales monofaciales en cubierta, decisión que maximiza el aprovechamiento del recurso solar disponible en el emplazamiento.

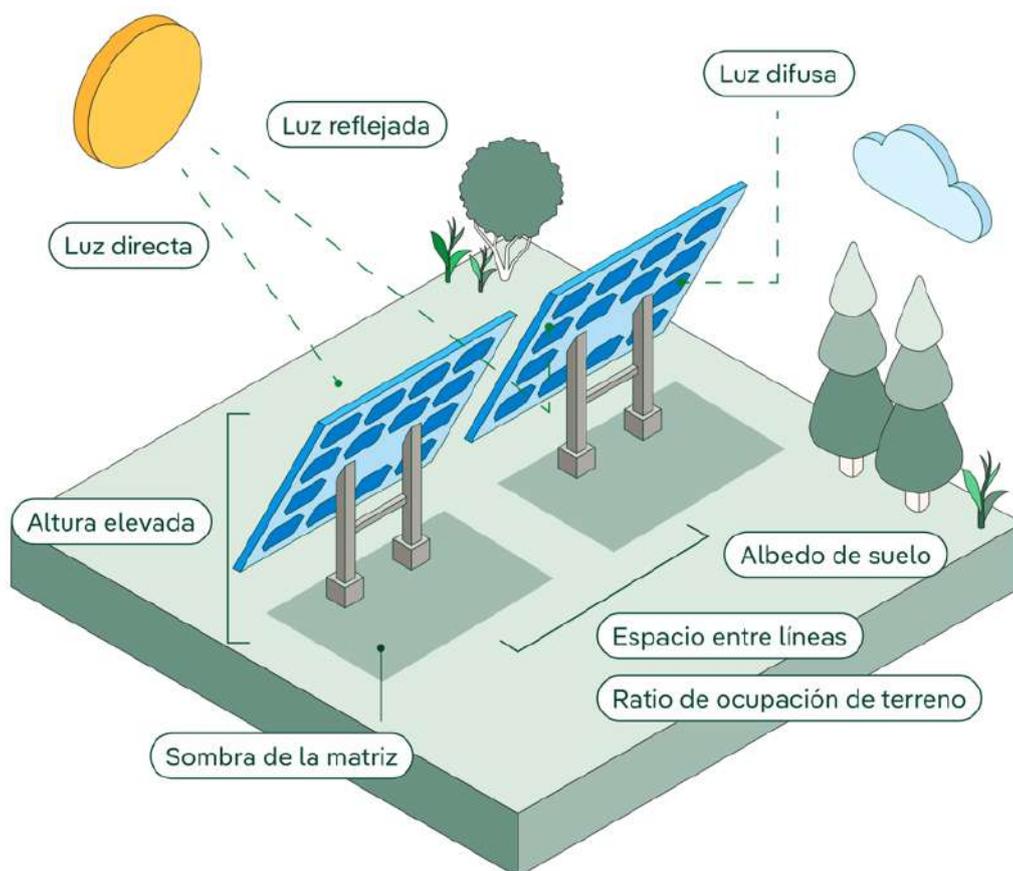
Este tipo de paneles se caracteriza por contar con dos superficies activas que permiten captar radiación solar tanto por la cara frontal como por la trasera. Mientras la parte frontal capta la radiación directa y difusa del sol, la parte trasera

aprovecha la radiación reflejada por el suelo (albedo), lo que puede suponer un incremento de producción de hasta un 25 % respecto a los módulos convencionales [9] (Iberdrola, s.f.).

Esta ganancia adicional depende del tipo de superficie sobre la que se instalan, siendo mayores en suelos claros como grava, arena o césped seco, y también de la altura de la estructura y la distancia entre filas, que favorecen la entrada de radiación a la cara trasera. En este proyecto, se pretenden instalar en un suelo de arena.

Además, los paneles bifaciales presentan una mejor distribución térmica y menor degradación a lo largo del tiempo, lo que se traduce en mayor durabilidad. Por todo ello, resultan especialmente adecuados en emplazamientos amplios y abiertos como el del presente proyecto, donde su rendimiento adicional puede aprovecharse plenamente [9] (Iberdrola, s.f.).

Figura 26: Esquema del funcionamiento de los paneles bifaciales



Fuente: Iberdrola (s.f.) [9]

Por ello, para esta instalación se han seleccionado los paneles bifaciales **TSM-DEG20C.20** del fabricante Trina Solar, con una potencia nominal de 600 W y

tecnología monocristalina PERC bifacial. A continuación, se presentan sus principales características técnicas:

Tabla 22: Características de los Paneles TSM-DEG20C.20

Parámetro	Valor
Potencia máxima (Pmax)	600 W
Eficiencia del módulo	21,2 %
Tecnología	Monocristalino bifacial PERC
Tensión en máxima potencia (Vmp)	34,6 V
Corriente en máxima potencia (Imp)	17,34 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	41,7 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	21,2 A
Tolerancia de potencia	0 ~ +5 W
Dimensiones del módulo	2.172 × 1.303 × 33 mm
Peso	34,9 kg
Coeficiente de temperatura (Pmax)	-0,34 %/°C
Tensión máxima del sistema	1.500 V DC
Número de células	120 células
Resistencia mecánica	Hasta 5.400 Pa (positiva) / 2.400 Pa (negativa)
Ganancia por bifacialidad (estimada)	Hasta 25 % según albedo
Garantía de producto	12 años
Garantía de producción	30 años (degradación anual <0,45 %)

Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica

En cuanto al número de paneles empleados, así como la elección del inversor y del sistema de almacenamiento mediante batería, se ha realizado utilizando el software PVSystem.

Este programa es una herramienta profesional de simulación energética ampliamente reconocida en el sector fotovoltaico, que permite modelar con precisión el comportamiento de instalaciones solares en función de múltiples parámetros: irradiación local, orientación, inclinación, tipo de módulos, inversores, pérdidas por temperatura, cableado o sombreados, entre otros.

5.3. Dimensionamiento fotovoltaico y de la batería con el software PVsyst

En este apartado se describe el proceso completo de diseño y simulación de la instalación fotovoltaica mediante el uso del software profesional PVsyst. A partir de los datos climáticos seleccionados y del análisis previo de la demanda energética de la vivienda, se definen los parámetros clave del sistema: ubicación geográfica, orientación de los paneles, configuración del generador fotovoltaico, selección del inversor, incorporación de batería y estimación de pérdidas.

El objetivo principal es optimizar el sistema para maximizar la fracción solar y minimizar la dependencia de la red, manteniendo un equilibrio entre rendimiento, coste y viabilidad técnica. Este proceso de simulación permite obtener una caracterización precisa del comportamiento energético del sistema tanto en el primer año como a lo largo de toda su vida útil, considerando las pérdidas por degradación y otros factores. A continuación, se detallan los distintos pasos seguidos en el diseño y configuración del sistema en PVsyst.

5.3.1. Localización del proyecto

El primer paso para el desarrollo de la simulación es definir correctamente la ubicación del proyecto. Para ello, se utiliza la base de datos de emplazamientos incluida en el software PVsyst, seleccionando como referencia la provincia de Gerona.

Una vez definido el emplazamiento, se incorporan los datos meteorológicos mediante el uso de la base de datos Meteororm, previamente empleada en el proyecto y ampliamente reconocida por su fiabilidad en estudios energéticos.

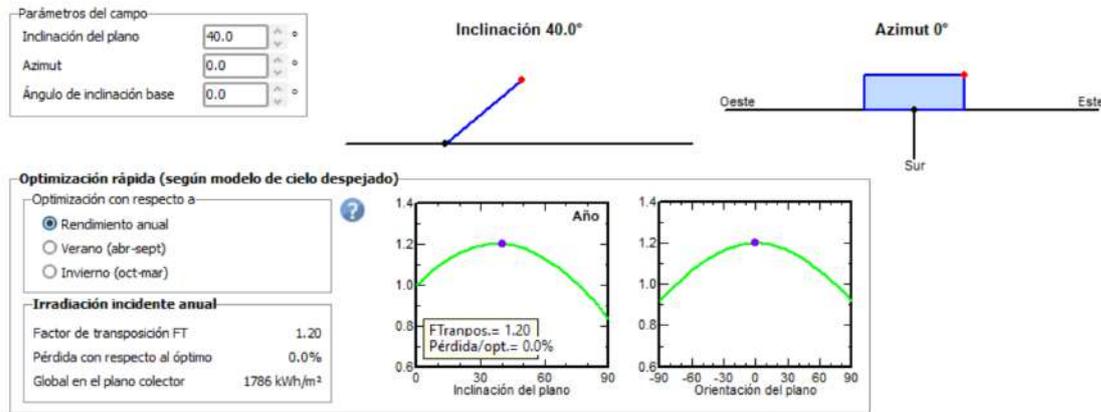
5.3.2. Orientación de los paneles

Para definir la orientación óptima de los paneles solares, es necesario considerar dos parámetros clave: el *azimut* y el *tilt*. El *azimut* representa el ángulo de orientación horizontal del plano de los módulos respecto al sur geográfico. En el hemisferio norte, un *azimut* de 0° implica que los paneles están orientados directamente hacia el sur, lo cual es considerado óptimo para maximizar la captación solar anual.

Esta orientación permite aprovechar al máximo la trayectoria aparente del sol a lo largo del día, especialmente en las horas centrales, y minimizar las pérdidas por desviaciones estacionales. Por tanto, se ha fijado el *azimut* en 0°, al tratarse de la mejor orientación posible para la localización del proyecto en la provincia de Gerona, tanto desde el punto de vista energético como de simplicidad en la instalación.

El segundo parámetro es el *tilt*, que corresponde al ángulo de inclinación del plano de los paneles respecto a la horizontal. El valor óptimo de *tilt* para maximizar la producción anual en esta localización se sitúa en torno a los 40°, como se observa en la siguiente figura.

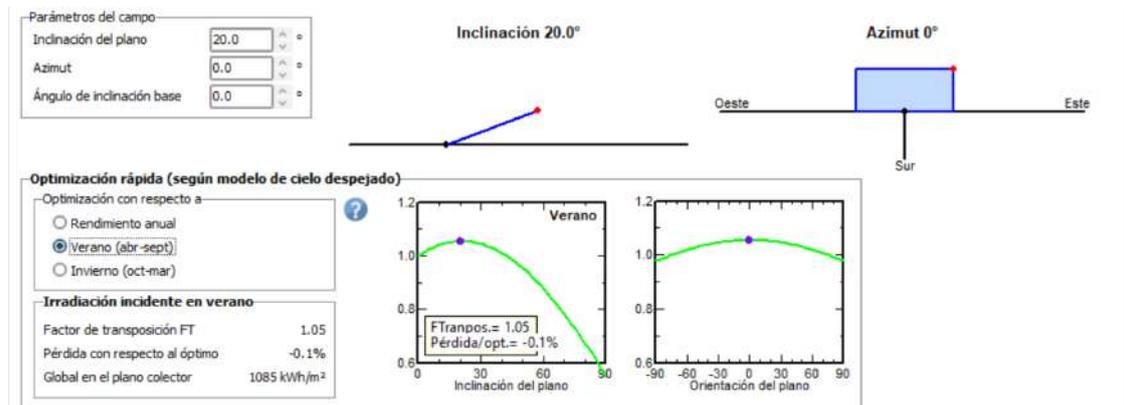
Figura 27: Tilt óptimo para la producción anual



Fuente: PVsyst

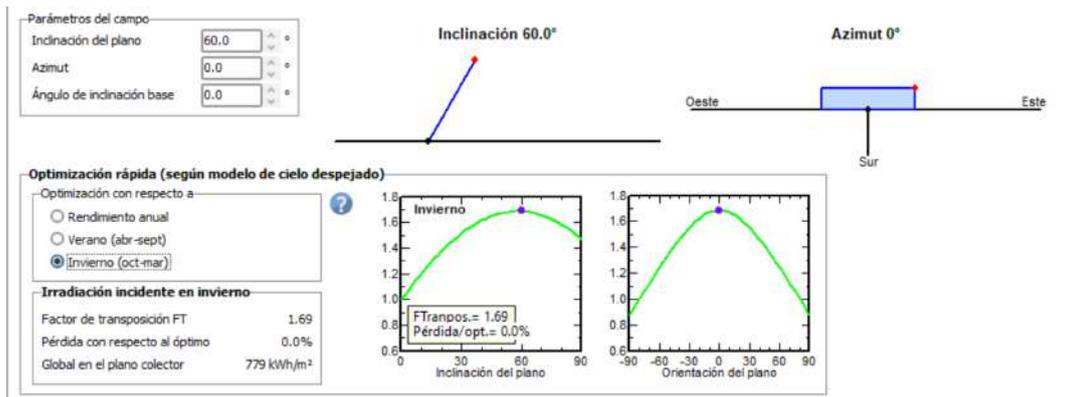
No obstante, este valor varía según la estación del año: en verano, el tilt óptimo desciende hasta unos 20°, ya que el sol se encuentra alto en el cielo; en cambio, en invierno se incrementa hasta aproximadamente 60°, para que los paneles se orienten de forma más perpendicular a los rayos solares, que inciden con un ángulo más bajo respecto a la horizontal.

Figura 28: Tilt óptimo para la producción en los meses de verano



Fuente: PVsyst

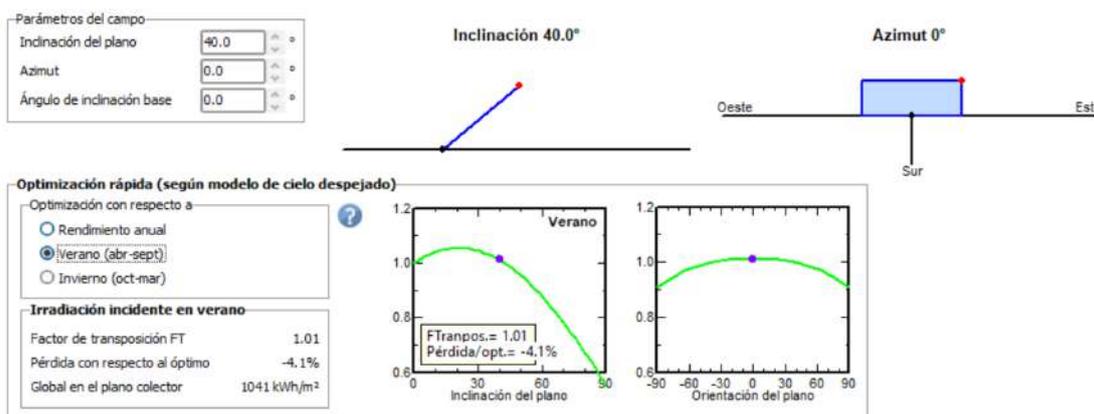
Figura 29: Tilt óptimo para la producción en los meses de invierno



Fuente: PVsyst

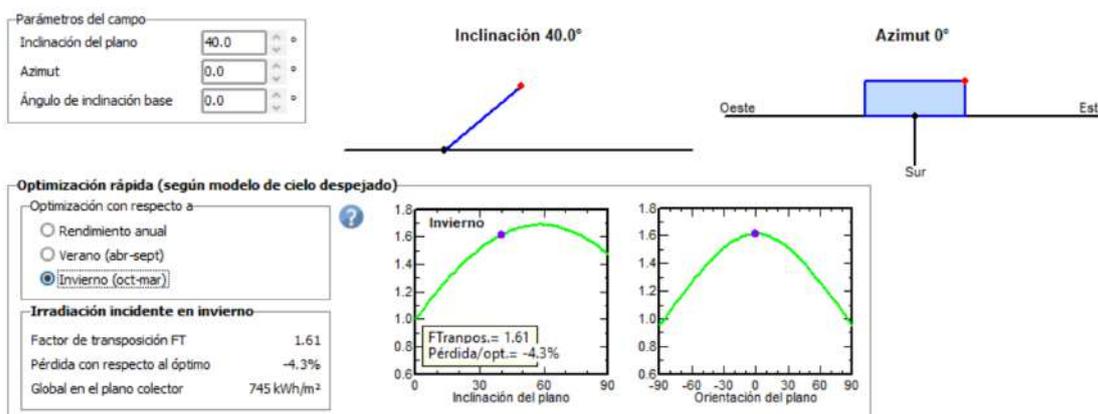
Pese a que los meses críticos para la producción solar son diciembre, enero y febrero, en los que la irradiación es significativamente menor, se ha optado por utilizar un *tilt* de 40°, optimizando así el rendimiento del sistema en a lo largo de todo el año.

Figura 30: Pérdida de eficiencia en los meses de verano con el Tilt óptimo



Fuente: PVsyst

Figura 31: Pérdida de eficiencia en los meses de invierno con el Tilt óptimo



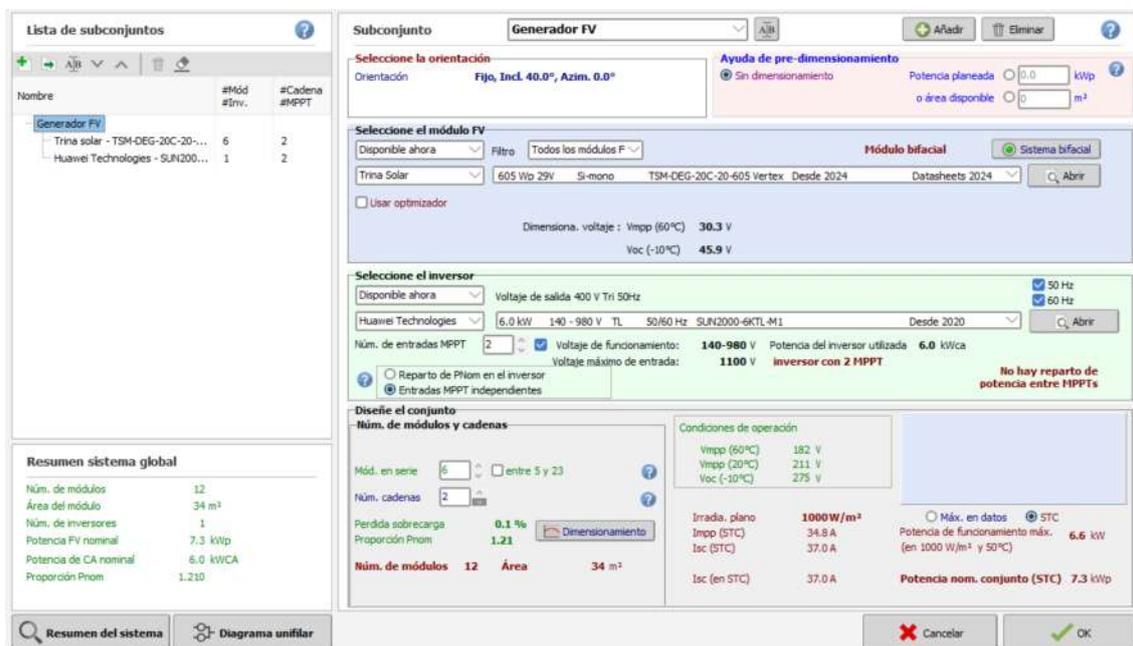
Fuente: PVsyst

Esta elección implica una ligera pérdida de rendimiento respecto a los ángulos estacionales ideales: **un -4,1 % en verano y un -4,3 % en invierno**. No obstante,

esta decisión permite asegurar un rendimiento global equilibrado a lo largo del año, aprovechando la alta irradiación estival y reduciendo la infrutilización del sistema en los meses de menor producción.

Con la orientación definida, se procede a configurar el sistema fotovoltaico en el software PVsyst. Para ello, se seleccionan los módulos Trina Solar TSM-DEG20C-20-605, ya mencionados previamente, con una potencia nominal de 605 W por unidad y tecnología bifacial, lo que permite optimizar la captación de radiación solar tanto por la cara frontal como por la trasera. En total se han dispuesto 12 módulos, configurados en 2 cadenas de 6 módulos en serie, sumando una potencia total instalada de 7,3 kW y ocupando un área de 34 m².

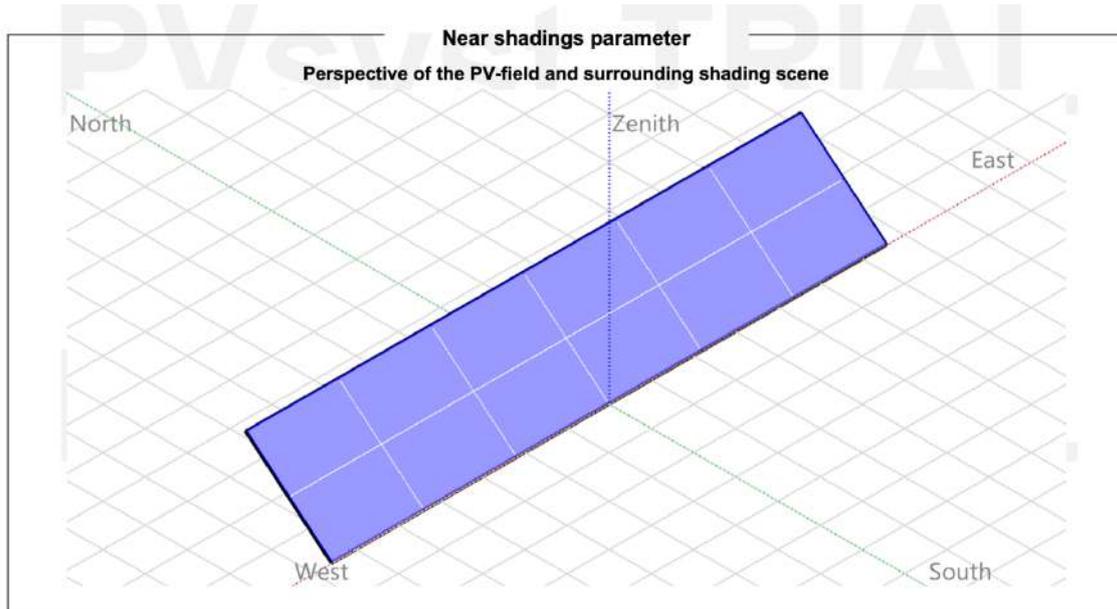
Figura 32: Descripción de los módulos y el inversor empleados



Fuente: PVsyst

La siguiente figura muestra el modelo tridimensional del campo fotovoltaico definido en el entorno de simulación de PVsyst. Este modelo tridimensional representa la disposición física de los 12 módulos seleccionados, distribuidos en orientación sur (azimut 0°) y con una inclinación de 40°, tal y como se ha adoptado en el diseño final. Este modelo permite visualizar de forma clara la orientación espacial del sistema respecto a los puntos cardinales, así como validar la ausencia de elementos cercanos que pudieran generar sombreados relevantes.

Figura 33: Representación tridimensional del campo fotovoltaico



Fuente: PVsyt

La figura siguiente representa el diagrama solar de sombras obtenido en PVsyst, que permite identificar visualmente las zonas del recorrido solar anual en las que pueden producirse pérdidas por sombreado. En este caso, se confirma que el campo fotovoltaico se encuentra libre de obstáculos relevantes, ya que las únicas zonas con pérdidas, indicadas por las curvas de sombreado, se concentran en los extremos del día (primeras y últimas horas), cuando la altura solar es muy baja.

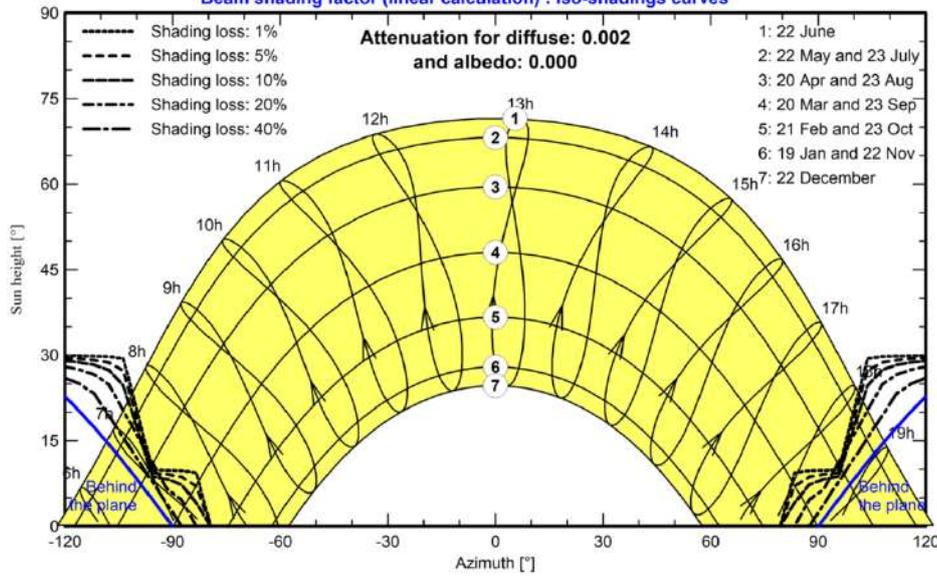
Las trayectorias solares centrales, que corresponden a los meses de mayor producción y a las horas de mayor irradiación, se mantienen completamente libres de interferencias. Además, la atenuación de la radiación difusa es prácticamente nula (0,002), lo que garantiza que el sistema fotovoltaico operará en condiciones óptimas durante la mayor parte del año.

