



GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**Análisis del Sistema Energético de
una Vivienda Unifamiliar:
Evaluación de la Instalación
Existente y Propuestas de Mejora
para la Eficiencia Energética**

Autor: Patricia Almendres Condado.

Director: Iñigo Sanz Fernández

Madrid, 27 de agosto de 2025

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

Análisis del Sistema Energético de una Vivienda Unifamiliar: Evaluación de la Instalación Existente y Propuestas de Mejora para la Eficiencia Energética

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.: Patricia Almendres Condado

Fecha: ..28. / ..08. /2025



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

SANZ FERNANDEZ

IÑIGO - 52367115W

Firmado digitalmente por
SANZ FERNANDEZ IÑIGO -
52367115W

Fecha: 2025.08.28 09:07:14
+02'00'

Fdo.: Iñigo Sanz Fernández

Fecha: / /



GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**Análisis del Sistema Energético de
una Vivienda Unifamiliar:
Evaluación de la Instalación
Existente y Propuestas de Mejora
para la Eficiencia Energética**

Autor: Patricia Almendres Condado.

Director: Iñigo Sanz Fernández

Madrid, 27 de agosto de 2025

Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mis padres. Sin ellos no estaría donde estoy ni habría tenido la oportunidad de llegar hasta aquí. Su apoyo incondicional, esfuerzo y confianza en mí han sido la base sobre la que he podido construir este camino académico y personal.

También quiero dar las gracias a todas las personas cercanas que han compartido conmigo estos años de carrera. Sé que no siempre he sido fácil de llevar, especialmente en los momentos de agobio, y valoro enormemente que hayan sabido adaptarse y respetar mis tiempos. Vuestro apoyo ha sido imprescindible.

A lo largo de este grado universitario he tenido la suerte de conocer a un grupo de personas increíble que me llevo para toda la vida. Me considero muy afortunada de haber compartido este camino con ellas, y siempre estaré agradecida por todo lo que me han aportado.

Quiero agradecer de manera especial a algunos profesores que han marcado una diferencia en mi paso por la universidad. A Félix Alonso, por haber creído siempre en mí, por tener siempre su puerta abierta y animarme a seguir adelante recordándome que todo pasa por algo. Y a Alberto Carnicero, por darme la oportunidad de implicarme más en la búsqueda de posibles intereses futuros, por su paciencia infinita y por estar siempre dispuesto, incluso en los momentos más complicados, a que tus alumnos saliéramos de clase con la sensación de haber aprendido algo valioso. Ha sido un completo placer coincidir con ellos, así como con muchos otros profesores que han dejado huella en mi formación.

**Análisis del Sistema Energético de una Vivienda Unifamiliar:
Evaluación de la Instalación Existente y Propuestas de Mejora para la
Eficiencia Energética**

Autor: Almendres Condado, Patricia

Director: Sanz Fernández, Iñigo

Entidad: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo Fin de Grado analiza el sistema energético de una vivienda unifamiliar en Alpedrete (Madrid), con el objetivo de evaluar el rendimiento de sus instalaciones y verificar su grado de eficiencia energética. La vivienda, construida hace ocho años, integra una bomba de calor geotérmica con suelo radiante, una instalación fotovoltaica de 9,6 kWh, un sistema de almacenamiento Huawei LUNA2000 de 15 kWh y un punto de recarga para vehículo eléctrico.

El estudio combina datos reales de consumo eléctrico y térmico con cálculos realizados en hojas de Excel y contrastados con la normativa vigente (CTE y PNIEC 2021–2030). Los resultados reflejan un rendimiento estacional de la bomba de calor superior a 4, una alta cobertura de la demanda eléctrica mediante la instalación fotovoltaica y una reducción significativa de la dependencia de la red gracias al almacenamiento.

Palabras clave: eficiencia energética, vivienda unifamiliar, geotermia, fotovoltaica, almacenamiento en baterías, suelo radiante.

Introducción

La transición energética en el sector residencial representa uno de los pilares fundamentales para cumplir con los objetivos europeos de reducción de emisiones y descarbonización. En este contexto, las viviendas unifamiliares adquieren una relevancia especial, dado su elevado consumo energético y la viabilidad de integrar en ellas soluciones renovables de generación y almacenamiento.