Figura 34: Diagrama de sombreado solar

Iso-shadings diagram

Orientation #1 - Fixed plane, Tilts/azimuths: 40°/ 0°

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



Fuente: PVsyt

Tal y como se observa en la *Figura 32* El inversor seleccionado para esta instalación es el Huawei SUN2000-6KTL-M1, un equipo de 6 kW de potencia nominal en corriente alterna (AC), con un rango de funcionamiento amplio (140–980 V) y una tensión máxima de entrada de 1.100 V, lo que le permite adaptarse perfectamente a la tensión del generador fotovoltaico configurado.

Además, este inversor cuenta con dos MPPT (Maximum Power Point Tracker), que es un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia, que permite al inversor ajustar constantemente la tensión y la corriente de entrada para que los paneles solares funcionen en su punto óptimo, es decir, donde generan la máxima potencia posible en cada momento.

La proporción entre la potencia pico del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor es de 1,21, lo que supone un ligero sobredimensionamiento del campo solar. Esta estrategia permite optimizar la producción en condiciones de baja irradiancia y aprovechar mejor el inversor durante las primeras y últimas horas del día, sin riesgo significativo de pérdidas por recorte energético.

Figura 35: Descripción del sistema de almacenamiento seleccionado

Battery Storage			
Battery			
Manufacturer	Generic		
Model	Luna2000-10-S0, with inverter 5 kW		
Battery pack		Battery Pack Characteristics	
Nb. of units	3 in series	Voltage	144 V
Discharging min. SOC	20.0 %	Nominal Capacity	200 Ah (C10)
Stored energy	23.0 kWh	Temperature	Fixed 20 °C
Battery input charger			
Model	Generic		
Max. charg. power	9.0 kWdc		
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %		
Battery to Grid inverter			
Model	Generic		
Max. disch. power	1.6 kWac		
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %		

Fuente: PVSyst

Una vez definidos los módulos fotovoltaicos y el inversor, se procede a incorporar un sistema de almacenamiento energético con el fin de incrementar el autoconsumo y reducir la dependencia de la red eléctrica. Para ello, se ha seleccionado una batería de litio Huawei LUNA2000-10-S0, formada por tres módulos conectados en serie, lo que proporciona una tensión de trabajo de 144 V y una capacidad nominal de 200 Ah, equivalente a una energía bruta de 28,8 kWh.

Teniendo en cuenta una profundidad mínima de descarga (SOC) del 20 %, el sistema ofrece una energía útil disponible de 23,0 kWh, valor que ha sido introducido en la simulación del software PVSyst. Además, la batería presenta una alta eficiencia tanto en la fase de carga como de descarga, con valores de entre 95 % y 97 %, lo que garantiza un buen rendimiento global del sistema de almacenamiento.

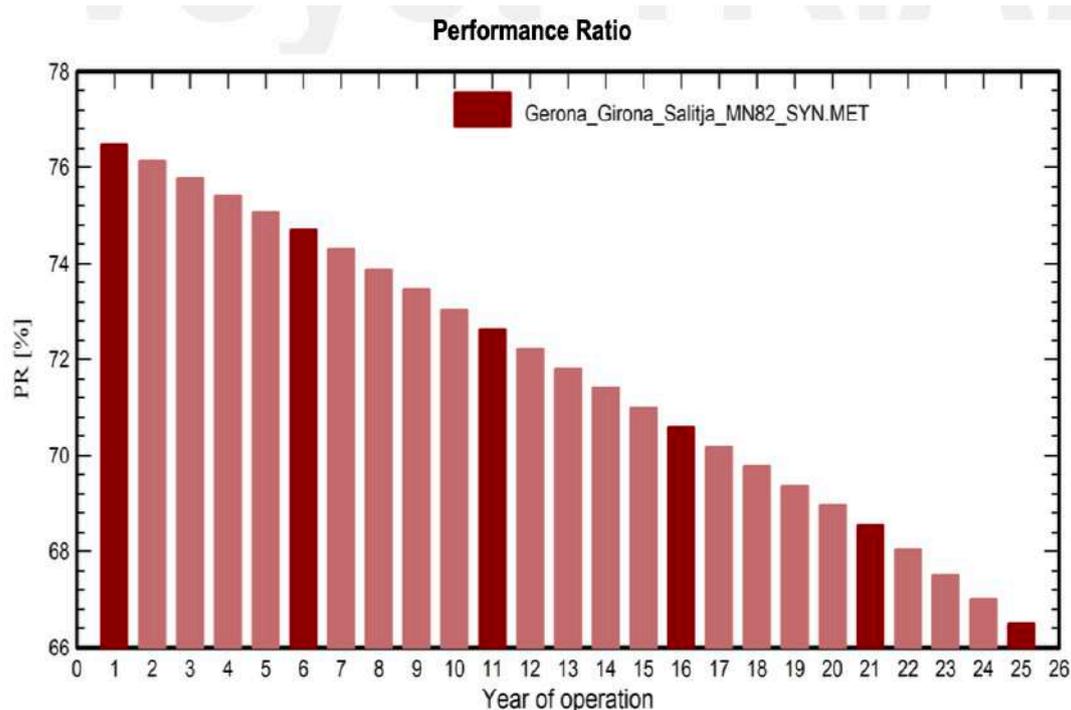
Además, se ha definido una potencia máxima de carga de 9,0 kWdc, lo que permite aprovechar de forma eficiente el excedente solar durante las horas centrales del día, y una potencia máxima de descarga hacia el inversor de 1,6 kWac, suficiente para cubrir parte del consumo nocturno de la vivienda. Esta configuración contribuye a equilibrar generación y demanda a lo largo del día, especialmente en los meses de menor radiación solar, reforzando así la estrategia de diseño adoptada.

5.3.3. Pérdidas asociadas al sistema

Para evaluar la evolución del rendimiento del sistema fotovoltaico a lo largo de su vida útil, se ha considerado un horizonte temporal de 25 años, correspondiente al periodo estándar de garantía y funcionamiento eficiente de los módulos solares. A lo largo de este tiempo, los paneles experimentan una degradación progresiva de su capacidad de producción. En la simulación realizada con PVsyst, se ha incorporado un factor de degradación del 0,4 % anual, lo que da lugar a una pérdida acumulada de rendimiento del 13,26 % al finalizar el año 25.

Esta evolución se representa en las gráficas incluidas en el informe, que muestran tanto el descenso progresivo del Performance Ratio (PR) como la pérdida porcentual asociada. Como puede observarse, el PR disminuye de forma constante desde un valor inicial del 76,5 % en el primer año hasta un 66,5 % en el año 25. Este comportamiento refleja la pérdida de eficiencia provocada por el envejecimiento natural de los módulos, que afecta al aprovechamiento efectivo de la radiación solar.

Figura 36: Evolución del Performance Ratio a lo largo de la vida útil de la instalación



Fuente: PVsyst

Figura 37: % de Perdida de Performance Ratio a lo largo de la vida útil de la instalación

Year	EUseful MWh	PR %	PR loss %
1	9.68	76.48	-0.23
2	9.63	76.13	-0.69
3	9.59	75.77	-1.15
4	9.54	75.42	-1.62
5	9.50	75.06	-2.08
6	9.45	74.71	-2.54
7	9.40	74.29	-3.08
8	9.35	73.88	-3.63
9	9.30	73.46	-4.17
10	9.24	73.04	-4.72
11	9.19	72.62	-5.26
12	9.14	72.21	-5.80
13	9.09	71.81	-6.33
14	9.03	71.40	-6.86
15	8.98	70.99	-7.40
16	8.93	70.58	-7.93
17	8.88	70.17	-8.46
18	8.83	69.77	-8.99
19	8.78	69.36	-9.52
20	8.73	68.95	-10.05
21	8.67	68.55	-10.58
22	8.61	68.03	-11.25
23	8.54	67.52	-11.92
24	8.48	67.00	-12.59
25	8.41	66.49	-13.26

Fuente: PVsyst

Además, se han considerado las siguientes pérdidas en el modelo energético, directamente extraídas del análisis realizado en PVsyst:

- **Suciedad superficial de los módulos (Soiling):** Se ha estimado una pérdida constante del 3,0 % debido a la acumulación de polvo y partículas en la superficie de los paneles, lo que reduce su capacidad de captación de radiación.
- **Pérdidas térmicas (Thermal loss factor):** Estas pérdidas, asociadas al incremento de temperatura de los módulos durante su funcionamiento, se han modelado con un coeficiente térmico constante de 29,0 W/m²·K.
- **Degradación inducida por la luz (LID):** Se ha aplicado una pérdida inicial del 1,0 % que representa el deterioro del rendimiento de los módulos tras su primera exposición a la radiación solar.
- **Pérdidas por calidad del módulo (Module Quality Loss):** El software ha considerado una pérdida del -0,38 %, atribuible a variaciones mínimas en las especificaciones reales frente a las declaradas por el fabricante.
- **Pérdidas por desajuste entre módulos (Module Mismatch Losses):** Debido a diferencias de comportamiento entre los distintos módulos del campo fotovoltaico, se ha estimado una pérdida del 2,0 % en condiciones de punto de máxima potencia (MPP).
- **Pérdidas en el cableado de corriente continua (DC wiring losses):** El sistema presenta una pérdida del 2,0 % en el cableado de corriente continua.

- **Pérdidas por indisponibilidad del sistema:** Se ha considerado un 2,0 % de tiempo anual en el que el sistema puede estar fuera de servicio por mantenimientos, revisiones o fallos puntuales.
- **Pérdidas auxiliares (Auxiliary losses):** Se incluyen pérdidas proporcionales a la potencia entregada, con un valor de 5,0 W/kW, que representan consumos energéticos del sistema de gestión, control y electrónica auxiliar.

Estas pérdidas han sido tenidas en cuenta en la simulación final, permitiendo así obtener una estimación más realista del rendimiento energético neto de la instalación.

Figura 38: Pérdidas asociadas al sistema

Array losses									
Array Soiling Losses			Thermal Loss factor				DC wiring losses		
Loss Fraction	3.0 %		Module temperature according to irradiance			Global array res.	118 mΩ		
			Uc (const)	29.0 W/m²K		Loss Fraction	2.00 % at STC		
			Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
LID - Light Induced Degradation			Module Quality Loss				Module mismatch losses		
Loss Fraction	1.0 %		Loss Fraction		-0.38 %	Loss Fraction		2.00 % at MPP	
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
System losses									
Unavailability of the system					Auxiliary losses				
Time fraction	2.0 %				Proportional to Power	5.0 W/kW			
	7.3 days,				0.0 kW from Power thresh.				
	3 periods								

Fuente: PVsyst

5.3.4. Dimensionamiento de los conductores

Conductor de la salida eléctrica de los paneles al inversor (CC)

Para este proyecto es necesario dimensionar correctamente el conductor en corriente continua (DC) que conecta los paneles fotovoltaicos con el inversor. El campo solar se compone de 12 módulos fotovoltaicos dispuestos en 2 strings de 6 módulos en serie, conectados a un inversor trifásico Huawei SUN2000-6KTL-M1.

El cálculo se realiza sobre un solo *string*, ya que cada uno tiene su cableado independiente hasta el inversor. Según la ficha técnica de los módulos Trina Solar TSM-DEG20C-20-605, la corriente de cortocircuito (Isc) es de 15,83 A, valor que se

toma como referencia para calcular la sección del cable, aplicando un margen de seguridad. La tensión total del *string* se estima en 243 V, resultado de multiplicar la tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}) de cada módulo ($\approx 40,5$ V) por el número de paneles en serie (6).

Se establece como criterio de diseño una caída de tensión máxima del 1,5 %, siguiendo buenas prácticas para instalaciones fotovoltaicas de baja tensión. La longitud del conductor se ha estimado en 15 metros.

Aplicando la siguiente fórmula para determinar la sección del conductor en corriente continua:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\sigma \cdot \Delta V}$$

Donde:

S: es la sección del conductor en mm^2

L: longitud del cable, 15m.

I: Intensidad de cortocircuito, 15,83 A

σ : Conductividad del material del conductor, en este caso se ha elegido cobre ($56 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$)

ΔV : Caída de tensión, en este caso 3,645V

Sustituyendo:

$$S = \frac{2 \cdot 15\text{m} \cdot 15,83\text{A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 3,645} = 2,33 \text{ mm}^2$$

Por tanto, la sección mínima necesaria para cumplir con el criterio de caída de tensión del 1,5 % es de $2,33 \text{ mm}^2$. En base a este resultado y atendiendo a secciones comerciales disponibles, se ha seleccionado un conductor de 4 mm^2 de cobre, que garantiza el cumplimiento del requisito eléctrico y ofrece un pequeño margen de seguridad adicional frente a variaciones de temperatura o condiciones reales de instalación. Para ello se ha seleccionado el conductor Prysmian Solar H1Z2Z2-K 4 mm^2 .

Figura 39: Conductor Prysmian Solar H1Z2Z2-K 4 mm^2



Conductor del inversor al punto de evacuación (CA)

Una vez definido el inversor seleccionado para la instalación, Huawei SUN2000-6KTL-M1, con una potencia nominal de 6 kW, es necesario dimensionar adecuadamente el conductor en corriente alterna que conecta la salida del inversor con el punto de evacuación (cuadro de protección o acometida eléctrica de la vivienda).

Para este cálculo se considera una instalación en sistema trifásico a 400 V, con factor de potencia 0,8 (ambas vienen dadas por el inversor en este caso) y una distancia total de 30 metros entre el inversor y el punto de conexión. Se fija una caída de tensión máxima admisible del 1,5 % sobre el valor nominal de tensión, tal y como establece el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Para el cálculo de la intensidad máxima que circulará por el conductor se obtiene aplicando la fórmula de potencia activa en corriente alterna trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi}$$
$$I = \frac{6000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0,8} = 10,83 \text{ A}$$

Una vez calculada la intensidad, se puede calcular la sección mínima del conductor.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot \sigma}$$

Donde:

L: Longitud del conductor, en este caso 30m

I: intensidad máxima que recorre el cable, 10,83A

σ : Conductividad del material del conductor, en este caso se ha elegido cobre (56 m / $\Omega \cdot \text{mm}^2$)

ΔV : Caída de tensión, en este caso 0,015·400V= 6V

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ m} \cdot 9,12 \text{ A}}{6 \text{ V} \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 1,67 \text{ mm}^2$$

Para el tramo en corriente alterna que conecta la salida del inversor con el punto de conexión a red, se ha optado también por utilizar un conductor de 4 mm² de sección, aunque el cálculo realizado indicaba que sería suficiente con una sección inferior. Esta elección responde a un criterio de homogeneidad, robustez y

simplicidad de instalación, manteniendo la misma sección que en el tramo DC y asegurando una menor caída de tensión y mayor fiabilidad del sistema a largo plazo. Por ello para el tramo de conexión en corriente alterna entre el inversor y el punto de evacuación, se ha seleccionado el cable N2XH IEC 60502-1 XLPE FRNC 0,6/1kV.

Figura 40: Conductor N2XH UEC 60502-1 XLPE FRNC 0,6/1kV



5.3.5. Simulación de la instalación fotovoltaica

Una vez definido el sistema completo, se ha realizado la simulación anual de producción con PVsyst. Como puede observarse en la Figura 41, la energía efectiva generada por el campo fotovoltaico en el año 1 de la instalación (EArray) alcanza un total de 11.074 kWh/año, mientras que la energía realmente utilizada por la vivienda (E_User) es de 8.374 kWh/año, de la cual 7498 kWh/año provienen de la energía solar (E_Solar). La energía sobrante no consumida (E_Grid) asciende a 2.180 kWh, que se inyectan a la red, mientras que el consumo adicional desde la red eléctrica (E_Grid) se sitúa en 876,1 kWh anuales, lo que representa aproximadamente un 11 % de la demanda total.

Figura 41: Resultados de la simulación de PVsyst

Balances and main results										
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	E_Grid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	61.7	28.00	6.90	108.6	104.2	720	783	583	48	199.8
February	77.7	31.70	7.30	123.7	118.3	818	726	673	49	52.6
March	119.0	54.10	10.60	151.3	144.2	979	693	609	171	83.7
April	152.0	70.20	13.20	165.2	156.6	1059	654	654	307	0.0
May	179.4	82.40	17.00	172.2	162.6	1085	623	581	325	42.4
June	200.9	78.90	21.70	182.6	172.1	1127	656	609	344	46.9
July	197.5	85.10	24.30	183.2	172.8	1122	756	744	263	11.7
August	174.0	75.50	24.00	180.3	170.7	1109	747	744	260	3.4
September	125.5	59.00	19.90	145.4	137.9	906	679	627	185	52.3
October	91.6	41.50	16.60	129.9	124.0	825	622	583	172	38.7
November	61.7	28.90	10.90	104.8	100.3	687	673	551	48	122.4
December	50.0	23.10	7.30	95.7	91.8	637	762	540	8	222.3
Year	1491.0	658.39	15.02	1742.9	1655.3	11074	8374	7498	2180	876.1

Legends

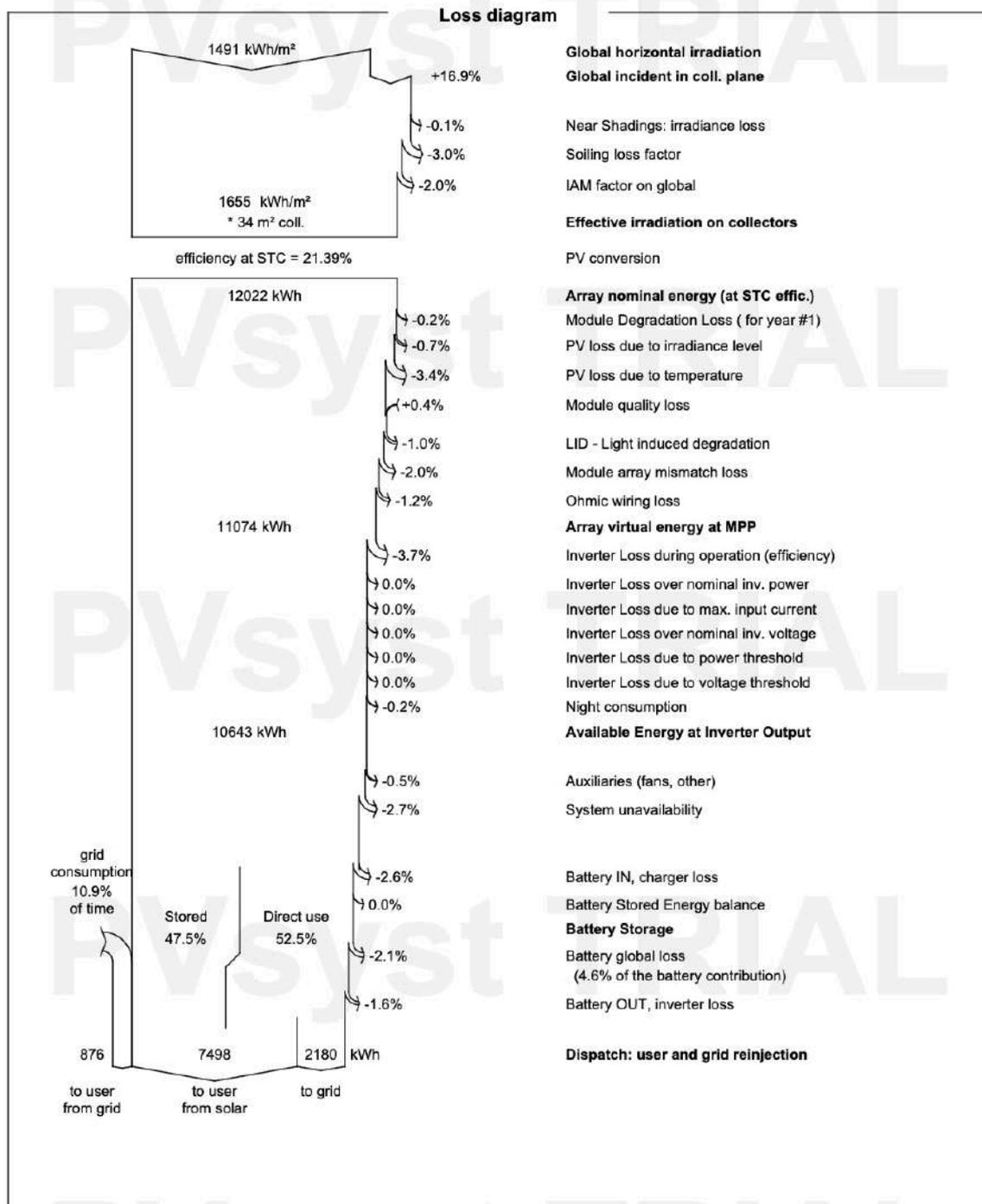
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective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

Fuente: PVsyst

La siguiente figura muestra el diagrama de Sankey de la instalación, donde se observa claramente cómo parte de la energía solar captada se pierde en el proceso

de conversión, principalmente por temperatura, inversor y almacenamiento. Del total generado, un 52,5 % se consume directamente y un 47,5 % se almacena en batería, aunque con pérdidas en la carga y descarga. Finalmente, se inyectan 2.180 kWh a la red y se consumen 876 kWh desde ella, lo que refleja una dependencia residual del 10.9 %.

Figura 42: Diagrama de Sankey de la instalación fotovoltaica



Fuente: PVsyst

Con el objetivo de representar de forma realista el comportamiento del sistema fotovoltaico a lo largo de su vida útil, se ha seleccionado una muestra de cinco años clave (1, 7, 14, 21 y 25) a partir de los informes de simulación generados en PVsyst. Estos años permiten capturar la evolución del rendimiento del sistema debido a la degradación de los módulos, sin necesidad de realizar una simulación individual para los 25 años de vida útil del proyecto.

Figura 43: Balance de energía del sistema en el año 7 de operación

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	61.7	28.00	6.90	108.6	104.2	701	783	575	38	207.7
February	77.7	31.70	7.30	123.7	118.3	796	726	667	36	59.4
March	119.0	54.10	10.60	151.3	144.2	953	693	606	152	87.4
April	152.0	70.20	13.20	165.2	156.6	1031	654	654	279	0.4
May	179.4	82.40	17.00	172.2	162.6	1056	623	579	301	43.6
June	200.9	78.90	21.70	182.6	172.1	1097	656	609	318	47.1
July	197.5	85.10	24.30	183.2	172.8	1092	756	740	237	15.8
August	174.0	75.50	24.00	180.3	170.7	1080	747	743	232	4.5
September	125.5	59.00	19.90	145.4	137.9	882	679	621	169	58.4
October	91.6	41.50	16.60	129.9	124.0	804	622	581	153	40.9
November	61.7	28.90	10.90	104.8	100.3	669	673	543	39	129.9
December	50.0	23.10	7.30	95.7	91.8	620	762	528	5	233.7
Year	1491.0	658.39	15.02	1742.9	1655.3	10781	8374	7445	1957	928.9

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

Fuente: PVsyst

Figura 44: Balance de energía del sistema en el año 14 de operación

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	61.7	28.00	6.90	108.6	104.2	675	783	563	26	220.1
February	77.7	31.70	7.30	123.7	118.3	767	726	655	23	71.3
March	119.0	54.10	10.60	151.3	144.2	918	693	600	126	92.7
April	152.0	70.20	13.20	165.2	156.6	993	654	653	241	1.0
May	179.4	82.40	17.00	172.2	162.6	1017	623	577	271	45.7
June	200.9	78.90	21.70	182.6	172.1	1057	656	608	281	47.5
July	197.5	85.10	24.30	183.2	172.8	1052	756	735	202	21.5
August	174.0	75.50	24.00	180.3	170.7	1040	747	741	194	5.9
September	125.5	59.00	19.90	145.4	137.9	849	679	612	146	66.6
October	91.6	41.50	16.60	129.9	124.0	774	622	576	129	46.0
November	61.7	28.90	10.90	104.8	100.3	645	673	532	27	140.9
December	50.0	23.10	7.30	95.7	91.8	597	762	512	1	249.8
Year	1491.0	658.39	15.02	1742.9	1655.3	10386	8374	7365	1668	1009.0

Legends

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

Fuente: PVsyst

Figura 45: Balance de energía del sistema en el año 21 de operación

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	61.7	28.00	6.90	108.6	104.2	650	783	551	16	232
February	77.7	31.70	7.30	123.7	118.3	739	726	639	15	87
March	119.0	54.10	10.60	151.3	144.2	885	693	595	101	98
April	152.0	70.20	13.20	165.2	156.6	957	654	652	205	2
May	179.4	82.40	17.00	172.2	162.6	980	623	576	243	47
June	200.9	78.90	21.70	182.6	172.1	1018	656	608	243	48
July	197.5	85.10	24.30	183.2	172.8	1013	756	729	168	27
August	174.0	75.50	24.00	180.3	170.7	1002	747	739	157	8
September	125.5	59.00	19.90	145.4	137.9	818	679	604	125	75
October	91.6	41.50	16.60	129.9	124.0	745	622	565	113	57
November	61.7	28.90	10.90	104.8	100.3	621	673	521	16	152
December	50.0	23.10	7.30	95.7	91.8	575	762	494	0	268
Year	1491.0	658.39	15.02	1742.9	1655.3	10001	8374	7273	1401	1101

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

Fuente: PVsyst

Figura 46: Balance de energía del sistema en el año 25 de operación

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	61.7	28.00	6.90	108.6	104.2	631.8	783.0	540.2	11.4	242.8
February	77.7	31.70	7.30	123.7	118.3	718.1	726.0	624.3	9.8	101.7
March	119.0	54.10	10.60	151.3	144.2	859.7	693.0	589.8	83.8	103.2
April	152.0	70.20	13.20	165.2	156.6	929.7	654.0	652.1	178.0	1.9
May	179.4	82.40	17.00	172.2	162.6	952.2	623.0	573.5	222.9	49.5
June	200.9	78.90	21.70	182.6	172.1	989.5	656.0	607.8	216.3	48.2
July	197.5	85.10	24.30	183.2	172.8	984.8	756.0	725.2	143.1	30.8
August	174.0	75.50	24.00	180.3	170.7	973.5	747.0	736.6	132.9	10.4
September	125.5	59.00	19.90	145.4	137.9	794.9	679.0	597.0	108.6	82.0
October	91.6	41.50	16.60	129.9	124.0	724.6	622.0	556.5	101.8	65.5
November	61.7	28.90	10.90	104.8	100.3	603.3	673.0	512.7	9.2	160.3
December	50.0	23.10	7.30	95.7	91.8	558.8	762.0	479.8	0.0	282.2
Year	1491.0	658.39	15.02	1742.9	1655.3	9721.0	8374.0	7195.6	1217.8	1178.4

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

Fuente: PVsyst

La tabla siguiente recoge a modo de resumen los valores clave extraídos para cada uno de esos años:

Tabla 23: Resumen de los valores clave extraídos para los años seleccionados

Año	EArray (kWh)	E_Solar (kWh)	E_Grid (kWh)	EFrGrid (kWh)
1	11074	7498	2180	876
7	10781	7445	1957	929
14	10386	7365	1668	1009
21	10001	7273	1401	1101
25	9721	7196	1218	1178

Fuente: Elaboración propia a partir de PVsyst

- **EArray:** Energía total producida por el campo fotovoltaico (antes de pérdidas del inversor).
- **E_Solar:** Energía solar auto consumida por la vivienda.
- **E_Grid:** Energía exportada a red (excedente no consumido).

Con el objetivo de estimar la evolución energética del sistema a lo largo de sus 25 años de vida útil, se ha aplicado una regresión lineal a las variables EArray, ESolar, EGrid y EFrGrid, tomando como base los valores simulados para los años 1, 7, 14, 21 y 25 mediante el software PVsyst. A partir de estos datos, se ha ajustado una recta de la forma:

$$E(t) = a \cdot t + b$$

Donde:

- E(t): representa el valor estimado de la variable energética en el año t
- a: es la pendiente de la recta (variación anual)
- b: es la ordenada en el origen (valor inicial estimado)
- t: es el número de año, desde 1 hasta 25

A partir de las rectas ajustadas, se han estimado los valores intermedios para todos los años del proyecto (del 1 al 25), lo que permite reconstruir de forma continua la evolución anual de la producción y el consumo energético. Aunque esta estrategia supone una simplificación respecto al comportamiento real del sistema, proporciona una estimación suficientemente robusta para analizar el rendimiento medio a lo largo del tiempo.

Gracias a esta aproximación, es posible calcular valores promedio de generación, autoconsumo y vertido a red durante toda la vida útil del sistema, lo que facilita una evaluación económica coherente y representativa del proyecto.

Tabla 24: Valores obtenidos a lo largo de la vida útil del proyecto

Año	EArray (kWh)	E_Solar (kWh)	E_Grid (kWh)	EFrGrid (kWh)
1	11098,9	7512,0	2188,1	862,0
2	11042,9	7499,6	2148,1	874,4
3	10986,8	7487,2	2108,2	886,9
4	10930,8	7474,7	2068,2	899,3
5	10874,7	7462,3	2028,3	911,7
6	10818,6	7449,8	1988,3	924,2
7	10762,6	7437,4	1948,4	936,6
8	10706,5	7425,0	1908,5	949,0
9	10650,5	7412,5	1868,5	961,5
10	10594,4	7400,1	1828,6	973,9
11	10538,4	7387,7	1788,6	986,3
12	10482,3	7375,2	1748,7	998,8
13	10426,2	7362,8	1708,7	1011,2
14	10370,2	7350,3	1668,8	1023,7
15	10314,1	7337,9	1628,8	1036,1
16	10258,1	7325,5	1588,9	1048,5
17	10202,0	7313,0	1548,9	1061,0
18	10145,9	7300,6	1509,0	1073,4
19	10089,9	7288,2	1469,1	1085,8
20	10033,8	7275,7	1429,1	1098,3
21	9977,8	7263,3	1389,2	1110,7
22	9921,7	7250,8	1349,2	1123,1
23	9865,7	7238,4	1309,3	1135,6
24	9809,6	7226,0	1269,3	1148,0
25	9753,5	7213,5	1229,4	1160,4
Media	10426,2	7362,8	1708,7	1011,2

Fuente: Elaboración propia

A partir de las rectas de regresión ajustadas para las variables clave del sistema energético, se han estimado los valores medios anuales durante los 25 años de vida útil del proyecto. La energía generada por el campo fotovoltaico (EArray) presenta

un valor promedio de 10.426,2 kWh al año, mientras que la energía solar auto consumida (E_Solar) alcanza una media de 7.362,8 kWh. La energía vertida a la red (E_Grid) se sitúa en 1.708,7 kWh anuales, y la energía consumida desde la red (EFrGrid) tiene un valor medio de 1.011,2 kWh.

Estos resultados reflejan una cobertura muy elevada de la demanda total mediante generación solar, con un porcentaje medio de autoconsumo del 87,9 % y una dependencia residual de la red del 12,1 %. Esta dependencia se ha calculado como el cociente entre la energía media consumida desde la red (EFrGrid) y la suma de EFrGrid + E_Solar, es decir, el total de energía consumida en la vivienda. Esta proporción confirma que el sistema diseñado permite alcanzar una fracción solar superior al 85 %, manteniendo una cobertura fiable de la demanda sin necesidad de sobredimensionamiento extremo del sistema de generación o almacenamiento.

Tabla 25: Resumen de las rectas de regresión y de los valores promedios obtenidos

	EArray (kWh)	E_Solar (kWh)	E_Grid (kWh)	EFrGrid (kWh)
Pendiente	-56,1	-12,4	-39,9	12,4
Intersección	11.155,0	7.524,5	2.228,0	849,6
Recta	$E(t)=-56,1t + 11155$	$E(t)=-12,4t + 7524,5$	$E(t)=-39,9t + 2228$	$E(t)=12,4t + 849,6$
Valor promedio	10.426,2	7.362,8	1.708,7	1.011,2

Fuente: Elaboración propia

5.3.6. Simulación de la instalación fotovoltaica con fracción solar del 100%

Con el objetivo teórico de analizar la instalación necesaria para alcanzar una fracción solar del 100 %, se ha realizado una segunda simulación en PVsyst buscando las características de la instalación que permite alcanzar esos valores. En ese escenario, el campo fotovoltaico se amplía a 20 módulos bifaciales de 605 W, alcanzando una potencia pico total de 12,1 kW, y se complementa con una batería de litio sobredimensionada con 18 módulos (6 en serie × 3 en paralelo), que proporciona una capacidad de almacenamiento de 138,2 kWh. Esta batería, que es 6 veces mayor que la instalada en el caso base (23 kWh), permitiría cubrir íntegramente la demanda nocturna y mantener la autosuficiencia incluso durante varios días consecutivos sin producción solar.

Figura 47: Equipos empleados en la instalación fotovoltaica con una fracción solar SF=100%

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-DEG-20C-20-605 Vertex (Original PVsyst database)	Model	SUN2000-8KTL-M1 (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	605 Wp	Unit Nom. Power	8.00 kWac
Number of PV modules	20 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	12.10 kWp	Total power	8.0 kWac
Modules	2 string x 10 In series	Operating voltage	140-980 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>53°C)	8.80 kWac
Pmpp	11.07 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.51
U mpp	316 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	35 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	12 kWp	Total power	8 kWac
Total	20 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	56.6 m ²	Pnom ratio	1.51
Battery Storage			
Battery			
Manufacturer	Generic		
Model	Luna2000-10-SO, with inverter 5 kW		
Battery pack			
Nb. of units	6 in series x 3 in paralel	Battery Pack Characteristics	
Discharging min. SOC	20.0 %	Voltage	288 V
Stored energy	138.2 kWh	Nominal Capacity	600 Ah (C10)
Battery input charger			
Model	Generic	Temperature	Fixed 20 °C
Max. charg. power	9.0 kWdc		
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %		
Battery to Grid inverter			
Model	Generic		
Max. disch. power	1.6 kWac		
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %		

Fuente: PVsyst

Figura 48: Resultados de la simulación de PVsyst de una instalación con una fracción solar SF=100%

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	61.7	28.00	6.90	108.6	104.2	1182	783	783	221	0.0
February	77.7	31.70	7.30	123.7	118.3	1354	726	726	523	0.0
March	119.0	54.10	10.60	151.3	144.2	1588	693	693	615	0.0
April	152.0	70.20	13.20	165.2	156.6	1740	654	654	981	0.0
May	179.4	82.40	17.00	172.2	162.6	1779	623	623	906	0.0
June	200.9	78.90	21.70	182.6	172.1	1874	656	656	959	0.0
July	197.5	85.10	24.30	183.2	172.8	1858	756	756	987	0.0
August	174.0	75.50	24.00	180.3	170.7	1838	747	747	977	0.0
September	125.5	59.00	19.90	145.4	137.9	1474	679	679	690	0.0
October	91.6	41.50	16.60	129.9	124.0	1365	622	622	662	0.0
November	61.7	28.90	10.90	104.8	100.3	1139	673	673	349	0.0
December	50.0	23.10	7.30	95.7	91.8	1062	762	762	193	0.0
Year	1491.0	658.39	15.02	1742.9	1655.3	18252	8374	8374	8064	0.0

Legends

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

Fuente: PVsyst

La simulación mostrada en la Figura 48 corresponde al escenario en el que se ha sobredimensionado el sistema fotovoltaico con el objetivo de alcanzar una fracción solar del 100 %, es decir, cubrir toda la demanda energética de la vivienda sin recurrir a la red eléctrica.

En este caso, la energía generada por el campo fotovoltaico (E_{Array}) asciende a 18.252 kWh/año, mientras que la energía suministrada al usuario (E_{User}) coincide exactamente con la energía solar disponible (E_{Solar}), con un valor de 8.374 kWh/año, lo que indica que toda la energía consumida proviene del sistema fotovoltaico. Como resultado, el valor de E_{FrGrid} (energía extraída de la red) es 0,0 kWh en todos los meses del año, y no hay aportación externa al sistema.

Además, se observa que el sistema genera un excedente considerable de energía no consumida (E_{Grid}), que se inyecta en su totalidad a la red. Este excedente alcanza un total anual de 8.064 kWh, concentrado principalmente en los meses de mayor irradiación (mayo a agosto). Este resultado pone de manifiesto que, para garantizar la autosuficiencia energética incluso en los meses de menor producción (enero, febrero, diciembre), es necesario sobredimensionar el sistema, lo que inevitablemente conduce a una sobreproducción en el resto del año.

Sin embargo, este nivel de sobredimensionamiento conlleva un aumento sustancial de la inversión inicial, tanto por el incremento en número de módulos como, especialmente, por la batería, que supone el componente más costoso del sistema. Por ello, se ha optado por mantener una ligera dependencia de la red eléctrica (~10 %), lo que permite un diseño más equilibrado entre coste, rendimiento y rentabilidad, sin comprometer la sostenibilidad del sistema a largo plazo.

5.3.7. Coste de los equipos

El coste estimado de los equipos seleccionados tanto para la instalación fotovoltaica como para la instalación de aerotermia son los siguientes:

Tabla 26: Coste estimado de los equipos seleccionados

	Concepto	Modelo / Descripción	Precio estimado (€)
Instalación Fotovoltaica	Paneles solares	12× Trina Solar TSM 605 W	1.440
	Inversor	Huawei SUN2000-6KTL-M1	1.800
	Batería de litio	3x Huawei LUNA2000 5kW	11.400
	Estructura de soporte	Soportes inclinados para suelo	1000
	Cableado	Cableado instalación	500
	Cuadro eléctrico y protecciones	Magnetotérmicos, diferenciales, fusibles DC, seccionadores	500
	Regulador o Smart Meter	Huawei Smart Power DTSU666-H	190
	Subtotal instalación fotovoltaica		
Aerotermia	Unidad exterior aerotermia	Daikin Altherma 3 ERGA08DV	2.423
	Unidad interior hidrokít	Blueevolution EHBX08D6V	2.328
	Depósito de ACS	EKHWS200D3V3 – 200 L	1.430
	Válvulas, bomba de recirculación, purgadores	Elementos hidráulicos adicionales	500
	Termostatos	Elementos de control de temperatura de la instalación	500
	Subtotal aerotermia		
TOTAL			24.011

Fuente: Elaboración propia

5.3.8. Costes adicionales de ejecución e implementación

Además del coste asociado a los equipos principales, como los módulos fotovoltaicos, la batería, el inversor, la aerotermia o el cargador de vehículo eléctrico, es necesario considerar una serie de gastos adicionales relacionados con la ejecución, instalación y puesta en marcha del sistema. Estos costes reflejan el esfuerzo técnico y administrativo necesario para llevar a cabo el proyecto en condiciones reales y asegurar su legalización y funcionamiento seguro conforme a la normativa vigente.

Los principales costes adicionales considerados en este proyecto son:

- **Mano de obra para la instalación fotovoltaica (2.500 €):** incluye el montaje de paneles, instalación eléctrica, conexionado de inversor y protecciones, y puesta en marcha del sistema.
- **Mano de obra para la instalación del sistema de aerotermia (2.000 €):** Incluye la instalación de la unidad exterior, del hidrokkit interior, conexionado hidráulico y eléctrico, integración con el sistema de climatización existente y pruebas de funcionamiento.
- **Instalación del cargador de vehículo eléctrico (500 €):** este coste contempla la fijación, cableado, protecciones necesarias y configuración del cargador en la red doméstica.
- **Obra civil y adaptaciones (1.500 €):** engloba pequeñas actuaciones de adecuación del terreno, cimentación para soportes fotovoltaicos en suelo, canalizaciones para cableado, y posibles mejoras en el cuarto técnico.
- **Costes de legalización y documentación técnica (1.500 €):** Incluye la redacción de la Memoria Técnica de Diseño, los certificados de instalación (CIE), la tramitación administrativa en el Canal Empresa, el registro en el RAC, y otros informes necesarios para cumplir la normativa autonómica y estatal.

En conjunto, estos costes adicionales ascienden a 8.000 €, y deben ser tenidos en cuenta para estimar de forma realista la inversión total necesaria para llevar a cabo una instalación llave en mano completamente legalizada y operativa.

Tabla 27: Coste estimado de la implementación/ejecución de la instalación

Coste de ejecución / implementación	Coste estimado (€)
Mano de obra para la instalación Fotovoltaica	2.500
Mano de obra para la instalación de Aerotermia	2.000
Instalación del cargador de Vehículo Eléctrico	500
Obra civil y adaptaciones	1.500
Coste de legalización y documentación técnica	1.500
Total	8.000

Fuente: Elaboración propia

5.4. Legalización de una instalación fotovoltaica en Cataluña

Además del diseño técnico y económico de la instalación, es imprescindible considerar los trámites administrativos y legales necesarios para su legalización y puesta en marcha, especialmente cuando se trata de una instalación de autoconsumo residencial conectada a red. En el caso concreto de este proyecto, desarrollado en el municipio de Ullastret (Girona), se han seguido los procedimientos establecidos por la Generalitat de Cataluña, que, si bien se alinean en gran medida con la normativa estatal, incluyen particularidades propias en cuanto a registro y gestión de la documentación.

A nivel normativo, la instalación debe cumplir con lo establecido por el Real Decreto 244/2019, que regula las condiciones técnicas, económicas y administrativas del autoconsumo eléctrico en España. Esta normativa define las modalidades de autoconsumo (con o sin excedentes), los requisitos de conexión, las obligaciones de medida y la posibilidad de acogerse al mecanismo de compensación simplificada. Las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, tanto domésticas como industriales, pueden clasificarse en tres modalidades principales:

- **Autoconsumo sin excedentes:** sistemas conectados a red, pero con dispositivo anti vertido, que impide la inyección de energía sobrante (según la ITC-BT-40).
- **Autoconsumo con excedentes acogido a compensación:** permite verter excedentes a la red y recibir una compensación económica en la factura eléctrica. Esta modalidad está limitada a instalaciones de hasta 100 kW.
- **Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación:** los excedentes se vierten al mercado eléctrico sin compensación directa, por lo que es necesario inscribirse en el RAIPRE como productor de energía.

Figura 49: Tipos de instalaciones de autoconsumo



Fuente: Solarix 2023 [26]

Por otro lado, en el ámbito autonómico, la Generalitat de Cataluña ha desarrollado sus propios procedimientos de legalización, centralizados a través del portal Canal Empresa y el Registro de Autoconsumo de Cataluña (RAC), habilitado por el Institut Català d'Energia (ICAEN) y operativo desde 2022.

En el caso de instalaciones con una potencia igual o inferior a 15 kW en suelo urbanizado, como es esta, el proceso de legalización se simplifica considerablemente. No se requiere la solicitud de acceso y conexión previa a la distribuidora eléctrica, siempre que no se supere la potencia contratada, y basta con presentar una Memoria Técnica de Diseño (MTD) firmada por un técnico competente [26] (Solarix, 2023). Esta memoria incluye los datos básicos de diseño, componentes, esquemas eléctricos y justificación del cumplimiento normativo. Una vez ejecutada la instalación, se emite el Certificado de Instalación Eléctrica (CIE), registrado en Industria mediante la tramitación telemática correspondiente.

En cuanto a los certificados exigidos, la normativa técnica nacional, recogida en la ITC-BT-04 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), establece que, para instalaciones con una potencia igual o inferior a 10 kW, como es el caso de este proyecto, únicamente se requiere el Certificado de Instalación Eléctrica (CIE), también conocido como “Boletín” o “CIE” [26] (Solarix, 2023).

Este documento debe ser emitido y firmado por un instalador autorizado y acredita que la instalación cumple con todos los requisitos técnicos y de seguridad. Sin embargo, si se tratase de una instalación superior a 10 kW, también sería obligatorio presentar un Certificado de Fin de Obra (CFO) firmado por un técnico titulado competente (ingeniero técnico o superior), que garantice que el sistema ha sido ejecutado conforme al proyecto técnico visado.

Uno de los trámites clave dentro del proceso de legalización en Cataluña es la inscripción en el *Registro de Instalaciones Técnicas de Seguridad Industrial de Cataluña* (RITSIC), gestionado por la Generalitat. Este registro certifica oficialmente que la instalación ha sido realizada conforme a los requisitos del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Para instalaciones de baja tensión como la del presente proyecto, con una potencia igual o inferior a 10 kW, basta con que el instalador autorizado presente el Certificado de Instalación Eléctrica (CIE) a través del portal Canal Empresa.

La validación del Certificado de Instalación Eléctrica (CIE) a través del portal *Canal Empresa* no solo permite inscribir la instalación en el Registro de Instalaciones Técnicas de Seguridad Industrial de Cataluña (RITSIC), sino que también activa automáticamente su alta en el Registro de Autoconsumo de Cataluña (RAC). Este doble registro, gestionado de forma centralizada y automatizada, simplifica significativamente el proceso administrativo, asegurando el cumplimiento

normativo y facilitando el seguimiento y la puesta en marcha de la instalación desde el punto de vista energético y de seguridad industrial [26] (Solarix, 2023)

En caso de que la instalación tenga excedentes y se desee acogerse al sistema de compensación simplificada, se deberá comunicar dicha condición a la empresa comercializadora, quien se encargará de habilitar el contrato de compensación en factura. Para ello, será necesario que el contador eléctrico esté configurado adecuadamente para registrar flujos bidireccionales de energía, conforme a lo establecido en el RD 1110/2007 sobre el sistema de medida del sector eléctrico.

En cuanto a la conexión a red, si bien en muchos casos no es necesario un trámite específico con la distribuidora, sí puede requerirse la firma de un Contrato Técnico de Acceso (CTA) entre el titular de la instalación y la empresa distribuidora eléctrica (habitualmente e-distribución en Cataluña). Este documento regula las condiciones de conexión y operación técnica del punto de suministro, y suele gestionarse una vez legalizada la instalación.

Por otro lado, cuando se trata de instalaciones de autoconsumo sin excedentes, como ocurre en algunas configuraciones específicas, se requiere la instalación de un sistema anti vertido certificado que impida el flujo de energía hacia la red eléctrica. No es el caso del presente proyecto, cuya configuración está diseñada para verter excedentes con compensación económica, optimizando así la rentabilidad de la instalación.

Adicionalmente, desde un punto de vista documental, la puesta en servicio de la instalación debe quedar debidamente registrada ante la Administración. Para ello, el instalador autorizado presenta, a través del Canal Empresa, la documentación técnica y administrativa necesaria, que incluye el CIE, la MTD y los certificados de los componentes utilizados (paneles, inversor, batería, protecciones, etc.). Esta presentación habilita legalmente el funcionamiento del sistema, permitiendo la activación de los contratos eléctricos actualizados y el inicio de la facturación con compensación de excedentes, en caso de que aplique.

En resumen, el procedimiento de legalización en Cataluña resulta más simplificado que en otras Comunidades Autónomas, gracias a la centralización de trámites y la automatización de registros como el RAC. Este marco favorece la implantación de sistemas de autoconsumo residencial, reduciendo barreras administrativas y fomentando la generación distribuida. En el contexto del presente proyecto, el cumplimiento de estas etapas resulta imprescindible para que la instalación pueda operar legalmente, beneficiarse de las ayudas disponibles y contribuir de forma efectiva a los objetivos de transición energética de la región.

5.5. Ayudas y financiación disponible para instalaciones de autoconsumo en Gerona

Aunque actualmente no existen subvenciones directas activas en la provincia de Girona vinculadas a los fondos europeos Next Generation ya que se ha agotado, sí se mantienen vigentes diversos beneficios fiscales autonómicos y municipales que permiten reducir de forma significativa el coste total del proyecto. Estos beneficios, centrados principalmente en la bonificación de impuestos locales y deducciones fiscales estatales, hacen que las instalaciones de autoconsumo sean más accesibles para los propietarios de viviendas.

- 1. Bonificación del ICIO (Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras):** En muchos municipios de Girona, incluido Ullastret, se aplica una bonificación del 95 % sobre este impuesto para instalaciones de energía solar. Teniendo en cuenta que el ICIO se calcula como un 4 % del presupuesto de la instalación, que en este caso asciende a 32.546 €, la aplicación de esta bonificación supondría un ahorro próximo a los 1236,75 € sobre el total del proyecto.
- 2. Bonificación del IBI (Impuesto sobre Bienes Inmuebles)** Varios municipios de la provincia de Girona ofrecen bonificaciones de hasta el 50 % del IBI durante varios años a viviendas que instalan sistemas de autoconsumo fotovoltaico [24] (SFE Solar, 2024a). El IBI anual de la vivienda asciende a casi 1.000 €, por lo que una bonificación del 50 % durante cinco años permitiría un ahorro total de 2.500 €.
- 3. Deducción del IRPF por mejora de eficiencia energética** La legislación estatal contempla una deducción en el IRPF de entre el 20 % y el 60 % del coste de la instalación para aquellas actuaciones que mejoren la eficiencia energética del inmueble. Sin embargo, esta deducción exige haber realizado la solicitud antes del 31 de diciembre de 2025. Dado que la ejecución y legalización del presente proyecto no garantizaría cumplir con este requisito temporal, no se ha incluido este incentivo en la evaluación económica del caso base. En cualquier caso, se recomienda estar atento a posibles prórrogas o nuevas líneas de deducción fiscal a partir de 2026, que podrían volver a ofrecer este tipo de incentivo a medio plazo.

En conjunto, considerando únicamente las bonificaciones del ICIO y del IBI, el ahorro económico total estimado para este proyecto podría alcanzar aproximadamente 3.737€, lo que representa una reducción significativa sobre la inversión inicial. Estos beneficios fiscales contribuyen a mejorar la rentabilidad del sistema y a reducir el periodo de retorno de la inversión, reforzando así la viabilidad económica del proyecto.