El presente trabajo se centra en una vivienda situada en la zona climática D3 según el CTE, cuyo sistema energético incorpora desde su construcción tecnologías punteras en climatización y autoconsumo. El análisis detallado de su rendimiento permitirá no solo cuantificar el grado de autosuficiencia actual, sino también proponer medidas adicionales que puedan aumentar su eficiencia.

Definición del proyecto

El objetivo principal de este trabajo es analizar en detalle el sistema energético de la vivienda objeto de estudio, evaluando el rendimiento de sus instalaciones actuales: climatización geotérmica con suelo radiante, instalación fotovoltaica y sistema de almacenamiento. A partir de este diagnóstico, se contrasta el grado de cumplimiento con la normativa vigente y se examina la influencia de cada sistema. Con ello, se pretende identificar y valorar posibles mejoras relacionadas con el almacenamiento eléctrico que permitan optimizar la autosuficiencia de la vivienda en caso de emergencia.

Descripción

El presente trabajo tiene como finalidad analizar el comportamiento energético de la vivienda a partir de los datos reales de sus instalaciones. Para ello, en primer lugar se obtienen y procesan los registros del contador de la bomba de calor geotérmica, lo que permite calcular tanto el consumo eléctrico como la energía útil entregada y, con ello, determinar el SPF mensual y anual.

De forma complementaria, se estudia la instalación fotovoltaica mediante la plataforma FusionSolar, donde se recogen los valores de producción, consumo, flujos de batería, vertido y compra de red. A partir de estos datos se calcula el grado de autoconsumo y autosuficiencia alcanzado, verificando además el cumplimiento del DB-HE5 en cuanto a la potencia mínima exigible.

El análisis incluye también la estimación del ahorro económico y el periodo de retorno (payback) de la instalación fotovoltaica ejecutada, incorporando el impacto de las bonificaciones municipales aplicables en el IBI. Finalmente, se desarrolla un ejercicio de modelización de una posible ampliación de almacenamiento, cuyo objetivo es valorar su viabilidad económica en el contexto real de la vivienda.

Toda esta información se ha tratado mediante hojas de cálculo Excel, integrando los datos energéticos con precios y periodos tarifarios obtenidos de la facturación histórica. Los resultados han sido contrastados con la normativa vigente, lo que permite no solo diagnosticar el estado actual de la instalación, sino también proponer mejoras orientadas a optimizar la eficiencia y la autosuficiencia energética de la

vivienda.

Resultados y Conclusiones

En lo relativo a la climatización mediante geotermia y suelo radiante, los datos del contador muestran un SPF anual de 4,7, con el mes de agosto aún incompleto. Se observa un rendimiento estacional claro, con valores más elevados en verano y menores en los meses fríos. En todos los periodos analizados, la energía útil entregada es muy superior a la eléctrica absorbida, lo que confirma la eficiencia del sistema. En 2024, la climatización junto con el ACS representaron 11.068,24 kWh, equivalentes al 57,98 % del consumo eléctrico total de la vivienda.

Respecto a la instalación fotovoltaica y el almacenamiento actual, la producción mensual supera al consumo entre abril y julio, mientras que en invierno desciende por debajo de 0,8 MWh, aumentando la dependencia de la red. En conjunto, la vivienda alcanzó en 2024 una autosuficiencia anual del 46,36 %, con un 31,74 % de la generación anual exportada como excedente. La instalación FV se ha mostrado adecuadamente dimensionada, con un periodo de amortización de 2,58 años (amortizada el 28/09/2023), favorecido además por la bonificación del 50 % en el IBI. En cambio, el análisis económico de la batería instalada (15 kWh) revela una amortización lenta, que se alcanza solo varios años después de su puesta en marcha.

En cuanto a la propuesta de ampliación de almacenamiento, el estudio de los perfiles de carga muestra que la media de capacidad diaria requerida es de 10,03 kWh (mediana 8,48 kWh), por lo que no resulta necesario replicar una batería completa de otros 15 kWh. Los resultados económicos confirman un payback no alcanzado en 15 años. En consecuencia, se determina que la ampliación no es rentable en las condiciones actuales, aunque podría aportar resiliencia operativa en escenarios concretos.

Síntesis de conclusiones

- El conjunto **geotermia + suelo radiante** ofrece un rendimiento eficiente y cubre una parte significativa de la demanda térmica de la vivienda.
- La **instalación fotovoltaica** está bien dimensionada, con una

amortización inferior a tres años y reforzada por las bonificaciones municipales.