En segundo lugar, el sistema de aerotermia integrado en la vivienda es elegible para recibir una ayuda económica de hasta 500 €/kW térmico instalado, con un límite máximo de 3.000 € por vivienda, siempre que se cumplan una serie de condiciones técnicas específicas. En particular, el equipo debe contar con un rendimiento estacional (SCOP) superior a 2,5, lo cual garantiza una elevada eficiencia energética y un uso responsable de los recursos.

Esta subvención forma parte de las ayudas destinadas a fomentar la descarbonización del sector residencial y la reducción del consumo energético procedente de fuentes fósiles. Dado que el sistema seleccionado en este proyecto, una bomba de calor aerotérmica de 8 kW, supera dicho umbral de eficiencia, la instalación cumple con los requisitos necesarios para acogerse a esta ayuda. Esta subvención puede contribuir significativamente a la viabilidad económica del proyecto, al reducir el coste inicial de inversión y acortar el periodo de retorno, reforzando al mismo tiempo el cumplimiento de los objetivos climáticos establecidos por las autoridades energéticas tanto a nivel estatal como autonómico [29] (VaerON, 2024).

Por último, el cargador de vehículo eléctrico tipo Tesla Wall Connector puede acogerse al Plan MOVES III, que ofrece una subvención de hasta el 70 % del coste total, incluyendo tanto el equipo como su instalación, tal como establece el Institut Català d'Energia [10] (ICAEN, 2024), alcanzando un valor cercado a los 700€.

En conjunto, las ayudas y bonificaciones disponibles para este proyecto, incluyendo las aplicables a la instalación fotovoltaica, el sistema de aerotermia y el punto de recarga para vehículo eléctrico, permiten alcanzar un ahorro potencial de aproximadamente 7.450 €, lo que representa una reducción notable del coste total y refuerza la viabilidad económica y ambiental de la solución propuesta.

6. Análisis económico

6.1. Inversión inicial

En este apartado se detalla la inversión inicial necesaria para la ejecución del proyecto, incluyendo tanto el coste estimado de los equipos como los gastos asociados a su instalación y puesta en marcha.

Asimismo, se han tenido en cuenta las principales ayudas públicas disponibles, que permiten reducir significativamente el desembolso final mediante subvenciones aplicables a la fotovoltaica, la aerotermia y la infraestructura de recarga del vehículo eléctrico. La siguiente tabla resume el desglose económico completo, diferenciando el coste bruto, las ayudas estimadas y el coste neto resultante para el usuario.

Tabla 28: Coste estimado de los equipos seleccionados

Concepto	Precio estimado [€]
Instalación fotovoltaica	16.830
Mano de obra	2.500
Instalación Aerotermia	7.181
Mano de obra	2.000
Cargador VE	535
Instalación cargador	500
Obra civil / Adaptaciones	1.500
Coste legalización del proyecto	1.500
Coste total	32.546
Ayudas	-7.027
<i>Fondos de las comunidades autónomas</i>	-3.327
<i>Instalación Aerotermia</i>	-3.000
<i>Plan MOVES III, cargador VE</i>	-700
TOTAL	25.519

Fuente: Elaboración propia

El coste total del proyecto, antes de aplicar ayudas, asciende a 32.546 €. Esta cifra incluye tanto los equipos principales (paneles solares, batería, aerotermia y cargador), como los costes indirectos asociados a la ejecución y legalización de la instalación. En concreto, se han contemplado 8.000 € en costes adicionales: 2.500 € para la mano de obra fotovoltaica, 2.000 € para la instalación de la aerotermia, 500 € para la instalación del cargador, 1.500 € en obras civiles y 1.500 € para la documentación técnica y legalización.

Tras aplicar todas las subvenciones disponibles, tanto autonómicas como estatales, el coste final para el usuario se reduce hasta 25.519 €, lo que supone una rebaja del 21,6 % respecto al presupuesto bruto. Esta disminución mejora considerablemente la viabilidad económica del sistema y permite acelerar el retorno de la inversión. Además, al tratarse de ayudas a fondo perdido, no generan ninguna obligación de reembolso ni condicionan el uso posterior de la vivienda.

Este conjunto de apoyos, sumado al impacto positivo en la reducción de costes energéticos a lo largo de los años, convierte esta inversión en una solución razonablemente accesible y con alto retorno medioambiental y económico.

6.2. Costes de mantenimiento

A lo largo de los 25 años de vida útil del sistema, se prevé un conjunto de costes de operación y mantenimiento derivados del uso, revisión y posible renovación de los equipos instalados. En primer lugar, se estima un gasto anual recurrente de aproximadamente del 0,5% del valor inicial de la instalación, lo que supone 120,1€, que incluye tareas de mantenimiento preventivo (revisiones técnicas del sistema de aerotermia y del sistema fotovoltaico) y una o dos limpiezas anuales de los paneles solares, necesarias para mantener su rendimiento en niveles óptimos.

Adicionalmente, deben contemplarse ciertos costes extraordinarios vinculados a la sustitución de componentes con vida útil inferior a 25 años. En torno al año 13, se prevé el reemplazo de la batería de litio, cuya vida útil ronda los 10–15 años, con un coste estimado de 10.000€. De forma similar, se considera la renovación del inversor fotovoltaico en el año 14, con un coste aproximado de 2.000 €. Por último, se han incluido pequeñas partidas de renovación de protecciones eléctricas, cableado o componentes hidráulicos en los años 10 y 20, con un importe de 600€ por intervención.

La siguiente tabla resume los costes estimados de mantenimiento y renovación de equipos a lo largo del periodo completo de análisis:

Tabla 29: Costes de mantenimiento estimados de la instalación

Año	Concepto	Coste estimado (€)
Cada año	Mantenimiento general + limpieza	120,1
Año 13	Sustitución batería (Huawei LUNA)	9.000
Año 14	Sustitución del inversor fotovoltaico	2.000
Año 10 y 20	Renovación de componentes menores	600
Total 25 años		15.601

Fuente: Elaboración propia

6.3. Cash Flow

Una vez conocidos tanto la inversión inicial como los costes de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del proyecto, se procede a analizar los flujos económicos positivos que genera la instalación, entendidos como los “ingresos” derivados de su operativa.

Estos ingresos no se generan en forma de cobros directos, sino como ahorros frente a gastos energéticos que ya no se producen, lo que tiene un impacto

equivalente sobre la rentabilidad del sistema. En este análisis se distinguen tres fuentes principales de retorno económico: el ahorro en la factura eléctrica gracias al autoconsumo fotovoltaico, el ahorro en la factura de gas natural derivado de la sustitución del sistema de calefacción por aerotermia, y los “ingresos” generados por la energía excedente vertida a la red eléctrica bajo el mecanismo de compensación simplificada.

6.3.1. Ahorro por eliminación de consumo de gasóleo

Antes de la instalación del nuevo sistema energético, la vivienda contaba con una caldera de gasóleo modelo Thermital THE/CI 35B, encargada de cubrir tanto la demanda de calefacción como la de agua caliente sanitaria (ACS). Según los resultados del modelo energético desarrollado en este proyecto, la demanda térmica total anual para estos servicios es de 7.004 kWh (3.220 kWh para calefacción y 3.784 kWh para ACS).

Para cubrir dicha demanda con la caldera existente, es necesario considerar su rendimiento real. Aunque el rendimiento nominal del equipo es del 90 %, según la relación entre potencia útil (31,5 kW) y potencia consumida (35 kW), se ha adoptado un valor más conservador del 87 %, en línea con el rendimiento medio estacional real de este tipo de calderas atmosféricas no condensantes. Por tanto, la energía total que debía aportar el combustible para cubrir la demanda útil era:

$$\frac{7.004 \frac{kWh}{año}}{0,87} = 8.051 \frac{kWh}{año}$$

El gasóleo de calefacción presenta un poder calorífico inferior (PCI) aproximado de 9,98 kWh por litro, lo que implica un consumo anual estimado de:

$$\frac{8.051 \frac{kWh}{año}}{9,98 \frac{kWh}{L}} = 807 \frac{L}{año}$$

Se ha tomado como referencia el precio medio del gasóleo C para calefacción en Cataluña del año 2024, 0,9 €/litro según los datos publicados por *Click Gasoil* (2025) [3]. Por lo que el ahorro anual sería de:

$$807 \frac{L}{año} * 0,9 \frac{€}{L} = 889 \frac{€}{año}$$

El ahorro proyectado en gasoil año a año se muestra en la Tabla 31.

6.3.2. Ahorro de energía eléctrica

Para calcular el ahorro asociado a la producción de energía eléctrica mediante autoconsumo, se han realizado las siguientes consideraciones. En primer lugar,

para estimar el coste evitado de la electricidad, se ha empleado el precio fijo de la tarifa actual correspondiente a una potencia contratada de 9,2 kW.

En cuanto al precio variable, se ha tomado como referencia la media del precio de la electricidad en el mercado regulado (PVPC) durante los últimos dos años, según los datos publicados por Red Eléctrica de España (2024) [22] a través de la plataforma ESIOS. A partir de estos valores, se ha obtenido un precio medio de referencia de 0,14 €/kWh.

Tabla 30: Estimación del ahorro generado por la producción solar

Ahorro electricidad	Precio /Producción	Coste total
Precio Fijo Valle [€/kW]	0,97	8,91
Precio Fijo Pico [€/kW]	25,39	233,60
Precio variable [€/kWh]	0,14	
Consumo anual estimado [kWh]	7.363	1.011
Coste contador [€/día]	0,026	9,7
Impuesto electricidad	5,11%	64,58
IVA	10%	126,31
Importe Total		1.453,98

Fuente: Elaboración propia

Respecto a la cantidad de energía considerada en el cálculo del ahorro eléctrico, se ha utilizado el valor medio anual de energía solar auto consumida (Esolar) a lo largo de los 25 años de vida útil del sistema, el cual asciende a 7.362,8 kWh, según se recoge en la Tabla 24. Este valor ha sido obtenido mediante un modelo de regresión lineal ajustado a partir de los resultados anuales simulados con el software PVsyst para los años 1, 7, 14, 21 y 25.

Este valor medio se emplea como base para estimar el ahorro económico derivado de la generación solar, al representar directamente la cantidad de energía que deja de adquirirse a la red eléctrica convencional. De este modo, se obtiene una estimación sólida del beneficio económico generado por el autoconsumo fotovoltaico durante toda la vida útil del proyecto.

Con estas premisas, se obtiene un ahorro anual por autoconsumo de 1.453 €. Por otra parte, la evolución del ahorro por la producción solar se detalla en la Tabla 31.

6.3.3. Ingresos por verter energía a la red

El sistema de autoconsumo fotovoltaico permite reducir significativamente el consumo eléctrico procedente de la red y, además, verter a la red aquellos excedentes de producción que no son consumidos ni almacenados.

Esta energía inyectada es compensada económicamente en la factura mediante el mecanismo de compensación simplificada, regulado por el Real Decreto 244/2019, que limita dicha compensación al importe correspondiente al consumo mensual de energía adquirida de la red, sin posibilidad de obtener un saldo positivo ni de acumular el excedente no compensado.

Para este análisis, se ha considerado un volumen de excedente compensado de 1.708,7 kWh, correspondiente a la cantidad estimada de energía vertida a la red cada año durante la vida útil del proyecto, calculada en el apartado 5.3.5 (Tabla 24). El precio de compensación empleado es de 0,05 €/kWh, valor representativo de las tarifas actuales en el mercado regulado

Con estas condiciones, el ingreso estimado por excedentes en el primer año de operación asciende a:

$$1.708,7 \frac{kWh}{año} * 0,05 \frac{€}{kWh} = 85,4 \frac{€}{año}$$

Este ingreso se incluye en el flujo de caja anual como una entrada adicional derivada de la producción solar. Por otra parte, la evolución de este ingreso se presenta en la Tabla 31.

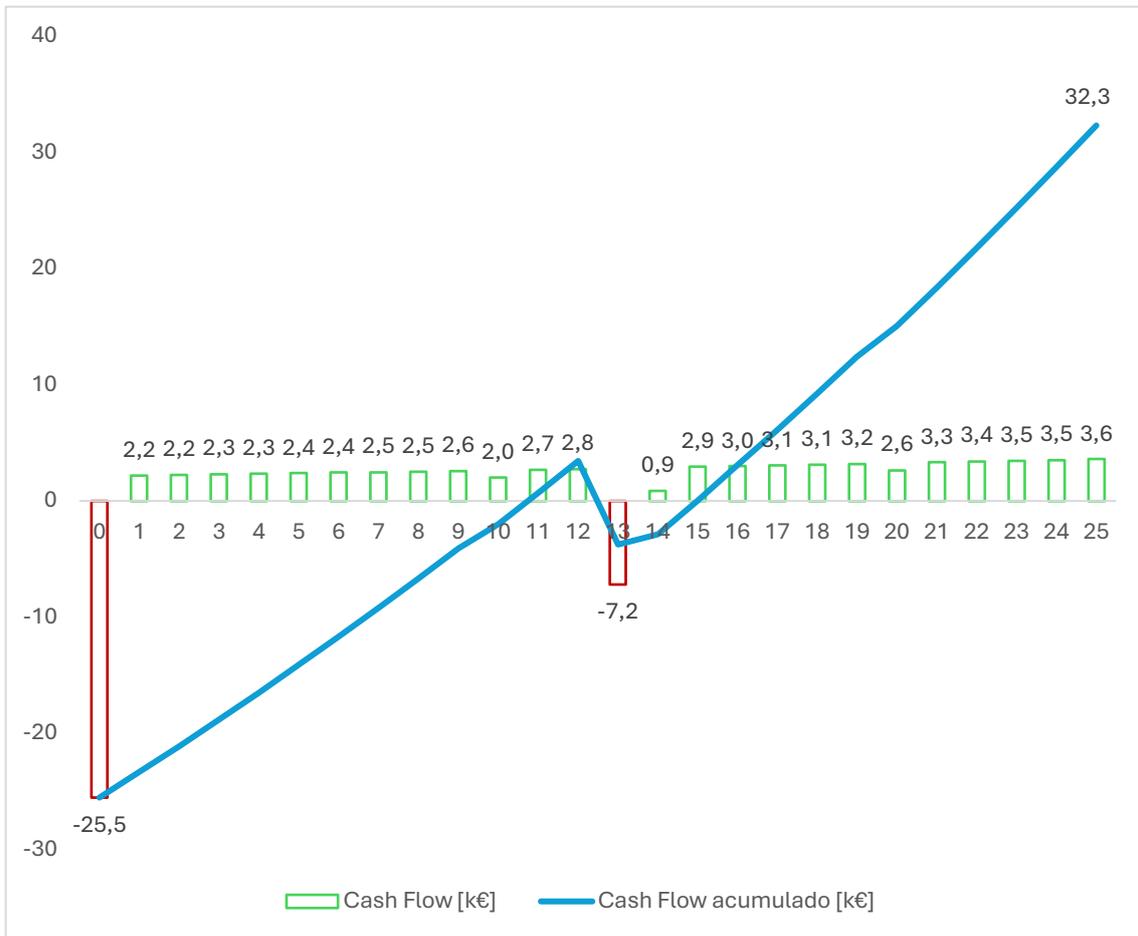
6.3.4. Cash-Flow del proyecto

Con el objetivo de evaluar la viabilidad económica de la instalación, se ha realizado una proyección de los flujos de caja positivos generados a lo largo de la vida útil del sistema. Para ello, se han considerado como entradas los ahorros anuales derivados del autoconsumo eléctrico, la sustitución de la caldera de gasóleo por aerotermia y los ingresos por compensación de excedentes vertidos a la red.

La proyección se ha realizado para un horizonte de 25 años, que se corresponde con la vida útil estimada del sistema fotovoltaico. Además, se ha aplicado una tasa de inflación anual del 2 %, en línea con el objetivo de estabilidad de precios del Banco Central Europeo y las medias históricas del IPC en España, con el fin de reflejar la evolución realista del valor monetario a lo largo de la vida útil del proyecto.

A continuación, se presenta una figura y tabla resumen con el cash flow anual proyectado durante los 25 años de vida del proyecto. Este conjunto de ingresos anuales permitirá, en el siguiente apartado, evaluar la rentabilidad económica del proyecto a través de los principales indicadores financieros.

Figura 50: Cash Flow y Cash Flow acumulado en k€ a lo largo de la vida útil del proyecto



Fuente: Elaboración propia

Tabla 31: Cash Flow del proyecto

Año Proyecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Año Natural	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ingresos totales	2.266	2.311	2.357	2.404	2.452	2.502	2.552	2.603	2.655	2.708	2.762	2.817	2.873	2.931	2.990	3.049	3.110	3.173	3.236	3.301	3.367	3.434	3.503	3.573	3.644	3.717
Ahorro Gasoil [€]	726	741	756	771	786	802	818	834	851	868	885	903	921	940	958	978	997	1.017	1.037	1.058	1.079	1.101	1.123	1.145	1.168	1.192
Ahorro Electricidad [€]	1.454	1.483	1.513	1.543	1.574	1.605	1.637	1.670	1.704	1.738	1.772	1.808	1.844	1.881	1.918	1.957	1.996	2.036	2.077	2.118	2.161	2.204	2.248	2.293	2.339	2.385
Ingreso energía vertida a la red [€]	85	87	89	91	92	94	96	98	100	102	104	106	108	111	113	115	117	120	122	124	127	129	132	135	137	140
Gastos [€]	-25.519	-120	-120	-120	-120	-120	-120	-120	-120	-120	-720	-120	-120	-10.120	-2.120	-120	-120	-120	-120	-120	-720	-120	-120	-120	-120	-120
CF [€]	-25.519	2.191	2.237	2.284	2.332	2.381	2.432	2.483	2.535	2.588	2.042	2.697	2.753	-7.189	870	2.929	2.990	3.052	3.116	3.181	2.647	3.314	3.383	3.453	3.524	3.597
CF acumulado [€]	-25.519	-23.328	-21.091	-18.806	-16.474	-14.092	-11.661	-9.178	-6.644	-4.056	-2.014	683	3.436	-3.753	-2.883	46	3.036	6.089	9.205	12.385	15.032	18.346	21.729	25.181	28.706	32.303

Fuente: Elaboración propia

6.4. Viabilidad económica del proyecto

En este apartado se analizan los principales indicadores económicos que permiten evaluar la rentabilidad del proyecto a lo largo de su vida útil. Se han considerado los flujos de caja netos anuales obtenidos en el apartado anterior, aplicando una tasa de descuento del 5 % para actualizar los valores futuros.

Se van a calcular los siguientes indicadores financieros: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de retorno de la inversión. Estos indicadores permiten determinar si la inversión es económicamente viable y en qué medida mejora la situación financiera del propietario en comparación con un escenario sin instalación.

6.4.1. VAN

El VAN calcula el valor presente de los beneficios netos del proyecto a lo largo de su vida útil, actualizados mediante una tasa de descuento. Un VAN positivo indica que el proyecto genera más valor del que cuesta y, por tanto, es rentable.

Para este caso, se ha utilizado una tasa de descuento del 5 %, valor que refleja un escenario conservador y adecuado para una inversión residencial con riesgo moderado. La fórmula para calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

I₀: Inversión inicial

CF_t: Cash Flow generado en el año t

i: Tasa de descuento, en este caso 5%

t: periodo del proyecto

n: Vida útil del proyecto, en este caso 25 años.

Tabla 32: VAN a lo largo de los años de vida útil del proyecto

Año (t)	VAN
0	-25.518,8
1	-23.432,1
2	-21.402,9
3	-19.429,6
4	-17.510,7
5	-15.644,8
6	-13.830,4
7	-12.066,1
8	-10.350,6
9	-8.682,5
10	-7.429,0
11	-5.852,1
12	-4.318,9
13	-8.131,4
14	-7.692,3
15	-6.283,2
16	-4.913,3
17	-3.581,6
18	-2.286,8
19	-1.028,1
20	-30,6
21	1.158,9
22	2.315,3
23	3.439,4
24	4.532,1
25	5.594,4

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, el resultado obtenido Valor Actual Neto (VAN) en el año 25 es de **5.594,4 €**, lo que confirma la rentabilidad del proyecto al tratarse de un valor positivo que indica generación de valor económico neto a lo largo de su vida útil.

6.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR representa la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto del proyecto sea igual a cero. En otras palabras, es el rendimiento anual esperado del

proyecto en términos financieros. Para este análisis se ha utilizado el flujo de caja neto anual generado por el ahorro energético (eléctrico y térmico) y los ingresos por excedentes compensados, descontando los costes de mantenimiento y reposiciones.

$$VAN = 0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t}$$

El resultado obtenido para la Tasa Interna de Retorno (TIR) es del 7,0 %. Dado que este valor supera la tasa de descuento del 5 % considerada en el análisis, se concluye que el proyecto es económicamente rentable, al ofrecer un rendimiento superior al mínimo exigido para justificar la inversión.

6.4.3. Periodo de retorno de la inversión

El periodo de retorno (*payback*) indica el número de años necesarios para recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja generados. Aunque no considera el valor temporal del dinero, es un indicador útil de liquidez y riesgo inicial.

Aunque el periodo de retorno se alcanza en torno al año 10,75, es importante señalar que los gastos extraordinarios asociados al recambio de la batería en el año 13 y del inversor en el año 14 provocan un nuevo desequilibrio temporal en el flujo de caja acumulado, situando nuevamente el balance en valores negativos. Sin embargo, este impacto se compensa rápidamente, y el proyecto vuelve a situarse en saldo positivo a partir del año 15, manteniéndose en rentabilidad hasta el final de su vida útil.

7. Impacto Medioambiental. Reducción de emisiones de CO₂

En este apartado se analiza el impacto medioambiental derivado de la sustitución de fuentes de energía convencionales, como el gasóleo, por tecnologías renovables y de alta eficiencia energética. Esta transición no solo mejora el rendimiento del sistema, sino que también tiene implicaciones directas sobre las emisiones contaminantes asociadas al consumo energético de la vivienda.

Uno de los efectos más relevantes desde el punto de vista ambiental es la reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero, en particular de dióxido de carbono (CO₂). Al eliminar el uso de una caldera de gasóleo para calefacción y agua caliente sanitaria, se evita la combustión de combustibles fósiles, lo que contribuye directamente a disminuir la huella de carbono del hogar.

Según los datos medios de emisiones del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2024) [17] la combustión de un litro de gasóleo genera aproximadamente 2,898 kg de CO₂. Dado que en este proyecto se eliminan 807 litros de gasóleo al año, el ahorro en emisiones es de:

$$2,989 \frac{\text{kg de CO}_2}{\text{L}} * 807 \frac{\text{L}}{\text{año}} = 2412 \frac{\text{kg de CO}_2}{\text{año}}$$

Adicionalmente, la generación de electricidad mediante paneles solares evita el uso de energía procedente del sistema eléctrico nacional, que aún depende en parte de fuentes no renovables. Considerando que el mix eléctrico de Endesa produce 0,25 kg CO₂ por kWh [17] (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2024), y que se generan 7.363 kWh/año de origen fotovoltaico, se evita una emisión adicional de:

$$0,25 \frac{\text{kg de CO}_2}{\text{kWh}} * 7.363 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} = 1.840,75 \frac{\text{kg de CO}_2}{\text{año}}$$

En total, el proyecto permite evitar la emisión de aproximadamente 4.253 kg de CO₂ al año, lo que equivale aproximadamente a una décima parte de las emisiones que genera un coche convencional a lo largo de 16 años de uso, recorriendo una media de 15.000 km anuales [5] (El País, 2023). En el total de la vida útil del proyecto se consigue evitar la emisión de 106,5 toneladas de CO₂

8. Conclusiones

Este Trabajo de Fin de Máster ha desarrollado el diseño integral de un sistema energético sostenible para una vivienda unifamiliar ubicada en Ullastret (Girona), con el objetivo de maximizar la autosuficiencia energética y minimizar las emisiones asociadas al consumo doméstico.

La solución propuesta combina una instalación fotovoltaica de 7,3kWp con almacenamiento en batería, un sistema de aerotermia para climatización y producción de ACS, y un punto de recarga para vehículo eléctrico. A través de este enfoque, se persigue una transición energética real y efectiva en el entorno residencial, alineada con los principios de sostenibilidad y eficiencia energética.

Desde el punto de vista técnico, el sistema fotovoltaico ha sido dimensionado con 12 paneles bifaciales Trina Solar de 605 W, conectados a un inversor Huawei de 6 kW y acompañados por una batería Huawei LUNA2000 con capacidad útil de 23 kWh. El sistema se ha optimizado mediante simulaciones detalladas en el software PVsyst, que han permitido analizar su rendimiento bajo las condiciones reales de irradiación de la zona y evaluar su evolución a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto.

Para estimar dicha evolución, se ha aplicado una regresión lineal por mínimos cuadrados sobre los datos obtenidos en cinco años representativos (años 1, 7, 14, 21 y 25), con el objetivo de calcular valores medios anuales de producción (EArray), autoconsumo (ESolar), vertido a red (EGrid) y consumo desde red (EFrGrid), sin recurrir al sobredimensionamiento del sistema.

Los resultados energéticos obtenidos permiten concluir que la instalación presenta un comportamiento muy eficiente. La producción media anual estimada del sistema es de 10.426 kWh, con un autoconsumo medio de 7.363 kWh, una inyección a red de 1.709 kWh y una demanda cubierta desde la red de 1.011 kWh al año. Esto se traduce en una cobertura solar del 87,9 % y una dependencia media de la red del 12,1 %, lo que confirma el buen dimensionamiento del sistema y su elevado grado de autosuficiencia. Además, se estima que el sistema permitirá evitar la emisión de aproximadamente 4.253 kg de CO₂ anuales, reforzando su contribución a los objetivos climáticos.

Desde una perspectiva económica, el coste total del proyecto asciende a 32.546 €, incluyendo equipos, instalación, legalización, obra civil y sistemas auxiliares. Este coste se ve reducido gracias a varias ayudas y beneficios fiscales disponibles en Cataluña: una bonificación del 95 % en el ICIO (que supone un ahorro de unos 1.237 €), una bonificación del 50 % del IBI durante cinco años (equivalente a 2.500 €), una ayuda de hasta 3.000 € por la instalación del sistema de aerotermia, y una subvención de 700 € para el cargador del vehículo eléctrico mediante el Plan MOVES III. En conjunto, estas ayudas permiten reducir el coste total del proyecto en 7.436 €, dejando la inversión inicial en 25.519€, mejorando considerablemente su rentabilidad y acortando su periodo de retorno.

El análisis económico desarrollado a partir del flujo de caja anual permite obtener indicadores clave que confirman la viabilidad del proyecto. El Valor Actual Neto (VAN) del sistema supera los 5.000 €, lo que indica que los ahorros generados durante la vida útil del sistema compensan holgadamente la inversión inicial. La Tasa Interna de Retorno (TIR) se sitúa en torno al 7,0 %, y el periodo de recuperación de la inversión (*payback*) es inferior a 11 años, lo que permite recuperar la inversión en menos de la mitad del ciclo de vida del sistema. Estos resultados, obtenidos con una metodología conservadora y realista, confirman que el proyecto es rentable y que su implantación representa una decisión económica y ambientalmente justificada.

En el ámbito normativo, se han identificado y desarrollado todos los trámites necesarios para la legalización de la instalación en Cataluña. El proyecto cumple con el Real Decreto 244/2019, así como con los procedimientos establecidos por la Generalitat a través del Canal Empresa, el RAC y el RITSIC.

La simplificación de los trámites para instalaciones residenciales como la planteada, junto con la automatización del registro de autoconsumo a través de la presentación del CIE, facilita enormemente la legalización y puesta en marcha del sistema. Se ha justificado también la elección de los conductores eléctricos conforme a la normativa vigente, con cálculos técnicos que garantizan la seguridad, la eficiencia y el cumplimiento de la ITC-BT-40.

Finalmente, el proyecto se alinea claramente con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030, en particular el ODS 7 (energía asequible y no contaminante), el ODS 11 (ciudades y comunidades sostenibles), el ODS 12 (producción y consumo responsables) y el ODS 13 (acción por el clima). A través del uso de fuentes renovables, la reducción de emisiones y el fomento del autoconsumo, esta propuesta representa una actuación coherente con los compromisos nacionales e internacionales en materia de sostenibilidad energética.

En conjunto, este TFM demuestra que las soluciones de energía distribuida basadas en fuentes renovables son técnica y económicamente viables, y que pueden jugar un papel esencial en la transformación energética del sector residencial. El enfoque multidisciplinar empleado, que integra análisis energético, diseño técnico, evaluación económica y cumplimiento normativo, proporciona un modelo sólido, escalable y replicable en otros contextos similares.

9. Desarrollos futuros y limitaciones

El presente proyecto constituye una base sólida para la implementación de sistemas energéticos sostenibles en el ámbito residencial, pero también presenta margen de mejora y desarrollo futuro, así como ciertas limitaciones técnicas y contextuales que conviene señalar.

Entre los **desarrollos futuros más relevantes**, cabe destacar:

- **Participación en comunidades energéticas:** una evolución natural del proyecto podría ser su integración en una comunidad energética local, compartiendo excedentes renovables con otros usuarios cercanos y beneficiándose de modelos de autoconsumo colectivo.
- **Ampliación modular del sistema:** tanto la instalación fotovoltaica como la batería seleccionadas permiten futuras ampliaciones. En caso de incrementarse el consumo por cambios de uso o incorporación de nuevos equipos, sería posible escalar la potencia instalada sin necesidad de sustituir los componentes existentes.

No obstante, el proyecto también presenta algunas **limitaciones**:

- **Dependencia de ayudas públicas:** la viabilidad económica actual del sistema está condicionada, en parte, a la obtención de subvenciones procedentes de programas autonómicos o MOVES III. En un escenario sin ayudas, los indicadores económicos podrían verse sensiblemente afectados.
- **Coste del almacenamiento energético:** aunque el sistema de baterías mejora significativamente la autonomía, su coste sigue siendo elevado y representa una parte importante de la inversión. Esto limita el acceso a este tipo de soluciones para ciertos perfiles económicos.
- **Restricciones regulatorias del autoconsumo con excedentes:** el mecanismo de compensación simplificada no permite una retribución total de la energía excedentaria, ni su acumulación en periodos de baja demanda, lo que reduce los ingresos potenciales del sistema.
- **Variabilidad de la producción renovable:** a pesar de las simulaciones realizadas, existen incertidumbres asociadas a la disponibilidad real de radiación solar (meteorología, sombras inesperadas, degradación de equipos), que pueden afectar al rendimiento efectivo del sistema a lo largo de los años.

En definitiva, el proyecto ofrece una solución técnica viable y escalable, con alto potencial de replicabilidad, pero su éxito a largo plazo dependerá también de la evolución del marco regulatorio, la innovación tecnológica y la concienciación social sobre el papel activo del consumidor en la transición energética.

10. Bibliografía

- [1] APPA Renovables. (2024). *Informe anual del autoconsumo fotovoltaico 2024*. Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA). <https://www.informeautoconsumo.es>
- [2] Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT) & Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2020). *Guía técnica de energía solar térmica* (Versión 1.0).
- [3] ClickGasoil. (2025). Evolución del precio Gasoil Calefacción. Recuperado el 4 de agosto de 2025, de <https://www.clickgasoil.com/c/evolucion-del-precio-gasoil-calefaccion>
- [4] De Gregorio, C. (n.d.). *La energía solar: cómo aprovechar la energía del sol para generar electricidad y calor*. Digital Books. <https://reader.digitalbooks.pro/content/preview/books/120667/book/OEBPS/Text/Section0004.html>
- [5] El País. (2023, noviembre 2). *¿Cuánto CO₂ emite de verdad un coche eléctrico? Esta herramienta lo calcula*. <https://motor.elpais.com/actualidad/cuanto-co2-emite-de-verdad-un-coche-electrico-esta-herramienta-lo-calcula/>
- [6] ENDEF. (2020), (s.f.). *Tipos instalaciones solares fotovoltaicas*. Recuperado de <https://endef.com/tipos-instalaciones-solares-fotovoltaicas/>
- [7] Endesa, C. D. (2024, Julio 8). *¿Qué es la energía minieólica y cómo puede ayudarte a ahorrar?* Endesa. <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/energia-minieolica-y-como-puede-ayudarte-a-ahorrar>
- [8] Geotermiaonline. (2024). *IDAE registra en España más de 5 millones de bombas de calor instaladas con 37 G de potencia*. Recuperado de <https://geotermiaonline.com/13905/idae-registra-en-espana-mas-de-5-millones-de-bombas-de-calor-instaladas-con-37-g-de-potencia/>
- [9] Iberdrola. (s.f.). *Paneles bifaciales: Cómo funciona esta tecnología solar, capaz de generar energía por los dos lados*. Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/documents/20125/1887510/paneles-bifaciales-746-ES.pdf>
- [10] ICAEN. (2024). *Pla MOVES III 2021-2024: Programa de ayudas a la movilidad eléctrica en Cataluña*. Institut Català d'Energia. <https://icaen.gencat.cat/es/energia/ajuts/mobilitat/pla-moves-iii/moves-iii-2021-2024/index.html>

- [11] Kliux. (s.f.). *Aerogenerador de eje vertical*. Recuperado de <https://www.kliux.com/productos/aerogenerador-de-eje-vertical/>
- [12] La Voz de Galicia. (2024, 26 de diciembre). *Una nueva promoción en Vismas de Arial, en A Coruña, funcionará con energía solar y autoconsumo 100 % renovable*. <https://www.lavozdegalicia.es/noticia/coruna/coruna/2024/12/26/nueva-promocion-visma-arial-coruna-energia-solar-autoconsumo-100-renovable/00031735214701382410477.htm>
- [13] Lorenzo Martín, L. (2024). *Aeroterminia con suelo radiante: precio, instalación y consumo*. Propanogas. Recuperado de <https://propanogas.com/alternativas/aeroterminia/suelo-radiante>
- [14] Meteotest AG. (2021). *Meteonorm (v8.2)* [Software de simulación meteorológica, versión demo]. Windows. <https://meteonorm.com>
- [15] Ministerio de Vivienda y Agenda Urbana. (2022). *Documento Básico HE. Ahorro de energía*. Código Técnico de la Edificación. <https://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/ahorroEnergia/DB HE.pdf>
- [16] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030*. Gobierno de España. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [17] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). *Factores de emisión de CO₂ para combustibles y electricidad [Archivo Excel]*. Gobierno de España. <https://www.miteco.gob.es>
- [18] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *Autoconsumo*. Gobierno de España. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/autoconsumo-electrico.html>
- [19] *Prestaciones medias estacionales de las bombas de calor para producción de calor en edificios*. (2014).
- [20] *¿Qué es la Energía Minieólica? - APPA Renovables*. (2023, September 14). APPA Renovables. <https://www.appa.es/otras-tecnologias-renovables/que-es-la-energia-minieolica/#:~:text=De%20acuerdo%20con%20las%20normas,no%20supere%20los%20200%20m2>.

- [21] RE-Magazine Saunier Duval. (2019, 17 de febrero). *Energía minieólica para autoconsumo*. Recuperado de <https://re-magazine.saunierduval.es/2019-02-17/energia-minieolica-para-autoconsumo>
- [22] Red Eléctrica de España (REE). (2024). *Análisis del precio de la electricidad en el mercado mayorista y componentes del PVPC (2021–2026)*. ESIOS – Sistema de Información del Operador del Sistema. https://www.esios.ree.es/es/analisis/1001?vis=1&start_date=01-01-2021T00%3A00&end_date=31-12-2026T23%3A55&compare_start_date=01-01-2020T00%3A00&groupby=year&compare_indicators=1013%2C1014%2C1015&compare_end_date=30-12-2025T23%3A55
- [23] Sánchez Molina, P. (2025, 15 de enero). *Un proyecto que hibrida aerotermia y fotovoltaica para la calefacción en 34 viviendas en Madrid consigue ahorros energéticos de más del 60%*. pv magazine España. <https://www.pv-magazine.es/2025/01/15/un-proyecto-que-hibrida-aerotermia-y-fotovoltaica-para-la-calefaccion-en-34-viviendas-en-madrid-consigue-ahorros-energeticos-de-mas-del-60/>
- [24] SFE Solar. (2024a). *Instalaciones fotovoltaicas en Girona*. Recuperado de <https://www.sfe-solar.com/instalaciones-fotovoltaicas/instalacion/empresas/girona/>
- [25] SFE Solar. (2024b). *Subvenciones placas solares en Cataluña*. Recuperado de <https://www.sfe-solar.com/subvenciones-placas-solares/cataluna/>
- [26] Solarix. (2023, julio 4). *Cómo legalizar una instalación fotovoltaica de autoconsumo en Cataluña*. Solarix. <https://www.solarix.es/blog/legalizar-instalacion-fotovoltaica-catalunya/>
- [27] SolarPower Europe. (2024). *Global Market Outlook for Solar Power 2024–2028*. <https://www.solarpowereurope.org>
- [28] SotySolar. (2024). *Subvenciones para placas solares en 2024: ayudas estatales y autonómicas disponibles*. <https://sotysolar.es/placas-solares/subvenciones>
- [29] VaerON. (2024). *Subvenciones para aerotermia 2024: requisitos y cuantías según el Plan Next Generation*. <https://vaeron.es/subvenciones-aerotermia-next-generation/>

ANEXOS

ANEXO I

Simulación PVsyst

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Proyecto TFM

Variant: Proyecto 2 con perdidas con bateria 40 ° y consumo sin mayorar v2

Sheds on ground

System power: 7.26 kWp

Gerona/Girona/Salitja - Spain



Project: Proyecto TFM

Variant: Proyecto 2 con perdidas con bateria 40 ° y consumo sin mayorar v2

PVsyst V8.0.14

VC4, Simulation date:
21/08/25 18:50
with V8.0.14

Project summary

Geographical Site
Gerona/Girona/Salitja
España

Situation
Latitude 41.90 °(N)
Longitude 2.76 °(E)
Altitude 129 m
Time zone UTC+1

Project settings
Albedo 0.20

Weather data
Gerona/Girona/Salitja
MeteoNorm 8.2 station - Sintético

System summary

Grid-Connected System
Simulation for year no 1

Sheds on ground

Orientation #1
Fixed plane
Tilt/Azimuth 40 / 0 °

Near Shadings
Linear shadings : Fast (table)

User's needs
Monthly values

System information

PV Array
Nb. of modules 12 units
Pnom total 7.26 kWp

Inverters
Nb. of units 1 unit
Total power 6 kWac
Pnom ratio 1.21

Battery pack
Storage strategy: Self-consumption
Nb. of units 3 units
Voltage 144 V
Capacity 200 Ah

Results summary

Produced Energy	9677.6 kWh/year	Specific production	1333 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	76.48 %
Used Energy	8374.0 kWh/year			Solar Fraction SF	89.54 %

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
Aging Tool	9
P50 - P90 evaluation	11
Single-line diagram	12
CO ₂ Emission Balance	13



Project: Proyecto TFM

Variant: Proyecto 2 con perdidas con bateria 40 ° y consumo sin mayorar v2

PVsyst V8.0.14

VC4, Simulation date:
21/08/25 18:50
with V8.0.14

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 40 / 0 °

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
783	726	693	654	623	656	756	747	679	622	673	762	8374	kWh/mth

Sheds on ground

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Storage

Kind Self-consumption

Charging strategy

When excess solar power is available

Horizon

Free Horizon

Discharging strategy

As soon as power is needed

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-DEG-20C-20-605 Vertex
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 605 Wp
Number of PV modules 12 units
Nominal (STC) 7.26 kWp
Modules 2 string x 6 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 6.64 kWp
U mpp 190 V
I mpp 35 A

Total PV power

Nominal (STC) 7 kWp
Total 12 modules
Module area 34.0 m²

Battery Storage

Battery

Manufacturer Generic
Model Luna2000-10-SO, with inverter 5 kW

Battery pack

Nb. of units 3 in series
Discharging min. SOC 20.0 %
Stored energy 23.0 kWh

Battery input charger

Model Generic
Max. charg. power 9.0 kWdc
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Battery to Grid inverter

Model Generic
Max. disch. power 1.6 kWac
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Inverter

Manufacturer Generic
Model SUN2000-6KTL-M1
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 6.00 kWac
Number of inverters 2 * MPPT 50% 1 unit
Total power 6.0 kWac
Operating voltage 140-980 V
Max. power (=>47°C) 6.60 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.21
No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power 6 kWac
Number of inverters 1 unit
Pnom ratio 1.21

Battery Pack Characteristics

Voltage 144 V
Nominal Capacity 200 Ah (C10)
Temperature Fixed 20 °C



PVsyst V8.0.14

VC4, Simulation date:
21/08/25 18:50
with V8.0.14

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. 118 mΩ
Loss Fraction 2.00 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.38 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

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

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

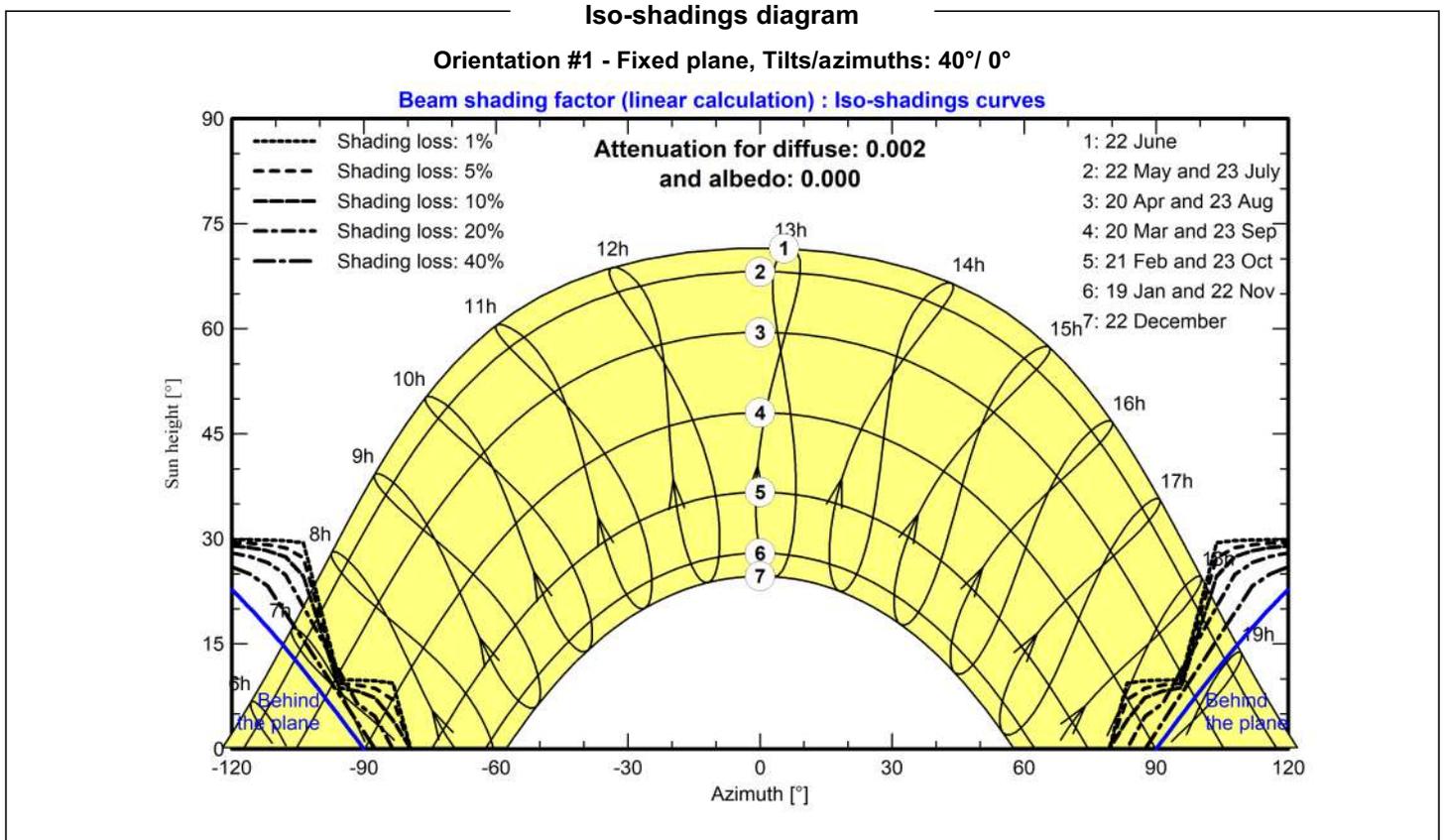
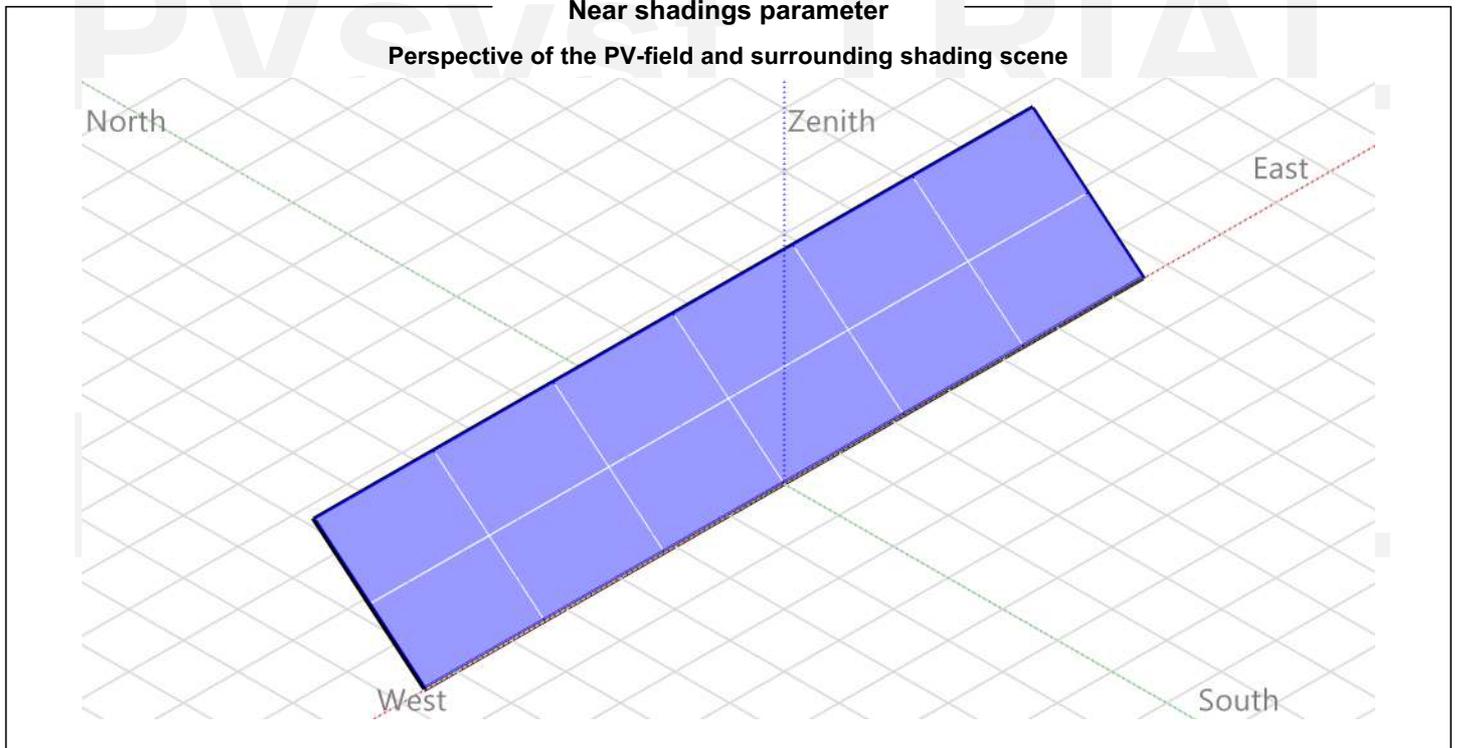
Auxiliary losses

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



PVsyst V8.0.14

VC4, Simulation date:
21/08/25 18:50
with V8.0.14





Project: Proyecto TFM

Variant: Proyecto 2 con perdidas con bateria 40 ° y consumo sin mayorar v2

PVsyst V8.0.14

VC4, Simulation date:
21/08/25 18:50
with V8.0.14

Main results

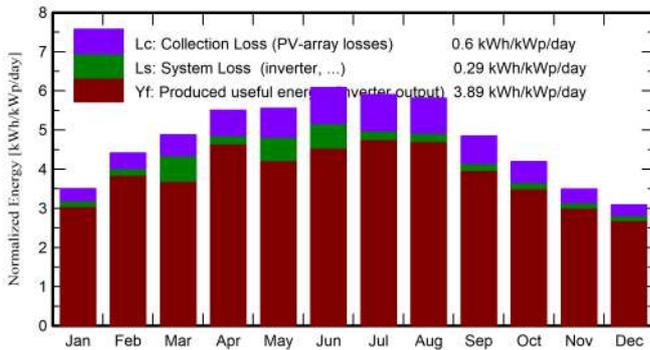
System Production

Produced Energy	9677.6 kWh/year	Specific production	1333 kWh/kWp/year
Used Energy	8374.0 kWh/year	Perf. Ratio PR	76.48 %
		Solar Fraction SF	89.54 %

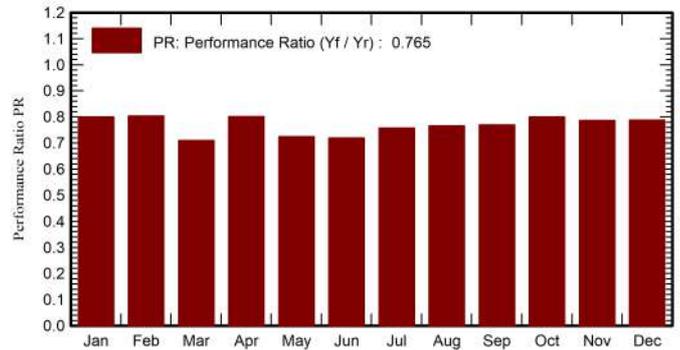
Battery ageing (State of Wear)