- La vivienda alcanza un nivel de **autosuficiencia del 46,36 %**, aunque los meses fríos siguen concentrando la mayor parte de la dependencia de la red.
- La **ampliación de almacenamiento** no resulta económicamente recomendable en el escenario actual.
- En líneas futuras podría salir más rentable optimizar el uso de la batería ya existente.

**Energy System Analysis of a Single-Family Home:
Evaluation of the Existing Installation and Improvement Proposals for
Energy Efficiency**

Author: Almendres Condado, Patricia

Supervisor: Sanz Fernández, Iñigo

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

PROJECT SUMMARY

This Final Degree Project analyzes the energy system of a single-family home in Alpedrete (Madrid), with the aim of evaluating the performance of its installations and verifying their level of energy efficiency. The house, built eight years ago, integrates a geothermal heat pump with underfloor heating, a 9.6 kWh photovoltaic installation, a Huawei LUNA2000 15 kWh storage system, and an electric vehicle charging point.

The study combines real data on electrical and thermal consumption with calculations carried out in Excel spreadsheets and contrasted with current regulations (CTE and PNIEC 2021–2030). The results show a seasonal performance factor of the heat pump above 4, a high coverage of the electricity demand through the photovoltaic installation, and a significant reduction in grid dependence thanks to storage.

Keywords: energy efficiency, single-family home, geothermal, photovoltaics, battery storage, underfloor heating.

Introduction

The energy transition in the residential sector represents one of the fundamental pillars to meet European emission reduction and decarbonization targets. In this context, single-family homes acquire particular relevance, given their high energy consumption and the feasibility of integrating renewable generation and storage solutions.

This work focuses on a dwelling located in climate zone D3 according to the CTE, whose energy system has incorporated advanced technologies in heating/cooling and self-consumption since its construction. The detailed analysis of its performance will not only quantify the current level of self-sufficiency but also propose additional measures to further increase its efficiency.

Project Definition

The main objective of this project is to analyze in detail the energy system of the studied dwelling, evaluating the performance of its current installations: geothermal heating/cooling with underfloor heating, photovoltaic installation, and storage system. Based on this diagnosis, the level of compliance with current regulations is contrasted and the influence of each system is examined. The aim is to identify and assess possible improvements related to electrical storage that allow optimizing the self-sufficiency of the home in case of emergency.

Description

The purpose of this work is to analyze the energy behavior of the dwelling based on real data from its installations. To this end, the records of the geothermal heat pump meter are first obtained and processed, which makes it possible to calculate both the electrical consumption and the useful energy delivered and, with this, determine the monthly and annual SPF.

Additionally, the photovoltaic installation is studied using the FusionSolar platform, where the values of production, consumption, battery flows, export and grid purchase are collected. From these data, the degree of self-consumption and self-sufficiency achieved is calculated, also verifying compliance with DB-HE5 regarding the minimum required power.

The analysis also includes the estimation of the economic savings and the payback period of the photovoltaic installation, incorporating the impact of applicable municipal property tax (IBI) bonuses. Finally, an exercise is carried out modeling a possible expansion of storage, with the aim of assessing its economic feasibility in the real context of the dwelling.

All this information has been processed using Excel spreadsheets, integrating the energy data with prices and tariff periods obtained from historical billing. The results have been contrasted with current regulations, which makes it possible not only to diagnose the current state of the installation, but also to propose improvements aimed at optimizing the efficiency and energy self-sufficiency of the dwelling.

Results and Conclusions

With regard to heating and cooling through geothermal energy and underfloor heating, the meter data show an annual SPF of 4.7, with the month of August still incomplete. A clear seasonal pattern is observed, with higher values in summer and lower ones in the colder months. In all the analyzed periods, the useful energy delivered is much higher than the electricity consumed, confirming the efficiency of the system. In 2024, heating and DHW accounted for 11,068.24 kWh, equivalent to 57.98 % of the total electricity consumption of the dwelling.

Concerning the photovoltaic installation and current storage, monthly production exceeds consumption between April and July, while in winter it falls below 0.8 MWh, increasing dependence on the grid. Overall, in 2024 the dwelling achieved an annual self-sufficiency of 46.36 %, with 31.74 % of the annual generation exported as surplus. The PV installation proved to be adequately dimensioned, with a payback period of 2.58 years (amortized on 28/09/2023), further favored by the 50 % IBI tax reduction. On the other hand, the economic analysis of the installed battery (15 kWh) reveals a slow amortization, reached only several years after commissioning.