Cycles SOW	96.0 %
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/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	61.7	28.00	6.90	108.6	104.2	720	783	583	48	199.8
February	77.7	31.70	7.30	123.7	118.3	818	726	673	49	52.6
March	119.0	54.10	10.60	151.3	144.2	979	693	609	171	83.7
April	152.0	70.20	13.20	165.2	156.6	1059	654	654	307	0.0
May	179.4	82.40	17.00	172.2	162.6	1085	623	581	325	42.4
June	200.9	78.90	21.70	182.6	172.1	1127	656	609	344	46.9
July	197.5	85.10	24.30	183.2	172.8	1122	756	744	263	11.7
August	174.0	75.50	24.00	180.3	170.7	1109	747	744	260	3.4
September	125.5	59.00	19.90	145.4	137.9	906	679	627	185	52.3
October	91.6	41.50	16.60	129.9	124.0	825	622	583	172	38.7
November	61.7	28.90	10.90	104.8	100.3	687	673	551	48	122.4
December	50.0	23.10	7.30	95.7	91.8	637	762	540	8	222.3
Year	1491.0	658.39	15.02	1742.9	1655.3	11074	8374	7498	2180	876.1

Legends

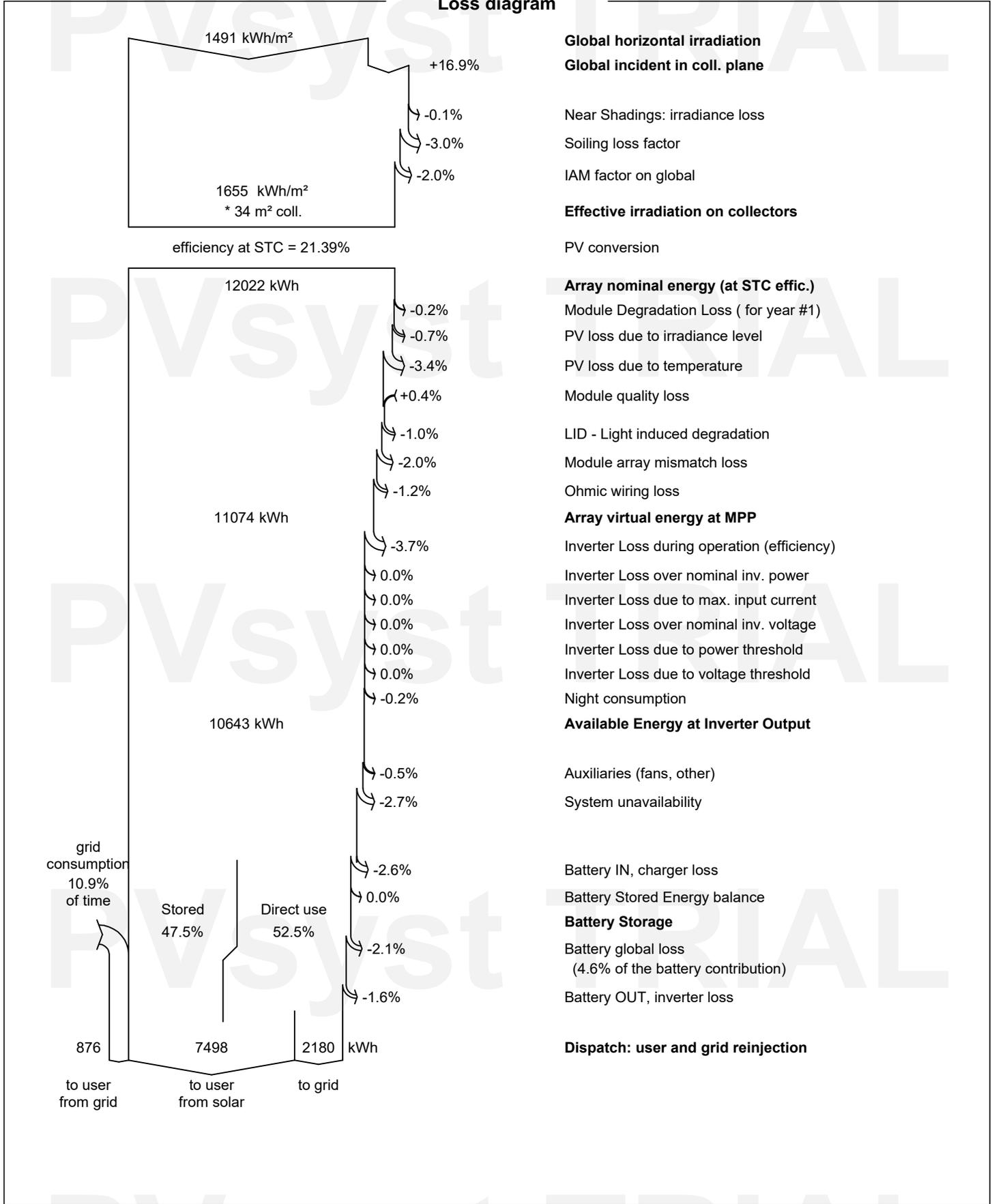
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective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



PVsyst V8.0.14

VC4, Simulation date: 21/08/25 18:50 with V8.0.14

Loss diagram



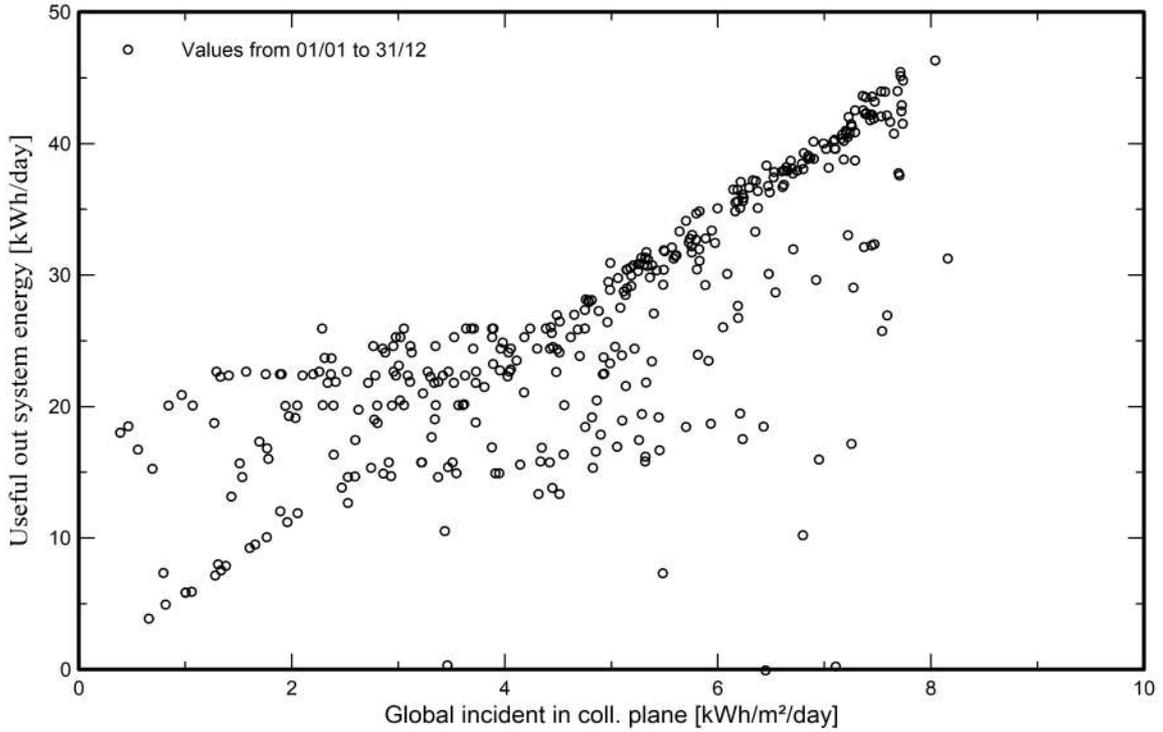


PVsyst V8.0.14

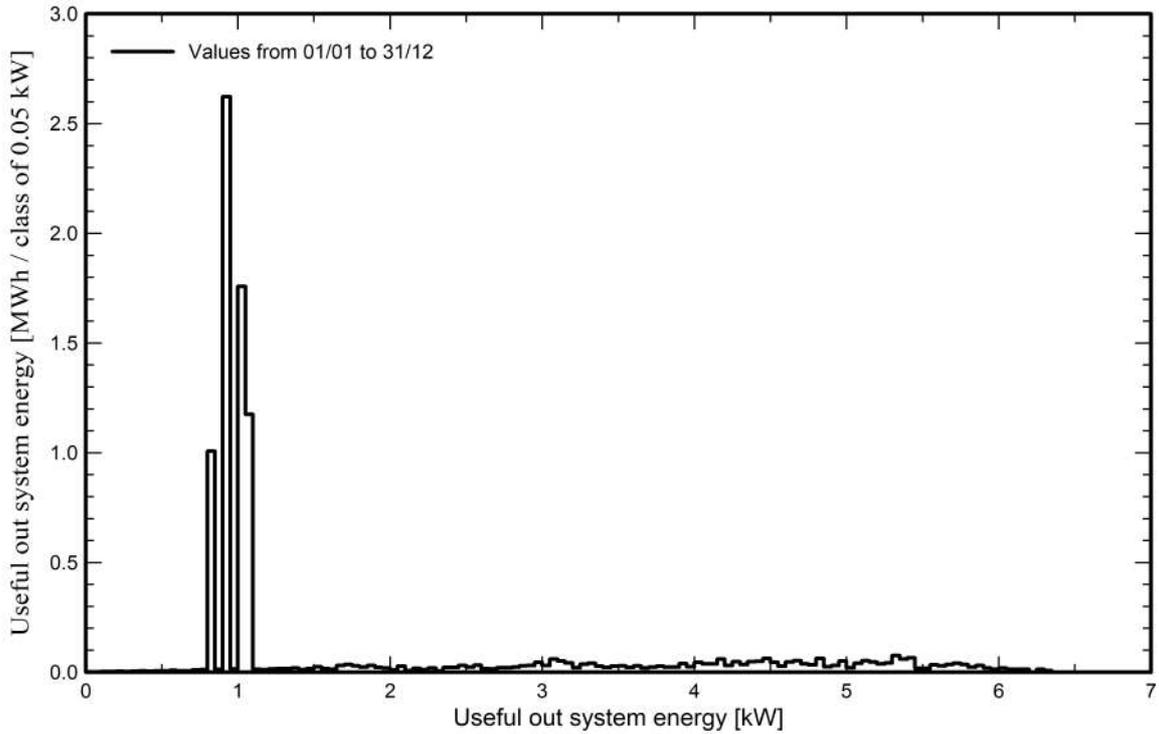
VC4, Simulation date:
21/08/25 18:50
with V8.0.14

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst V8.0.14

VC4, Simulation date:
21/08/25 18:50
with V8.0.14

Aging Tool

Aging Parameters

Time span of simulation 25 years

Module average degradation

Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

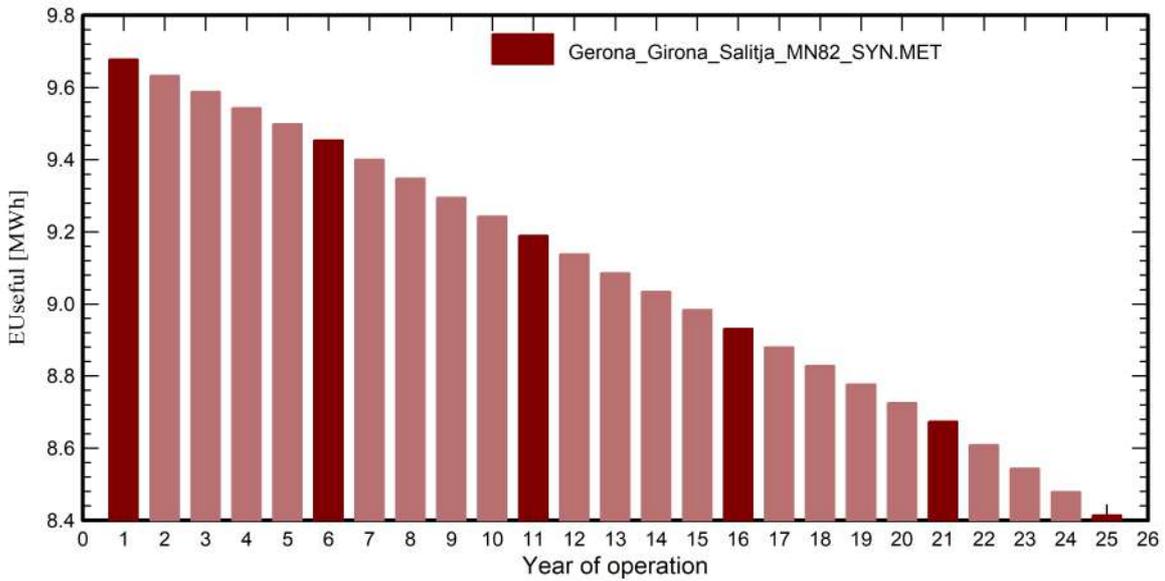
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

Weather data used in the simulation

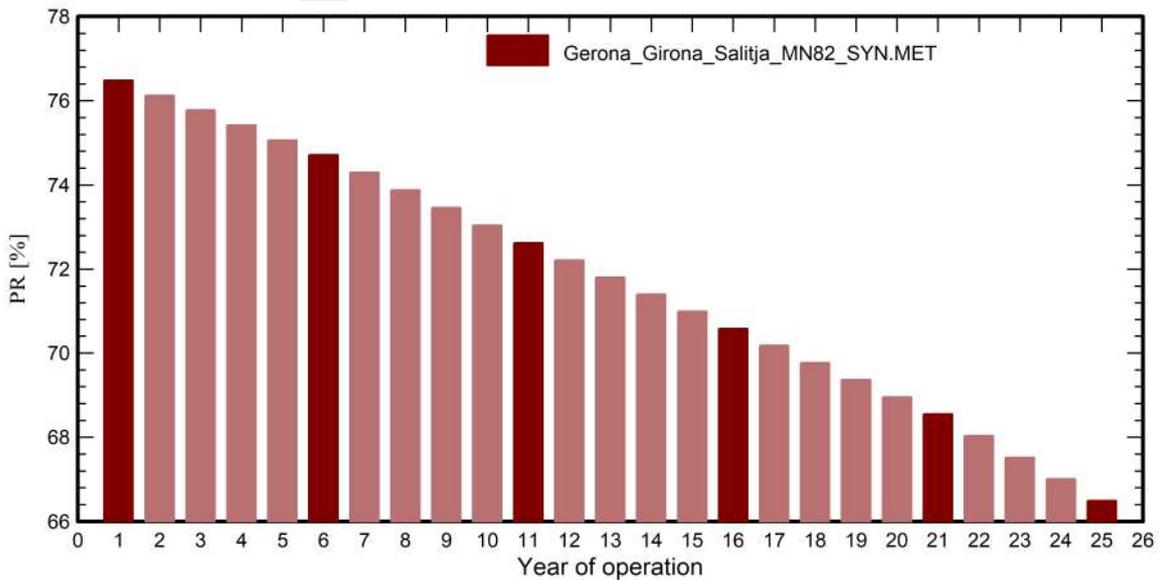
Gerona Girona Salitja MN82 SYN

Years reference year

Useful out system energy



Performance Ratio





PVsyst V8.0.14

VC4, Simulation date:
21/08/25 18:50
with V8.0.14

Aging Tool

Aging Parameters

Time span of simulation 25 years

Module average degradation

Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

Weather data used in the simulation

Gerona Girona Salitja MN82 SYN

Years reference year

	EUseful	PR	PR loss
Year	MWh	%	%
1	9.68	76.48	-0.23
2	9.63	76.13	-0.69
3	9.59	75.77	-1.15
4	9.54	75.42	-1.62
5	9.50	75.06	-2.08
6	9.45	74.71	-2.54
7	9.40	74.29	-3.08
8	9.35	73.88	-3.63
9	9.30	73.46	-4.17
10	9.24	73.04	-4.72
11	9.19	72.62	-5.26
12	9.14	72.21	-5.80
13	9.09	71.81	-6.33
14	9.03	71.40	-6.86
15	8.98	70.99	-7.40
16	8.93	70.58	-7.93
17	8.88	70.17	-8.46
18	8.83	69.77	-8.99
19	8.78	69.36	-9.52
20	8.73	68.95	-10.05
21	8.67	68.55	-10.58
22	8.61	68.03	-11.25
23	8.54	67.52	-11.92
24	8.48	67.00	-12.59
25	8.41	66.49	-13.26



PVsyst V8.0.14

VC4, Simulation date:
21/08/25 18:50
with V8.0.14

P50 - P90 evaluation

Weather data

Source	MeteoNorm 8.2 station
Kind	Monthly averages
Sintético - Multi-year average	
Year-to-year variability(Variance)	3.9 %

Specified Deviation

Climate change	0.0 %
----------------	-------

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum)	4.3 %
-----------------------------	-------

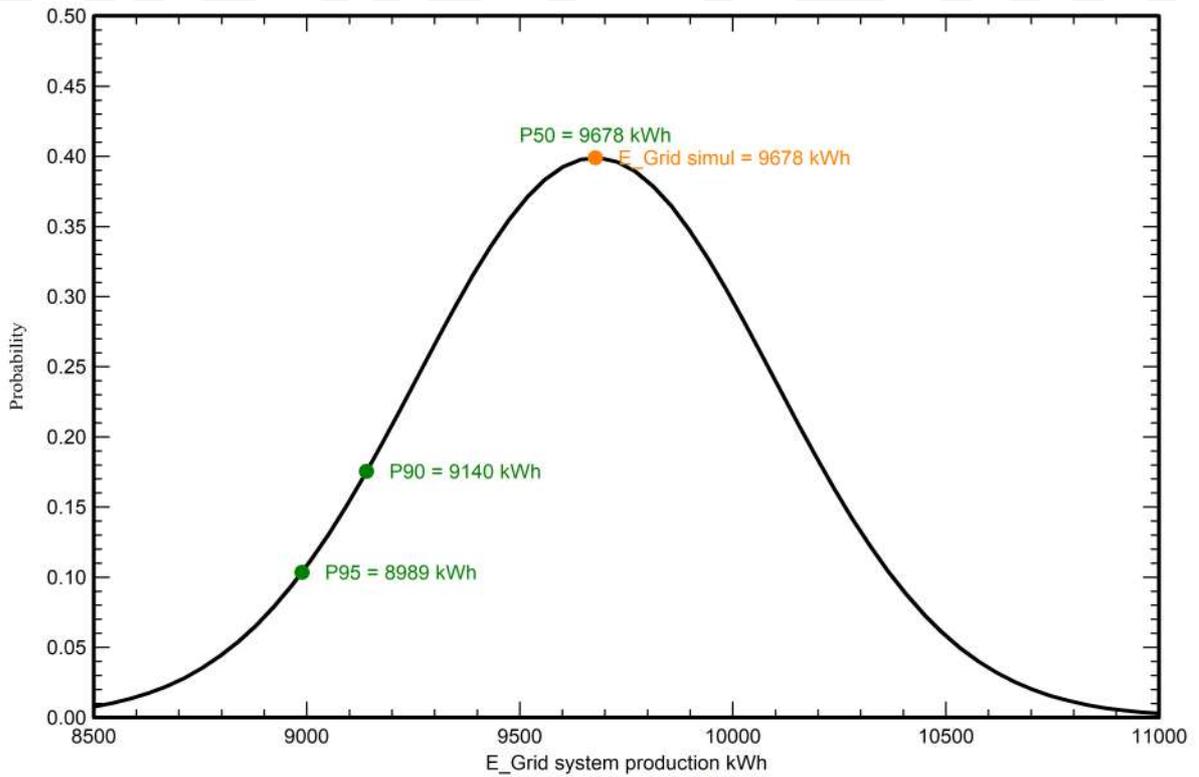
Simulation and parameters uncertainties

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

Annual production probability

Variability	419 kWh
P50	9678 kWh
P90	9140 kWh
P95	8989 kWh

Probability distribution

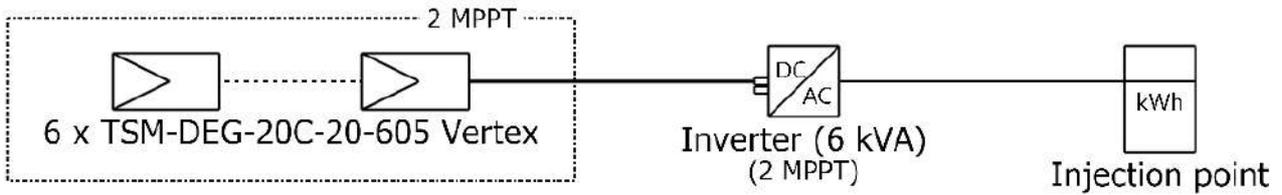




Single-line diagram

PVsyst V8.0.14

VC4, Simulation date:
21/08/25 18:50
with V8.0.14



PV module	TSM-DEG-20C-20-605 Vertex
Inverter	SUN2000-6KTL-M1
String	6 x TSM-DEG-20C-20-605 Vertex

Proyecto TFM

VC4 : Proyecto 2 con perdidas con bat
eria 40 ° y consumo sin mayorar v2

21/08/25



PVsyst V8.0.14

VC4, Simulation date:
21/08/25 18:50
with V8.0.14

CO₂ Emission Balance

Total: -16.3 tCO₂

Generated emissions

Total: 16.27 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 0.0 tCO₂

System production: 10.31 MWh/yr

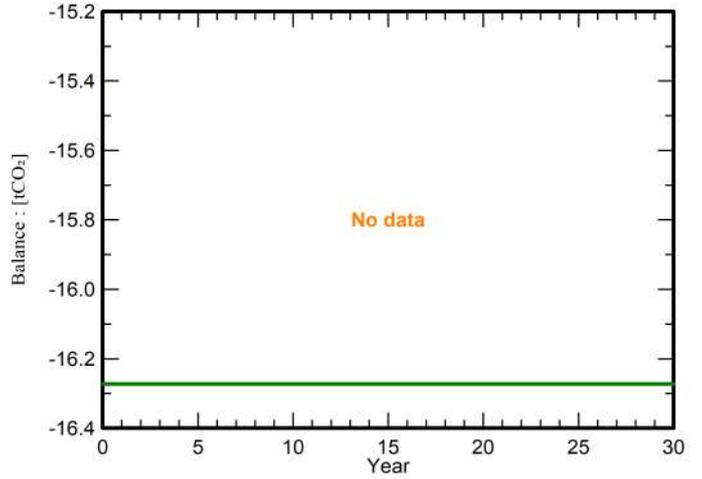
Grid Lifecycle Emissions: 0 gCO₂/kWh

Source: Custom value supplied by user

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1415 kgCO ₂ /kWp	11.5 kWp	16271
Supports	0.01 kgCO ₂ /kg	190 kg	1.27
Inverters	0.66 kgCO ₂ /	1.00	0.66

ANEXO II

Ficha técnica

paneles solares

Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-NEG19RC.20

POWER RANGE: 580-605W

605W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 605W

- Up to 22.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

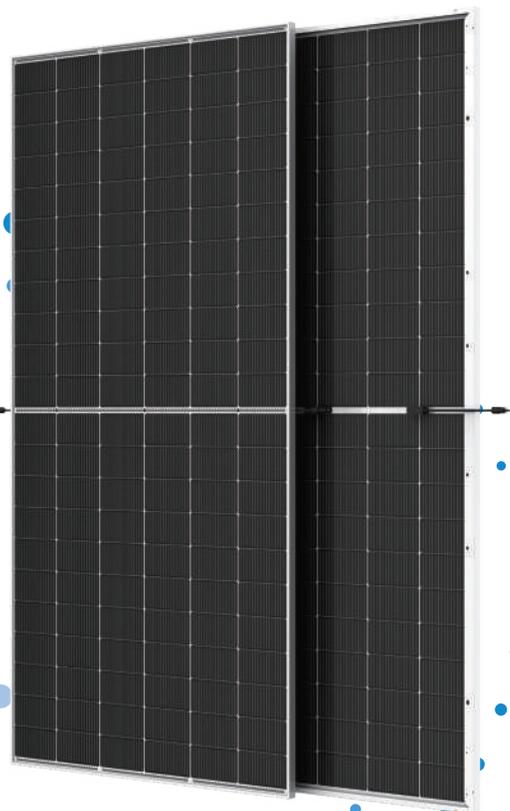
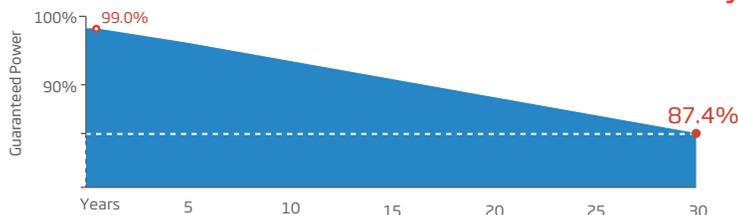
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730

ISO 9001: Quality Management System

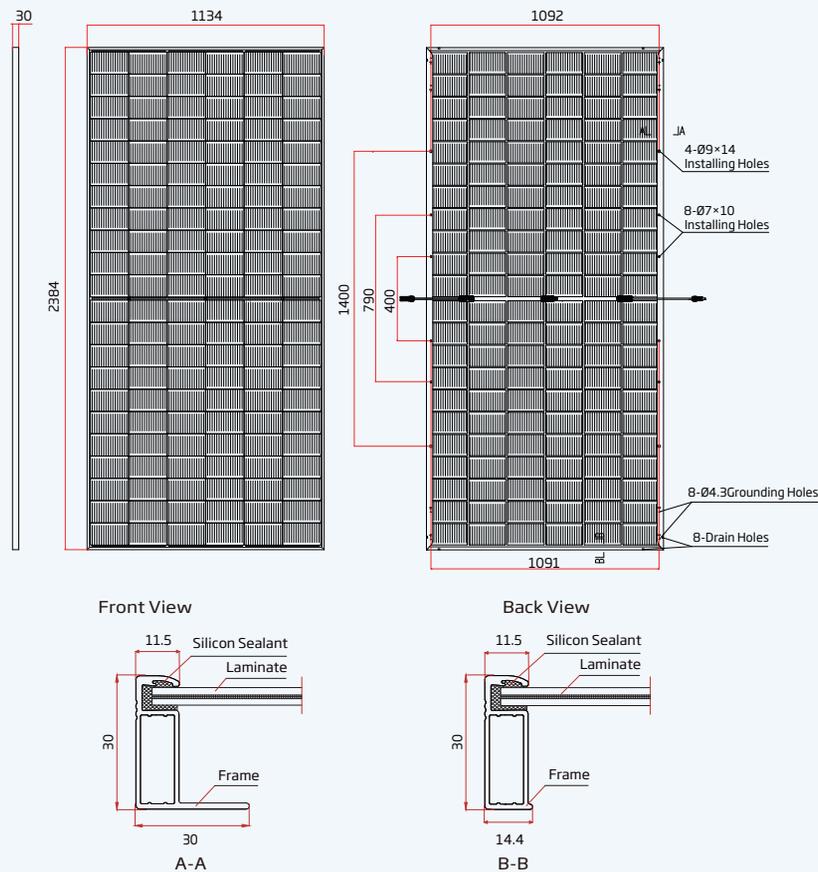
ISO 14001: Environmental Management System

ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

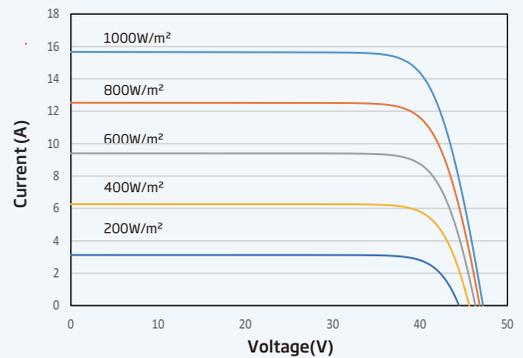
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



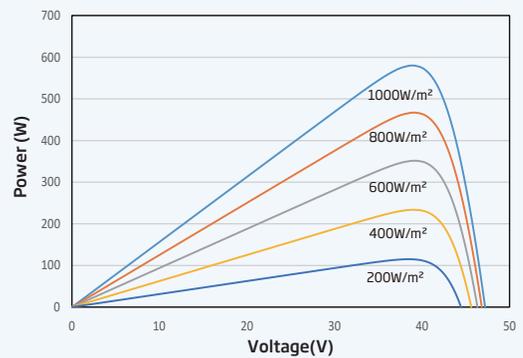
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(595 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(595 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts - P _{MAX} (Wp)*	580	585	590	595	600	605
Power Tolerance - P _{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3	40.5
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	14.79	14.82	14.86	14.89	14.91	14.94
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4	48.7
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	15.65	15.68	15.72	15.76	15.80	15.83
Module Efficiency η _m (%)	21.5	21.6	21.8	22.0	22.2	22.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P _{MAX} (Wp)	626	632	637	643	648	653
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3	40.5
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	15.97	16.01	16.05	16.08	16.10	16.14
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4	48.7
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	16.90	16.93	16.98	17.02	17.06	17.10
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Power Bifaciality: 80±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power - P _{MAX} (Wp)	442	446	450	454	458	461
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	36.8	37.1	37.3	37.6	37.8	38.0
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	12.00	12.02	12.05	12.08	12.12	12.14
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	44.7	45.0	45.3	45.6	45.9	46.1
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	12.61	12.64	12.67	12.70	12.73	12.76

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1134×30 mm (93.86×44.65×1.18 inches)
Weight	33.1kg (72.97lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 1% first year degradation
- 0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 36 pieces
- Modules per 40' container: 720 pieces

ANEXO III

Ficha técnica

inversor

Smart Energy Controller



Active Safety

AI Powered
Active Arcing Protection



Higher Yields

Up to 30% More Energy
with Optimizer ¹



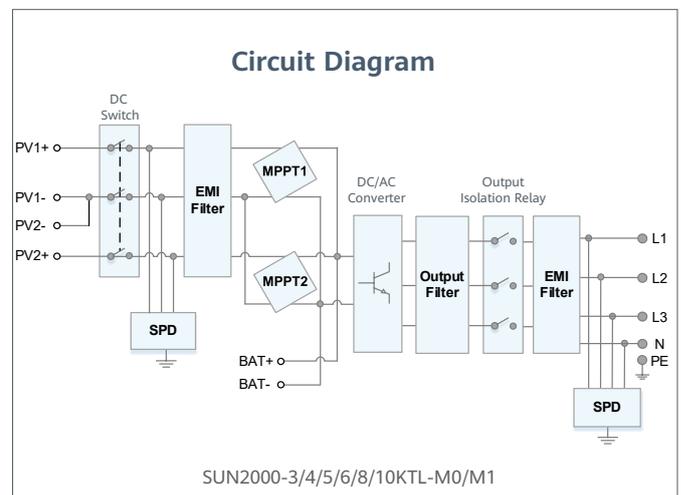
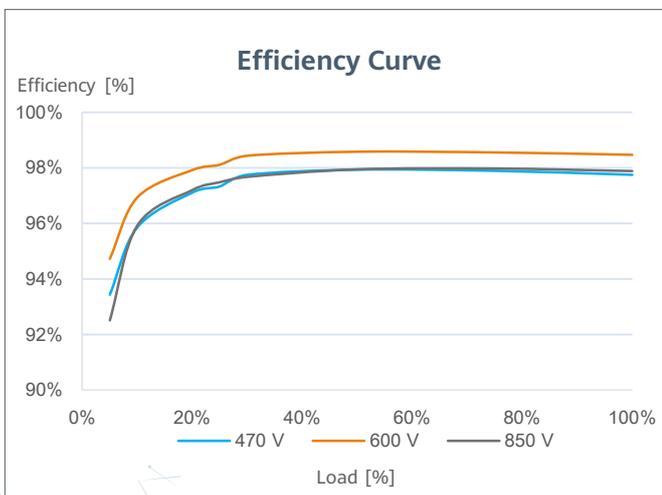
Battery Ready

Plug & Play battery interface ²



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication Supported



¹ Only applicable to SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1 smart energy center.
² SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 will be compatible with HUAWEI smart string ESS in Q1, 2021

SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1 Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -3KTL-M1	SUN2000 -4KTL-M1	SUN2000 -5KTL-M1	SUN2000 -6KTL-M1	SUN2000 -8KTL-M1	SUN2000 -10KTL-M1
-------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	----------------------

Efficiency

Max. efficiency	98.2%	98.3%	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	96.7%	97.1%	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%

Input (PV)

Recommended max. PV power ¹	4,500 Wp	6,000 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp	12,000 Wp	15,000 Wp
Max. input voltage ²	1,100 V					
Operating voltage range ³	140 V ~ 980 V					
Start-up voltage	200 V					
Rated input voltage	600 V					
Max. input current per MPPT	11 A					
Max. short-circuit current	15 A					
Number of MPP trackers	2					
Max. input number per MPP tracker	1					

Input (DC Battery)

Compatible Battery	HUAWEI Smart String ESS 5kWh – 30kWh					
Operating voltage range	600 V ~ 980 V					
Max operating current	16.7 A					
Max charge Power	10,000 W					
Max discharge Power	3,300 W	4,400 W	5,500 W	6,600 W	8,800 W	10,000 W

Output (On Grid)

Grid connection	Three-phase					
Rated output power	3,000 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Max. apparent power	3,300 VA	4,400 VA	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA ⁴
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE					
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz					
Max. output current	5.1 A	6.8 A	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging					
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %					

Output (Off Grid)

Backup Box	Backup Box – B1					
Maximum apparent power	3,000 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA
Rated output voltage	220 V / 230 V					
Maximum output current	13.6 A	15 A	15 A	15 A	15 A	15 A
Power factor range	0.8 leading ... 0.8 lagging					

Features & Protections

Input-side disconnection device	Yes
Anti-Islanding protection	Yes
DC reverse polarity protection	Yes
Insulation monitoring	Yes
DC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11
Residual current monitoring	Yes
AC overcurrent protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
AC overvoltage protection	Yes
Arc fault protection	Yes
Ripple receiver control	Yes
Integrated PID recovery ⁵	Yes
Battery reverse charging from grid	Yes

General Data

Operating temperature range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Relative operating humidity	0 %RH ~ 100 %RH
Max. operating altitude	4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)
Cooling	Natural convection
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App
Communication	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Weight (incl. mounting bracket)	17 kg (37.5 lb)
Dimension (incl. mounting bracket)	525 x 470 x 146.5 mm (20.7 x 18.5 x 5.8 inch)
Degree of protection	IP65
Nighttime Power Consumption	< 5.5 W ⁶

Optimizer Compatibility

DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P
------------------------------	----------------

Standard Compliance (more available upon request)

Certificate	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 62116
Grid connection standards	G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, NRS 097-2-1, IEC61727, IEC62116, DEWA

¹ Inverter max input PV power is 20,000 Wp when long strings are designed and fully connected with SUN2000-450W-P power optimizers.

² The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

³ Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating. ⁴ C10 / 11: 10,000 VA

⁵ SUN2000-3~10KTL-M1 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly).

⁶ <10 W when PID recovery function is activated.

Version No.:04-(20201006)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

ANEXO IV

Ficha técnica conductor CC

PRYSMIAN PRYSOLAR® e-SenS - H1Z2Z2-K



Tensión asignada **1,0/1,0 kVac; 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)**
 Norma diseño **UNE-EN 50618; IEC 62930**
 Designación genérica **H1Z2Z2-K**



Descárgate la DoP 1019137
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmian.com/dop>



No propagación de la llama
UNE-EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



Libre de halógenos
IEC 62821-1
UNE-EN 50525-1



Máxima Resistencia al agua en dc (AD8)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta
UNE 211605



Baja opacidad de humos
UNE-EN 61034-2
IEC 61034-2



Resistencia a los impactos



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo



Conductor con contenido en cobre reciclado



Aislamiento con compuesto de origen 100% Bio-Atribuído

-29 % emisiones de CO₂
(Sección 1 x 4 mm²)



Rollo retráctil 80% reciclado y 100% reciclable



Sistema circular de retorno, reparación y reutilización de bobinas



El logotipo PEFC en nuestros productos garantiza que nuestras bobinas de madera proceden de bosques gestionados de forma sostenible, reciclados y fuentes controladas. Cada compra de un producto PEFC marca la diferencia para los bosques y las comunidades forestales del planeta.

PEFC14-44-00031
www.pefc.es

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (cable termoestable), +120 °C (20 000h).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la **Unión Europea**:

- Clase de reacción al fuego (CPR): E_{ca}.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2015 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: UNE-EN 50576.
- Métodos de ensayo: [UNE-EN 60332-1-2](#).

Normativa de fuego completa. Incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la **Unión Europea**:

- No propagación de la llama: [UNE-EN 60332-1-2](#); IEC 60332-1-2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B; UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

PRYSMIAN PRYSOLAR® e-SenS - H1Z2Z2-K

Tensión asignada **1,0/1,0 kVac; 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)**
 Norma diseño **UNE-EN 50618; IEC 62930**
 Designación genérica **H1Z2Z2-K**



Ensayos adicionales cable PRYSMIAN PRYSOLAR® e-SenS

Vida estimada	30 años*	
Protección frente al agua	AD8 (test ac)**	EN 50525-2-21 Anexos D y E
	WET-I 1500	Ensayo mejorado específico de Prysmian FV: >1500 ciclos sumergido en agua a 70 °C con la máxima tensión continua (1800 Vdc)
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E: 720 h (360 ciclos)	
Servicios móviles	Sí	
Doble aislamiento (clase II)	Sí	
Temperatura máxima del conductor	90 °C (120 °C, 20 000 h) 250 °C (cortocircuito)	
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)	
Máxima tensión de tracción	50 N/mm ² durante el tendido 15 N/mm ² en operación (instalado)	
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab. 3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B	
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404)	
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab. 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)	
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab. 2 y UNE-EN 50618 Tab. 2 1000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78	
Resistencia de aislamiento a largo plazo (dc)	IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h, 85 °C agua, 1,8 kVdc)	
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2011/65/UE de la Unión Europea	
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D	
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 60811-504 y -505	
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506	
Durabilidad del marcado	IEC 62930; UNE-EN 50396	

* Para la estimación de la vida del cable se ha empleado el ensayo de durabilidad térmica según la norma IEC 60216.

** La condición AD8 habitual es una autodeclaración de fabricante sin norma de referencia. Declara la posibilidad de funcionamiento del cable permanentemente sumergido pero el ensayo habitual está pensado para corriente alterna y hasta 450/750 V de tensión asignada del cable. Situación muy alejada de la realidad de las instalaciones fotovoltaicas. Los cables de Prysmian superan el ensayo especial WET-I 1500 a 1800 V de tensión continua.



Aplicaciones

Cable especialmente indicado en aquellos proyectos en que se requiera un compromiso de reducción de impacto en huella de carbono.

A emplear en el lado de corriente continua entre módulos fotovoltaicos y cajas combinadoras (string combiner boxes) o inversores de string en grandes plantas de generación fotovoltaica.

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y módulos fotovoltaicos.

Especialmente resistente a la acción del agua (AD8 + test especial para corriente continua WET-I 1500), en instalaciones subterráneas bajo tubo o conducto.

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53*, UNE-HD 60364-7-712).

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.

Con contenido reciclado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE-EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor:

90 °C (120 °C, 20 000 h). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

Material: compuesto reticulado libre de halógenos 100 % **Bio-Atribuido.** Según tabla B.1 de Anexo B de UNE-EN 50618.

3. Cubierta

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro o rojo.

*Pendiente aprobación final.

PRYSMIAN PRYSOLAR® e-SenS - H1Z2Z2-K

Tensión asignada **1,0/1,0 kVac; 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)**
 Norma diseño **UNE-EN 50618; IEC 62930**
 Designación genérica **H1Z2Z2-K**



Datos técnicos

Número de conductores x sección	Díámetro máximo del conductor	Díámetro exterior del cable	Radio mínimo de curvatura dinámico	Radio mínimo de curvatura estático	Peso	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad admisible al aire	Intensidad admisible al aire T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C	Intensidad admisible bajo tubo enterrado	Caída de tensión continua	Emisiones de CO ₂
(mm ²)	(mm)	(mm) (1)	(mm)	(mm)	(kg/km) (1)	(Ω/km)	(A) (2)	(A) (3)	(A) (4)	(V/(A km))	(t/km) (5)
1 x 4	3,0	5,6	22	11	61	5,090	46	55	42	10,18	0,189
1 x 6	3,9	6,3	25	13	80	3,390	59	70	53	6,78	0,262
1 x 10	5,1	7,2	36	22	124	1,950	82	98	70	3,90	0,441
1 x 16	6,3	8,3	42	25	186	1,240	110	132	91	2,48	0,735
1 x 25	7,8	10,5	53	32	286	0,795	140	176	116	1,59	1,051

⁽¹⁾ Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

⁽²⁾ Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13.
 (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

⁽³⁾ Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (30 años) EN 50618 (tabla A.3).

⁽⁴⁾ Instalación bajo tubo enterrada con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W y temperatura del terreno 25 °C. XLPE2 con instalación tipo D1 (Cu) (monofásica o continua).

⁽⁵⁾ Incluye el proceso de extracción, producción y transporte de las materias primas así como el proceso de fabricación en nuestras factorías (cradle to gate).

ANEXO V

Ficha técnica conductor CA

N2XH IEC 60502-1 XLPE FRNC 0.6/1kV Cable



Eland Product Group: A5N

APPLICATION

These power cables are used for electricity supply in low voltage installation system. They are well adapted to underground use in industrial applications with an additional mechanical protection. These cables can be fixed on cable trays, within conduits or fixed to walls.

CHARACTERISTICS

Voltage Rating Uo/U
0.6/1kV

Temperature Rating
Fixed: -30°C to +90°C

Minimum Bending Radius
During Installation: 15 x overall diameter
Fixed: 10 x overall diameter

CONSTRUCTION

Conductor
Up to 16mm²: Class 1 solid copper conductor
Above 16mm²: Class 2 stranded copper conductor

Insulation
XLPE (Cross-Linked Polyethylene)

Sheath
LSZH (Low Smoke Zero Halogen)

Core Identification

- 1 core: ● Black
- 2 core: ● Blue ● Brown
- 3 core: ● Black ● Brown ● Grey
- 3 core including earth: ● Green/Yellow ● Blue ● Brown
- 3 core + reduced E: ● Blue ● Brown ● Black ● Grey
- 4 core: ● Blue ● Brown ● Black ● Grey
- 4 core including earth: ● Green/Yellow ● Brown ● Black ● Grey
- 5 core: ● Blue ● Brown ● Black ● Grey ● Black
- 5 core including earth: ● Green/Yellow ● Blue ● Brown ● Black ● Grey

Sheath Colour
● Black

STANDARDS

VDE0276 Part 604, IEC 60502-1, IEC/EN 60332-3-24 Cat. C, IEC/EN 60228, EN 62230. UV Resistant.

In accordance with the installation standard IEC 60364 and as applicable to the equivalent National Codes for the rules for design, erection and verification of electrical installations, DIN VDE 0100, CEI 20-60, NEN 1010 and NF C15-100.

THE CABLE LAB[®]

AN ISO/IEC 17025 AND IECEE CBTL ACCREDITED FACILITY

Our world-class testing facility assures the quality and compliance of this cable through a continuous and rigorous testing regime.



SUSTAINABILITY COMMITMENT

We are on a journey to Net Zero.

We've committed to near-term emissions reductions and a net-zero target with the Science Based Targets initiative and we're a signatory to the United Nations Global Compact Sustainable Development Goals.

Learn more about embodied carbon and our carbon emissions reduction actions, our comprehensive recycling services, and wider ESG activities for sustainable operations at: www.elandcables.com/company/about-us/esg-sustainability



REGULATORY COMPLIANCE

This cable is compliant with European Regulation EN 50575, the Construction Products Regulation.



This cable meets the requirements of the Low Voltage Directive 2014/35/EU, the RoHS Directive 2015/863/EU and Reach Directive EC 1907/2006. RoHS compliance has been tested and confirmed by The Cable Lab[®].





DIMENSIONS

ELAND PART NO.	NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	CONDUCTOR TYPE	NOMINAL THICKNESS OF INSULATION mm	NOMINAL OVERALL DIAMETER mm	NOMINAL WEIGHT kg/km
A5N2XH010015	1	1.5	RE	0.7	7	60
A5N2XH010025	1	2.5	RE	0.7	8	75
A5N2XH010040	1	4	RM	0.7	8.35	90
A5N2XH010060	1	6	RM	0.7	8.90	115
A5N2XH01010	1	10	RM	0.7	9.65	165
A5N2XH01016	1	16	RM	0.7	10.50	230
A5N2XH01025	1	25	RM	0.9	12.05	340
A5N2XH01035	1	35	RM	0.9	13.10	440
A5N2XH01050	1	50	RM	1	14.50	570
A5N2XH01070	1	70	RM	1.1	16.30	795
A5N2XH01095	1	95	RM	1.1	18.00	1055
A5N2XH01120	1	120	RM	1.3	19.50	1315
A5N2XH01150	1	150	RM	1.4	21.70	1600
A5N2XH01185	1	185	RM	1.6	23.50	1975
A5N2XH01240	1	240	RM	1.7	26.40	2525
A5N2XH01300	1	300	RM	1.8	28.70	3030
A5N2XH01400	1	400	RM	2.0	31.90	3820
A5N2XH01500	1	500	RM	2.2	35.30	4825
A5N2XH01630	1	630	RM	2.4	39.60	6200
A5N2XH02015	2	1.5	RE	0.7	9.35	125
A5N2XH02025	2	2.5	RE	0.7	10.10	155
A5N2XH02040	2	4	RE	0.7	11.05	195
A5N2XH02060	2	6	RE	0.7	12.05	295
A5N2XH0210	2	10	RE	0.7	14.50	390
A5N2XH0216	2	16	RE	0.7	16.40	560
A5N2XH0225	2	25	RM	0.9	19.90	850
A5N2XH0235	2	35	RM	0.9	22.20	1010
A5N2XH0250	2	50	RM	1	25.00	1364
A5N2XH0270	2	70	RM	1.1	28.80	1924
A5N2XH0295	2	95	RM	1.1	32.60	2578
A5N2XH02120	2	120	RM	1.3	36.00	3307
A5N2XH02150	2	150	RM	1.4	41.20	4005
A5N2XH02185	2	185	RM	1.6	45.20	4964
A5N2XH02240	2	240	RM	1.7	51.20	6503
A5N2XH02300	2	300	RM	1.8	56.20	8219
A5N2XH03015	3	1.5	RE	0.7	9.8	145
A5N2XH03025	3	2.5	RE	0.7	10.60	180
A5N2XH03040	3	4	RE	0.7	11.65	235
A5N2XH03060	3	6	RE	0.7	12.70	325
A5N2XH0310	3	10	RE	0.7	15.35	485
A5N2XH0316	3	16	RE	0.7	17.40	705
A5N2XH0325	3	25	RM	0.9	21.15	1080
A5N2XH0335	3	35	SM	0.9	23.60	1425
A5N2XH0350	3	50	SM	1	26.65	1840
A5N2XH0370	3	70	SM	1.1	30.70	2540
A5N2XH0395	3	95	SM	1.1	35.00	3430
A5N2XH03120	3	120	SM	1.3	38.65	4440
A5N2XH03150	3	150	SM	1.4	44.00	5380



ELAND PART NO.	NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	CONDUCTOR TYPE	NOMINAL THICKNESS OF INSULATION mm	NOMINAL OVERALL DIAMETER mm	NOMINAL WEIGHT kg/km
A5N2XH03185	3	185	SM	1.6	48.30	6920
A5N2XH03240	3	240	SM	1.7	55.00	8420
A5N2XH03300	3	300	SM	1.8	60.30	10927
A5N2XH03400	3	400	SM	2	67.80	13709
A5N2XH0316/10	3 + E	16/10	RE	0.7	18.45	779
A5N2XH0325/16	3 + E	25/16	RM	0.9	22.40	1175
A5N2XH0335/16	3 + E	35/16	SM	0.9	24.30	1480
A5N2XH0350/25	3 + E	50/25	SM	1	28.00	2031
A5N2XH0370/35	3 + E	70/35	SM	1.1	31.90	2813
A5N2XH0395/50	3 + E	95/50	SM	1.1	36.40	3772
A5N2XH03120/70	3 + E	120/70	SM	1.3	40.65	4858
A5N2XH03150/70	3 + E	150/70	SM	1.4	45.40	5680
A5N2XH03185/95	3 + E	185/95	SM	1.6	50.10	7082
A5N2XH03240/120	3 + E	240/120	SM	1.7	56.70	9363
A5N2XH03300/150	3 + E	300/150	SM	1.9	62.60	11939
A5N2XH04015	4	1.5	RE	0.7	10.50	170
A5N2XH04025	4	2.5	RE	0.7	11.40	215
A5N2XH04040	4	4	RE	0.7	12.60	290
A5N2XH04060	4	6	RE	0.7	13.75	390
A5N2XH0410	4	10	RE	0.7	17.00	600
A5N2XH0416	4	16	RE	0.7	19.00	870
A5N2XH0425	4	25	RM	0.9	23.35	1365
A5N2XH0435	4	35	SM	0.9	25.85	1875
A5N2XH0450	4	50	SM	1	29.45	2550
A5N2XH0470	4	70	SM	1.1	34.00	3010
A5N2XH0495	4	95	SM	1.1	38.75	3960
A5N2XH04120	4	120	SM	1.3	42.55	5160
A5N2XH04150	4	150	SM	1.4	48.70	6150
A5N2XH04185	4	185	SM	1.6	53.45	7780
A5N2XH04240	4	240	SM	1.7	60.90	9550
A5N2XH05015	5	1.5	RE	0.7	11.45	195
A5N2XH05025	5	2.5	RE	0.7	12.45	255
A5N2XH05040	5	4	RE	0.7	13.80	345
A5N2XH05060	5	6	RE	0.7	15.10	475
A5N2XH0510	5	10	RE	0.7	18.60	735
A5N2XH0516	5	16	RE	0.7	21.00	1070
A5N2XH0525	5	25	RM	0.9	25.70	1605
A5N2XH0535	5	35	RM	0.9	28.70	2139
A5N2XH0550	5	50	RM	1	32.70	2870
A5N2XH0570	5	70	RM	1.1	37.60	4054
A5N2XH0595	5	95	RM	1.1	42.80	5415
A5N2XH05120	5	120	RM	1.3	47.80	7039
A5N2XH05150	5	150	RM	1.4	54.20	8447
A5N2XH05185	5	185	RM	1.6	59.00	10800
A5N2XH05240	5	240	RM	1.7	69.90	14600



ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Single core

NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	CURRENT CARRYING CAPACITY A				MAXIMUM CONDUCTOR DC RESISTANCE AT 20 °C Ω/Km	PULLING FORCE kN	
		In Conduit Flat	In Conduit Trefoil	In Air Flat	In Air Trefoil		(# *S*70)/1000	(# *S*50)/1000
1	4	66	55	56	44	4.61	0.28	0.20
1	6	82	68	71	57	3.08	0.42	0.30
1	10	109	90	96	77	1.83	0.70	0.50
1	16	139	115	128	102	1.15	1.12	0.80
1	25	179	149	173	139	0.727	1.75	1.25
1	35	213	178	212	170	0.524	2.45	1.75
1	50	251	211	258	208	0.387	3.50	2.50
1	70	307	259	328	265	0.268	4.90	3.50
1	95	366	310	404	329	0.193	6.65	4.75
1	120	416	352	471	381	0.153	8.40	6.00
1	150	465	396	541	438	0.124	10.50	7.50
1	185	526	449	626	507	0.0991	12.95	9.25
1	240	610	521	749	606	0.0754	16.80	12.00
1	300	689	587	864	697	0.0601	21.00	15.00
1	400	788	669	1018	816	0.047	28.00	20.00
1	500	889	748	1173	993	0.0366	35.00	25.00
1	630	1421	935	1486	1083	0.0283	44.10	31.50

Multi core

NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	CURRENT CARRYING CAPACITY A		MAXIMUM CONDUCTOR DC RESISTANCE AT 20 °C Ω/Km	PULLING FORCE kN	
		In Conduit	In Air		(# *S*70)/1000	(# *S*50)/1000
2	1.5	30	24	12.1	0.21	0.15
2	2.5	40	32	7.41	0.35	0.25
2	4	52	42	4.61	0.56	0.40
2	6	64	53	3.08	0.84	0.60
2	10	86	73	1.83	1.40	1.00
2	16	111	96	1.15	2.24	1.60
2	25	143	130	0.727	3.50	2.50
2	35	173	160	0.524	4.90	3.50
2	50	205	195	0.387	7.00	5.00
2	70	252	247	0.268	9.80	7.00
2	95	303	305	0.193	13.30	9.50
2	120	346	355	0.153	16.80	12.00
2	150	390	407	0.124	21.00	15.00
2	185	441	469	0.0991	25.90	18.50
2	240	511	551	0.0754	33.60	24.00
2	300	580	638	0.0601	42.00	30.00



NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	CURRENT CARRYING CAPACITY A		MAXIMUM CONDUCTOR DC RESISTANCE AT 20 °C Ω/Km	PULLING FORCE kN	
		In Conduit	In Air		(# *S*70)/1000	(# *S*50)/1000
3	1.5	30	24	12.1000	0.32	0.23
3	2.5	40	32	7.41	0.53	0.38
3	4	52	42	4.6100	0.84	0.60
3	6	64	53	3.08	1.26	0.90
3	10	86	73	1.8300	2.10	1.50
3	16	111	96	1.15	3.36	2.40
3	25	143	130	0.7270	5.25	3.75
3	35	173	160	0.524	7.35	5.25
3	50	205	195	0.3870	10.50	7.50
3	70	252	247	0.268	14.70	10.50
3	95	303	305	0.1930	19.95	14.25
3	120	346	355	0.153	25.20	18.00
3	150	390	407	0.1240	31.50	22.50
3	185	441	469	0.0991	38.85	27.75
3	240	511	551	0.0754	50.40	36.00
3	300	580	638	0.0601	63.00	45.00
3	400	663	746	0.0470	84.00	60.00
3+3	16+10	111	96	1.15 / 1.83	4.48	2.90
3+3	25+16	143	130	0.727 / 1.15	7.00	4.55
3+3	35+16	173	160	0.524 / 1.15	9.80	6.05
3+3	50+25	205	195	0.387 / 0.727	14.00	8.75
3+3	70+35	252	247	0.268 / 0.524	19.60	12.25
3+3	95+50	303	305	0.193 / 0.387	26.60	16.75
3+3	120+70	346	355	0.153 / 0.268	33.60	21.50
3+3	150+70	390	407	0.124 / 0.268	42.00	26.00
3+3	185+95	441	469	0.0991 / 0.193	51.80	32.50
3+3	240+120	511	551	0.0754 / 0.153	67.20	42.00
3+3	300+150	580	638	0.0601 / 0.124	84.00	52.50
4	1.5	30	24	12.1	0.42	0.30
4	2.5	40	32	7.41	0.7	0.50
4	4	52	42	4.61	1.12	0.80
4	6	64	53	3.08	1.68	1.20
4	10	86	73	1.83	2.8	2.00
4	16	111	96	1.15	4.48	3.20
4	25	143	130	0.727	7	5.00
4	35	173	160	0.524	9.8	7.00
4	50	205	195	0.387	14	10.00
4	70	252	247	0.268	19.6	14.00
4	95	303	305	0.193	26.6	19.00
4	120	346	355	0.153	33.6	24.00
4	150	390	407	0.124	42	30.00
4	185	441	469	0.0991	51.8	37.00
4	240	511	551	0.0754	67.2	48.00



NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	CURRENT CARRYING CAPACITY A		MAXIMUM CONDUCTOR DC RESISTANCE AT 20 °C Ω/Km	PULLING FORCE kN	
		In Conduit	In Air		(# *S*70)/1000	(# *S*50)/1000
5	1.5	30	24	12.1	0.53	0.38
5	2.5	40	32	7.41	0.88	0.63
5	4	52	42	4.61	1.4	1.00
5	6	64	53	3.08	2.1	1.50
5	10	86	73	1.83	3.5	2.50
5	16	111	96	1.15	5.6	4.00
5	25	143	130	0.727	8.75	6.25
5	35	173	160	0.524	12.25	8.75
5	50	205	195	0.387	17.5	12.50
5	70	252	247	0.268	24.5	17.50
5	95	303	305	0.193	33.25	23.75
5	120	346	355	0.153	42	30.00
5	150	390	407	0.124	52.5	37.50
5	185	441	469	0.0991	64.75	46.25
5	240	511	551	0.0754	84	60.00

The information contained within this datasheet is for guidance only and is subject to change without notice or liability. All the information is provided in good faith and is believed to be correct at the time of publication. When selecting cable accessories, please note that actual cable dimensions may vary due to manufacturing tolerances.

ANEXO VI

Ficha técnica equipos de la instalación de Aerotermia



Aeroterminia de
BAJA TEMPERATURA





DAIKIN ALTHERMA, LA BOMBA DE CALOR DE ALTA EFICIENCIA

Daikin ofrece un sistema completo de Bomba de Calor, con refrigeración en verano, calefacción en invierno y ACS durante todo el año. Además, es compatible con la energía solar.

Este sistema extrae la energía gratuita del aire exterior para calentar o enfriar el hogar hasta una temperatura confortable. Daikin Altherma puede conectarse tanto a radiadores de baja temperatura como a calefacción por suelo radiante o por aire acondicionado por fan coils.

Este completo sistema cuenta con dos variantes, sistema partido (Bibloc) o sistema compacto (Monobloc), para adaptarse a las necesidades de cada hogar.

Con esta aplicación, Daikin abanderará el creciente mercado en soluciones avanzadas de calefacción mediante baja temperatura.

El futuro de la calefacción ya ha llegado. Daikin Altherma: el calor inteligente.

nuevo!

Daikin Altherma 3, la nueva generación de Daikin Altherma



▶ INNOVACIÓN

Daikin lleva años impulsando los grandes cambios. Hace una década, revolucionamos el mercado de las bombas de calor creando Daikin Altherma. Y hoy lo hemos vuelto hacer al conseguir lo que parecía imposible: **reinventar la Aerotermia con la nueva Daikin Altherma 3.**

- ▶ Diseño elegante y revolucionario.
- ▶ Alto rendimiento y menor consumo.
- ▶ Alta eficiencia. **A+++**
- ▶ Refrigerante R-32. **R-32**

BENEFICIOS PARA EL INSTALADOR

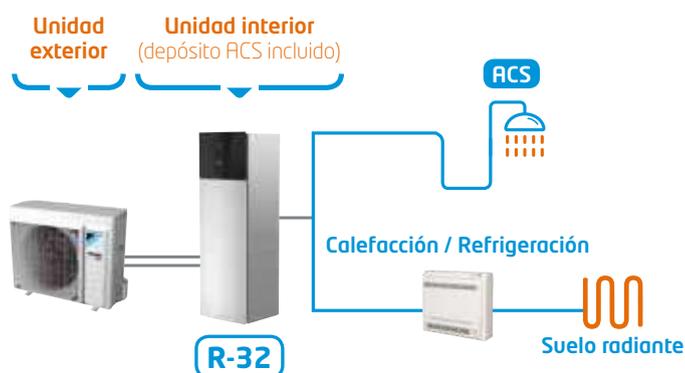
- ▶ Fácil de instalar.
- ▶ Fácil de poner en marcha.
- ▶ Fácil de controlar.

BENEFICIOS PARA USUARIO FINAL

- ▶ Alto rendimiento y menor consumo.
- ▶ Diseño elegante.
- ▶ Facilidad de ubicación en cualquier vivienda.
- ▶ Bajo impacto ambiental.
- ▶ **La última tecnología, la más avanzada del mercado.**

LA ALTERNATIVA A LAS CALDERAS QUE UTILIZAN COMBUSTIBLES FÓSILES

Supone una alternativa flexible y rentable a las calderas que utilizan combustibles fósiles. Además, como se ha comentado antes, cuenta también con la opción de ofrecer aire acondicionado para toda la casa.



Nota: Daikin Altherma calienta con una eficiencia hasta 5 veces superior a la de un sistema de calefacción tradicional, basado en combustibles fósiles o en energía eléctrica.

▶ Alto rendimiento y bajo coste

- COP calefacción hasta 5,2
- COP a.c.s. hasta 3,3
- Hasta 65°C impulsión

▶ Facilidad de instalación

- Integración de componentes
- Alta accesibilidad

▶ Fácil de controlar

- Ergonomía: configuración rápida (MMI).
- Conectividad
- Control remoto

▶ Diseño actual

- Unidad diseño integrado disponible en dos colores (blanco o gris)
- Bordes redondeados
- Daikin Eye
- Alta calidad en los acabados

▶ Bajo impacto ambiental

- **R-32**
- Baja huella de carbono

BLUEVOLUTION



Daikin Eye

Visión rápida del estado, mediante código de colores

 Funciona correctamente

 Fuera de servicio

UNIDADES EXTERIORES BIBLOC SOBREPOTENCIADAS



nuevo!

A+++

R-32

Unidad exterior: ERGA-DV

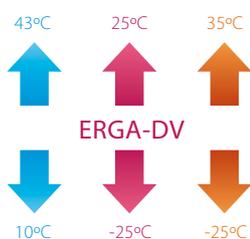
BLUEVOLUTION

UNIDADES EXTERIORES				ERGA04DV*	<n!	ERGA06DV*	<n!	ERGA08DV*	<n!
Temperatura ambiente	impulsión								
Calefacción	7	45	Capacidad Nominal/Consumo	kW	5,75 / 1,55	7,40 / 2,01	8,86 / 2,55		
			COP	3,70	3,68	3,47			
	7	35	Capacidad Nominal/Consumo	kW	5,94 / 1,14	7,64 / 1,63	9,37 / 2,08		
			COP	5,20	4,74	4,50			
Refrigeración	35	7	Capacidad Nominal/Consumo	kW	4,62 / 1,24	5,57 / 1,60	6,34 / 1,91		
			EER	3,72	3,48	3,31			
	35	18	Capacidad Nominal/Consumo	kW	5,98 / 1,06	7,45 / 1,54	8,57 / 1,87		
			EER	5,64	4,83	4,58			
Refrigerante R-32		kg / TCO ₂ eq / PCA		1,5 / 1,01 / 675,0	1,5 / 1,01 / 675,0	1,5 / 1,01 / 675,0			
Dimensiones		Al.xAn.xF.	mm	740 x 884 x 388	740 x 884 x 388	740 x 884 x 388			
Peso			Kg	58,5	58,5	58,5			
Compresor				SWING	SWING	SWING			
Potencia sonora		Refrig. / Calef.	dB(A)	61 / 58	62 / 60	62 / 62			
Presión sonora		Refrig. / Calef.	dB(A)	48 / 44	49 / 47	50 / 49			
Alimentación eléctrica				1 / 220 V (monofásico)	1 / 220 V (monofásico)	1 / 220 V (monofásico)			
Conexión Refrigerante				Ø 1/4" - Ø 5/8"	Ø 1/4" - Ø 5/8"	Ø 1/4" - Ø 5/8"			
Distancias líneas refrigerante				3<d<30	3<d<30	3<d<30			
Clase de eficiencia energética 55°C LOT1 (SCOP)¹					A++ (3,26)	A++ (3,26)	A++ (3,32)		
Clase de eficiencia energética 35°C LOT1 (SCOP)¹					A+++ (4,48)	A+++ (4,47)	A+++ (4,56)		
Precio			€	1.790,00 €	1.885,00 €	2.423,00 €			

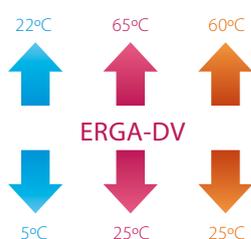
⁽¹⁾ En combinación con las unidades interiores EHVX-S23D.

* Información preliminar.

Rango de funcionamiento de temperatura ambiente exterior



Rango de funcionamiento de temperatura de salida de agua



● Refrigeración ● Calefacción ● Agua caliente sanitaria

(*) Nota: Para determinados tratamientos se puede elevar la temperatura hasta 75°C.

UNIDADES INTERIORES BIBLOC DISEÑO INTEGRADO

BLUEVOLUTION



nuevo!



nuevo!



Unidad interior: EHVX-D3V/D6V

Unidad interior: EHVX-D3VG/D6VG

UNIDAD INTERIOR (HIDROKIT + ACUMULADOR)		EHVX04S18D3V* <n>	EHVX04S23D3V* <n>	EHVX04S18D3VG* <n>	EHVX04S23D3VG* <n>
CON UNIDADES EXTERIORES MODELOS:		ERGA04DV		ERGA04DV	
Volumen acumulador	l	180	230	180	230
Dimensiones	Al.xAn.xF. mm	1.655 x 600 x 595	1.855 x 600 x 595	1.655 x 600 x 595	1.855 x 600 x 595
Peso	Kg	131	139	131	139
Presión sonora	Refrig. / Calef. dB(A)	28 / 28	28 / 28	33 / 33	33 / 33
Color		Blanco	Blanco	Gris	Gris
Perfil de carga LOT2		L	XL	L	XL
Clase eficiencia energética LOT2		A	A	A	A
Precio	€	3.969,00 €	4.152,00 €	4.167,00 €	4.360,00 €

UNIDAD INTERIOR (HIDROKIT + ACUMULADOR)		EHVX08S18D6V* <n>	EHVX08S23D6V* <n>	EHVX08S18D6VG* <n>	EHVX08S23D6VG* <n>
CON UNIDADES EXTERIORES MODELOS:		ERGA06DV / ERGA08DV		ERGA06DV / ERGA08DV	
Volumen acumulador	l	180	230	180	230
Dimensiones	Al.xAn.xF. mm	1.655 x 600 x 595	1.855 x 600 x 595	1.655 x 600 x 595	1.855 x 600 x 595
Peso	Kg	131	139	131	139
Presión sonora	Refrig. / Calef. dB(A)	28 / 28	28 / 28	33 / 33	33 / 33
Color		Blanco	Blanco	Gris	Gris
Perfil de carga LOT2		L	XL	L	XL
Clase eficiencia energética LOT2		A	A	A	A
Precio	€	4.082,00 €	4.301,00 €	4.286,00 €	4.516,00 €

* Información preliminar.

UNIDADES INTERIORES BIBLOC DISEÑO MURAL

BLUEVOLUTION



nuevo!



Unidad interior: EHBX-D6V

EHBX08D9W Unidad interior trifásica 2.597,00 €

UNIDADES INTERIORES (HIDROKIT)		EHBX04D6V* <n>	EHBX08D6V* <n>
CON UNIDADES EXTERIORES MODELOS:		ERGA04DV	
Dimensiones	Al.xAn.xF. mm	890 x 450 x 350	890 x 450 x 350
Peso	Kg	44	46
Presión sonora	Refrig. / Calef. dB(A)	28 / 42	28 / 42
Diámetro tubería agua	Pulgadas	1-1/4"	1-1/4"
Precio	€	2.213,00 €	2.328,00 €

* Información preliminar.

UNIDADES INTERIORES BIBLOC SOLAR

BLUEVOLUTION



nuevo!



Unidad interior: EHSX-D

Nota: Las unidades EHSX-DA estarán disponibles a partir de mayo de 2018. Consultar disponibilidad.

UNIDADES INTERIORES SOLAR		EHSX04P30D* <n>	EHSX04P50D* <n>	EHSX08P30D* <n>	EHSX08P50D* <n>
CON UNIDADES EXTERIORES MODELOS:		ERGA04DV		ERGA06DV / ERGA08DV	
Volumen acumulador	l	300	500	300	500
Dimensiones	Al.xAn.xF. mm	1.890 x 595 x 615	1.895 X 790 X 790	1.890 x 595 x 615	1.895 X 790 X 790
Peso	Kg	85	112	85	112
Presión sonora	Refrig. / Calef. dB(A)	28	28	28	28
Perfil de carga LOT2		L	XL	L	XL
Clase eficiencia energética LOT2		A	A	A	A
Precio	€	Consultar	Consultar	Consultar	Consultar

* Información preliminar.

Depósitos acero inoxidable EKHWS-D3V3

MODELO	EKHWS150D3V3* 	EKHWS180D3V3* 	EKHWS200D3V3* 	EKHWS250D3V3* 	EKHWS300D3V3*
Volumen efectivo	145	174	192	250	300
Material	Acero inoxidable				
Dimensiones	Alto	1000	1164	1264	1535
	Ancho / Diámetro	595	595	595	595
	Fondo	595	595	595	595
	Peso en vacío	45	50	53	58
Temperatura máxima agua	85	85	85	85	80
Presión máxima ACS	6	6	6	6	6
Resistencia apoyo	3kW 220V				
Conexiones hidráulicas / Conexión sensores	3/4" / 1/2"	3/4" / 1/2"	3/4" / 1/2"	3/4" / 1/2"	3/4" / 1/2"
Compatibilidad energía solar	No	No	No	No	No
Recuperación calor calefacción	No	No	No	No	No
Clase eficiencia energética LOT2	B	B	B	B	B
Precio	€ 1.390,00 €	1.410,00 €	1.430,00 €	1.525,00 €	1.620,00 €



Depósitos polipropileno EKHWP-B/PB

MODELO	EKHWP300B	EKHWP300PB	EKHWP500B	EKHWP500PB
Volumen	300	300	500	500
Material	Polipropileno con espuma de poliuretano			
Dimensiones	Alto	1640	1640	1640
	Ancho / Diámetro	595	595	790
	Fondo	615	615	790
	Peso en vacío	59	64	93
Temperatura máxima agua	85	85	85	85
Presión máxima a.c.s.	6	6	6	6
Resistencia apoyo	3kW 22V EKBH3S (opcional Altherma baja temperatura)			
Conexiones hidráulicas / Conexión sensores	1"	1" / 3/4" sistema solar	1"	1" / 3/4" sistema solar
Compatibilidad energía solar	Sistemas drain back	Sistemas presurizados	Sistemas drain back	Sistemas presurizados
Recuperación calor calefacción	No	Si	No	Si
Clase eficiencia energética LOT2	B	B	B	B
Precio	€ 1.886,00 €	1.980,00 €	2.151,00 €	2.259,00 €



OPCIONALES DAIKIN ALTHERMA 3

MODELO	DESCRIPCIÓN DEL OPCIONAL	PRECIO
EKFILL-CA	Puente de llenado EHVX.	Consultar
BRP069A61	LAN Controller II. Mando sistema mediante App. Conexión con redes inteligentes. Conexión sistemas fotovoltaicos. Baja temperatura excepto Monobloc 11/14/16 kW.	220,00 €
BRP069A62	LAN Controller. Mando sistema mediante App. Baja temperatura excepto Monobloc 11/14/16 kW.	159,00 €
KRCS01-1	Sensor remoto para temperatura interior.	120,00 €
EKRSC1	Sensor remoto para temperatura exterior.	70,00 €
EKPCCAB3	Cable para conexión a PC y adaptadores.	310,00 €
EKRP1HBA	Placa de telemando y teleseñalización. Salida de alarma. Salida de clima ON/OFF, salida mando caldera sistema híbrido. Servicio ACS ON/OFF.	138,00 €
EKRP1AHT	Placa de demanda. Entrada de termostato ambiente uds. HT y Flex. Limitación demanda energética uds. Baja temperatura excepto Monobloc 11/14/16 kW".	138,00 €
EKDP008D	Bandeja de condensados ERGA.	225,00 €
EKDPH008D	Calentador bandeja de condensado ERGA.	255,00 €
EKHVTC	Kit conexión tubos en esquina.	Consultar
EKRUDAS	Mando con sensor de temperatura ambiente.	125,00 €

SETS RECOMENDADOS

DAIKIN ALTHERMA 3 BIBLOC (Diseño integrado)

CONJUNTOS	UD.EXTERIOR	HIDROKIT	VOLUMEN ACUMULADOR	TOTAL
GAVX418DV	ERGA04DV 1.790,00 €	EHVX04S18D3V 3.969,00 €	180 l	5.759,00 €
GAVX618DV	ERGA06DV 1.885,00 €	EHVX08S18D6V 4.082,00 €	180 l	5.967,00 €
GAVX623DV	ERGA06DV 1.885,00 €	EHVX08S23D6V 4.301,00 €	230 l	6.186,00 €
GAVX818DV	ERGA08DV 2.423,00 €	EHVX08S18D6V 4.082,00 €	180 l	6.505,00 €
GAVX823DV	ERGA08DV 2.423,00 €	EHVX08S23D6V 4.301,00 €	230 l	6.724,00 €

DAIKIN ALTHERMA 3 BIBLOC (Diseño mural)

CONJUNTOS	UD.EXTERIOR	HIDROKIT	ACUMULADOR	TOTAL
GABX415DV	ERGA04DV 1.790,00 €	EHBX04D6V 2.213,00 €	EKHWS150D3V3 1.390,00 €	5.393,00 €
GABX615DV	ERGA06DV 1.885,00 €	EHBX08D6V 2.328,00 €	EKHWS150D3V3 1.390,00 €	5.603,00 €
GABX618DV	ERGA06DV 1.885,00 €	EHBX08D6V 2.328,00 €	EKHWS180D3V3 1.410,00 €	5.623,00 €
GABX820DV	ERGA08DV 2.423,00 €	EHBX08D6V 2.328,00 €	EKHWS200D3V3 1.430,00 €	6.181,00 €

DAIKIN ALTHERMA 3 SOLAR

CONJUNTOS	UD.EXTERIOR	HIDROKIT	TOTAL
GASX430DS	ERGA04DV 1.790,00 €	EHSX04P30D Consultar	Consultar
GASX630DS	ERGA06DV 1.885,00 €	EHSX08P30D Consultar	Consultar
GASX650DS	ERGA06DV 1.885,00 €	EHSX08P50D Consultar	Consultar
GASX830DS	ERGA08DV 2.423,00 €	EHSX08P30D Consultar	Consultar
GASX850DS	ERGA08DV 2.423,00 €	EHSX08P50D Consultar	Consultar

Nota: Las unidades EHSX-D estarán disponibles a partir de mayo de 2018. Consultar disponibilidad.

EHSBX04P30D	Hidrokit Bivalente	Consultar
EHSXB04P50D	Hidrokit Bivalente	Consultar
EHSBX08P30D	Hidrokit Bivalente	Consultar
EHSBX08P50D	Hidrokit Bivalente	Consultar