As for the proposed storage expansion, the load profile analysis shows that the average daily required capacity is 10.03 kWh (median 8.48 kWh), so it is not necessary to replicate another full 15 kWh battery. The economic results confirm a payback not reached within 15 years. Consequently, the expansion is considered not profitable under current conditions, although it could provide operational resilience in specific scenarios.

Summary of conclusions

- The **geothermal + underfloor heating system** provides efficient performance and covers a significant share of the dwelling's thermal demand.
- The **photovoltaic installation** is well dimensioned, with a payback period of less than three years and reinforced by municipal tax incentives.

- The dwelling reached a level of **self-sufficiency of 46.36 %**, although winter months still concentrate most of the grid dependency.
- The **storage expansion** is not economically recommended under current conditions.
- In future lines, it could be more profitable to optimize the use of the already installed battery.

Índice general

1	Introducción	27
1.1	Contexto energético residencial en España	27
1.2	Situación normativa y objetivos de eficiencia energética .	30
1.3	Presentación de la vivienda objeto de estudio	36
1.4	Enfoque general del proyecto	39
2	Estado de la cuestión	40
2.1	Análisis del sistema energético instalado en la vivienda .	40
2.1.1	Sistema de climatización mediante bomba de calor geotérmica y suelo radiante	40
2.1.2	Instalación fotovoltaica	43
2.1.3	Baterías de almacenamiento energético para auto- consumo residencial	46
2.1.4	Punto de recarga de un vehículo eléctrico	50
3	Motivación	53
3.1	Importancia del estudio en el contexto de transición energética	53
3.2	Interés técnico y replicabilidad del caso	54
3.3	Perspectiva personal y formativa	55
4	Objetivos del proyecto	57
4.1	Objetivo general	57
4.2	Objetivos específicos	57
5	Metodología de trabajo	59
5.1	Alcance y enfoque	59
5.2	Fuentes y tratamiento de datos	59
5.3	Metodología específica por sistema	60
5.3.1	Geotermia (bomba de calor y suelo radiante) . . .	60
5.3.2	Instalación fotovoltaica	60
5.4	Propuestas de mejora	61

6	Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	63
6.1	ODS 7: Energía asequible y no contaminante	63
6.2	ODS 9: Industria, innovación e infraestructura	64
6.3	ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles	65
6.4	ODS 12: Producción y consumo responsables	66
6.5	ODS 13: Acción por el clima	67
7	Evaluación del rendimiento energético actual	69
7.1	Evaluación del sistema de climatización de la vivienda .	69
7.1.1	Descripción del sistema de geotermia instalado . .	70
7.1.2	Características técnicas relevantes	76
7.1.3	Funcionamiento del sistema de climatización . . .	81
7.1.4	Evaluación del rendimiento energético del sistema de climatización	84
7.2	Análisis de producción y aprovechamiento fotovoltaico .	93
7.2.1	Configuración instalada	94
7.2.2	Integración con almacenamiento	98
7.2.3	Monotorización, producción y reparto de energía .	100
7.2.4	Análisis normativo y comparativo de la eficiencia energética de la vivienda	107
7.2.5	Evaluación económica y retorno estimado de la in- versión de la instalación fotovoltaica actual	115
8	Propuestas de mejora energética	123
8.1	Ampliación del sistema de almacenamiento	123
8.1.1	Estimación de ahorro energético	124
8.1.2	Evaluación económica y retorno de inversión . . .	128
9	Conclusiones y líneas futuras	131
9.1	Resumen de hallazgos	131
9.2	Líneas futuras	132
	Bibliografía	135

Índice de figuras

1.1	Evolución del consumo de energía final por usos en el sector residencial en España (Fuente: IDAE, 2025) . . .	27
1.2	Distribución territorial de las zonas climáticas en España. Fuente: SPAHOUSEC (IDAE)	28
1.3	Consumo energético unitario en la zona continental por tipo de vivienda. Fuente: SPAHOUSEC (IDAE)	29
1.4	Estructura de abastecimiento energético en la zona continental según tipo de vivienda. Fuente: SPAHOUSEC (IDAE)	29
1.5	Evolución del porcentaje de municipios españoles que aplican bonificaciones fiscales al autoconsumo en el IBI, ICIO e IAE (2021–2025). Fuente: Incentivos fiscales al autoconsumo (Fundación Renovables y UNEF, 2025). . .	33
1.6	Objetivo de reducción del consumo de energía primaria en España, excluidos usos no energéticos (Mtep/año). Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019.	35
1.7	Ejemplo de etiqueta energética europea para productos consumidores de energía. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) .	36
1.8	Zonificación climática según el Documento Básico HE del Código Técnico de la Edificación. Se destaca la zona D3 correspondiente a la ubicación de la vivienda. Fuente: CTE DB-HE Ahorro de Energía	37
1.9	Plano arquitectónico de la planta baja. Fuente: F. Sánchez Bartolomé, arquitecto (COAM).	38
1.10	Vista exterior, instalación fotovoltaica para autoconsumo eléctrico. Fuente: elaboración propia.	38
2.1	Esquema de funcionamiento de la bomba de calor geotérmica. Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [10].	42

2.2	Suelo radiante. Fuente: Geotermia Vertical Instalaciones.	43
2.3	Comparativa entre un módulo fotovoltaico estándar y uno con tecnología de media celda (half-cut). Fuente: Natura Energy.	45
2.4	Esquema general de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red. Fuente: Avance Solar. . . .	46
2.5	Ejemplo de esquema de autoconsumo con batería. Fuente: Manual del usuario LUNA2000-(5-30)-S0	47
2.6	Ejemplo de funcionamiento en modo ToU (<i>Time of Use</i>). Fuente: Manual del usuario LUNA2000-(5-30)-S0	48
2.7	Ejemplo de conexión en cascada de sistemas de batería modulares. Fuente: Manual del usuario LUNA2000-(5-30)-S0	49
2.8	Cargador inteligente Wallbox Pulsar Plus instalado en entorno residencial. Fuente: Wallbox, soluciones de carga rápida para coche eléctrico.	51
3.1	Vista 3D de la vivienda objeto de estudio. Fuente: Proyecto arquitectónico original.	56
6.1	ODS 7: Energía asequible y no contaminante. Fuente: Naciones Unidas.	64
6.2	ODS 9: Industria, innovación e infraestructura. Fuente: Naciones Unidas.	65
6.3	ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles. Fuente: Naciones Unidas.	66
6.4	ODS 12: Producción y consumo responsables. Fuente: Naciones Unidas.	67
6.5	ODS 13: Acción por el clima. Fuente: Naciones Unidas. .	68
7.1	Esquema sistema de climatización. Fuente: Manual de usuario bomba de calor ecoGEO	69
7.2	Funcionamiento básico de una bomba de calor geotérmica. Fuente: Manual del usuario de Ecoforest.	70
7.3	Cuadro eléctrico de la zona del porche exterior. Fuente: elaboración propia.	71
7.4	Panel aislante Innova autofijación de 25 mm. Fuente: Ficha técnica Panel Innova Autofijación 25 mm Autoadhesivo, Uponor.	72

7.5	Colector modular Uponor Vario M con caudalímetro. Fuente: Ficha técnica Colector Vario M, Uponor (2016).	72
7.6	Actuador termoeléctrico Uponor Smart S. Fuente: ficha técnica de Uponor.	73
7.7	Termostato digital instalado en el porche exterior para control independiente de la climatización. Fuente: elabo- ración propia.	73
7.8	Comparativa del comportamiento del compresor en tec- nologías on/off, inverter convencional y sistema eco- GEO+. Fuente: Catálogo de bombas de calor de Ecoforest.	74
7.9	Comparativa entre una bomba de calor tradicional y una bomba con tecnología HTR. Fuente: Catálogo de bombas de calor de Ecoforest.	75
7.10	Características técnicas del equipo geotérmico instalado (Ecoforest ecoGEO C3 5-22). Fuente: Manual del usuario de la bomba de calor Ecoforest.	76
7.11	Etiqueta energética de la bomba de calor geotérmica eco- GEO C 5-22 kW. Fuente: Página oficial de Ecoforest. . .	79
7.12	Plano acotado de la bomba de calor geotérmica ecoGEO C3 5-22 kW. Fuente: Ficha técnica de la bomba de calor ecoGEO COMPACT 5-22 kW de Ecoforest	81
7.13	Panel de control de la bomba de calor geotérmica eco- GEO. Fuente: Manual de usuario bomba de calor ecoGEO.	83
7.14	Pantalla de inicio del contador de la bomba de calor geotérmica. Fuente: Elaboración propia.	84
7.15	Lectura instantánea del contador: temperaturas actua- les de captación (ida/retorno) y de producción (ida/re- torno). <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	85
7.16	Lectura instantánea del contador: Datos de potencia térmica útil y indicadores de rendimiento instantá- neos. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	86
7.17	Fórmulas de cálculo del COP y EER. Fuente: Catálogo de bombas de calor ecoGEO	86
7.18	Comparativa de consumo anual de energía y rendimien- to entre distintos sistemas de calefacción y la bomba de calor ecoGEO+. Fuente: Catálogo de bombas de calor Ecoforest.	87

7.19 Datos acumulados del mes actual (agosto) registrados por el contador de la bomba de calor geotérmica. Fuente: Elaboración propia.	88
7.20 Energía útil mensual registrada por el contador (calefacción, refrigeración y auxiliar). Fuente: Elaboración propia.	89
7.21 Evolución mensual del SPF de la bomba de calor. Fuente: Elaboración propia.	89
7.22 Comparativa mensual entre la energía térmica útil suministrada y la energía eléctrica absorbida de la red. Fuente: Elaboración propia.	90
7.23 Comparativa anual entre la energía térmica útil suministrada y la energía eléctrica absorbida. Fuente: Elaboración propia.	91
7.24 Consumo energético medio por servicio en vivienda (kWh/hogar·año). Fuente: IDAE, SPAHOUSEC	92
7.25 Consumo eléctrico anual de la vivienda. Fuente: App: FusionSolar	92
7.26 Plano de cubierta de la vivienda. Fuente: Planos de arquitectura de la vivienda.	93
7.27 Propuesta fotovoltaica de Comunidad Solar con potencia pico de 9,6 kWp.	94
7.28 Imágenes representativas de los bloques de módulos en cubierta. Fuente: Propuesta Comunidad Solar.	94
7.29 Módulo fotovoltaico instalado. Fuente: ficha técnica del fabricante.	95
7.30 Conexión de módulos fotovoltaicos en serie y en paralelo. Fuente: Manual de instalación SHARP NU-JC330/NU-JC320B.	96
7.31 Esquema de funcionamiento de los inversores híbridos. Fuente: Manual Huawei SUN2000-6KTL-L1	98
7.32 Curva de eficiencia del inversor Huawei SUN2000-6KTL-L1. Fuente: ficha técnica del fabricante.	98
7.33 Sistema de almacenamiento Huawei LUNA2000 compuesto por módulos de batería y módulo de potencia. Fuente: Manual de usuario Huawei LUNA2000.	99
7.34 Producción y consumo energético registrados por la aplicación FusionSolar en un día de verano (16/06/2025). Fuente: aplicación FusionSolar.	101

7.35 Producción y consumo energético registrados por la aplicación FusionSolar en un día de invierno (11/01/2025). Fuente: aplicación FusionSolar.	102
7.36 Consumo y producción fotovoltaica registrados por la aplicación FusionSolar durante el año 2024. Fuente: aplicación FusionSolar.	104
7.37 Evolución de la tasa de autosuficiencia de la vivienda en el año 2024. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la aplicación FusionSolar.	105
7.38 Evolución de la tasa de autoconsumo de la vivienda en el año 2024. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la aplicación FusionSolar.	106
7.39 Distribución del consumo eléctrico por servicios en octubre de 2024. Fuente: app Iberdrola.	109
7.40 Selección del factor de paso de energía primaria no renovable en la península. Fuente: CTE.	110
7.41 Consumo mensual desagregado por usos en la vivienda (2024)	111
7.42 Consumo mensual desagregado por usos en la vivienda (2024)	111
7.43 Resultados comparativos de consumo de energía final y primaria.	112
7.44 Valores límite $C_{ep,nren,lim}$ [kWh/m ² · año] según zona climática de invierno para uso residencial privado (DB-HE0, CTE).	112
7.45 App FusionSolar en situación de excedentes: batería al 100 % y energía exportándose a la red (vertido). Fuente: captura de pantalla propia de la app FusionSolar.	117
7.46 Calendario tarifario de referencia para el año 2023, con diferenciación de los periodos <i>valle</i> y <i>punta</i> según la estación del año. Fuente:Factura Iberdrola.	118
7.47 Horarios de descarga de la batería en la app FusionSolar Agosto 2025. Fuente:App FusionSolar	119
7.48 Consumo mensual por periodos valle y punta (kWh) durante 2023. Fuente: elaboración propia (tabla Excel). . .	120
7.49 Ahorro estimado por uso de baterías (€). Fuente: elaboración propia (tabla Excel).	121
7.50 Ejercicio de payback. Fuente: elaboración propia (Excel).	121

7.51	Captura del incentivo recibido por incorporación de almacenamiento en autoconsumo (2024). . Fuente: notificación oficial.	121
8.1	Tabla de datos de partida (Excel) para el análisis de escenarios (año 2024). Fuente: elaboración propia	125
8.2	Resultados de los kWh cubiertos en cada escenario de aprovechamiento de la batería adicional. Fuente: elaboración propia.	126
8.3	Resultados diarios de consumo cubierto en cada escenario. Fuente: elaboración propia.	127
8.4	Beneficios unitarios en €/kWh para cada uno de los escenarios de carga y descarga de la batería.	128
8.5	Resultados mensuales y total anual de los ahorros obtenidos con la nueva batería, expresados en euros.	128
8.6	Precio de mercado de la batería Huawei LUNA2000 de 10 kWh. Fuente: Solarmat.	129
8.7	Cálculos de viabilidad económica del proyecto: VAN, TIR y periodo de retorno. Fuente: elaboración propia	130
9.1	Ahorros mensuales y total anual adicionales estimados al habilitar la carga nocturna en periodo valle en los meses que lo requieren. Fuente: elaboración propia.	134

Índice de cuadros

1.1	Resumen de requisitos del CTE DB-HE 2019 para edificios de consumo casi nulo (nZEB). Fuente: elaboración propia a partir del CTE 2019.	30
7.1	Características técnicas del sistema de suelo radiante instalado. Fuente: elaboración propia a partir de las fichas técnicas de Uponor.	80
7.2	Metros de superficie útil de la vivienda. Fuente: Planos de arquitectura.	110
7.3	Comparativa de facturas eléctricas antes y después de la instalación fotovoltaica (2020–2022).	115
7.4	Precios finales de electricidad por periodo: 2023 (IVA 5 %) vs 2025 (IVA 21 %).	120

Índice de ecuaciones

2.1 Potencia generada por un panel fotovoltaico	44
5.1 Cálculo del SPF mensual y anual	60
5.2 Ahorro mensual por uso de baterías	61
7.1 Coeficiente de rendimiento (COP) en modo calefacción . . .	76
7.2 Coeficiente de eficiencia energética en modo refrigeración . .	77
7.3 Factor de rendimiento estacional de la bomba de calor . . .	87
7.4 Tasa de autoconsumo	105
7.5 Tasa de autosuficiencia	105
7.6 Cálculo estimado del consumo de energía primaria no reno- vable anual	108
7.9 Potencia mínima a instalar según DB-HE5	113
7.10 Cálculo del periodo de retorno simple de la inversión	116
7.11 Ahorro mensual por baterías en el mes m	117
7.12 Ahorro anual agregado por uso de baterías	118
8.1 Cobertura de la demanda en punta con energía cargada en periodo valle	125
8.2 Cobertura de la demanda en punta mediante excedentes fo- tovoltaicos	125
8.3 Cobertura de la demanda en valle mediante excedentes so- brantes	126

Capítulo 1

Introducción

1.1 Contexto energético residencial en España

El sector residencial representa un ámbito clave en el contexto energético actual, tanto a nivel nacional como europeo, debido a la relevancia de sus necesidades energéticas. En España, este sector supone aproximadamente el 17 % del consumo final total de energía y alcanza el 25 % de la demanda de energía eléctrica [1]. Estas cifras ponen de manifiesto la influencia directa que tiene el comportamiento energético de los hogares en los objetivos nacionales de eficiencia, sostenibilidad y descarbonización.

No obstante, en los últimos años se ha observado una tendencia decreciente en el consumo energético residencial, como refleja la evolución publicada por el IDAE en marzo de 2025. En 2023, el consumo energético del sector residencial en España se situó en un total de 13.863,2 ktep, consolidando una trayectoria descendente respecto a años anteriores.



Figura 1.1: Evolución del consumo de energía final por usos en el sector residencial en España (Fuente: IDAE, 2025)

Consumo Energético Unitario de la Zona Continental por tipos de Vivienda

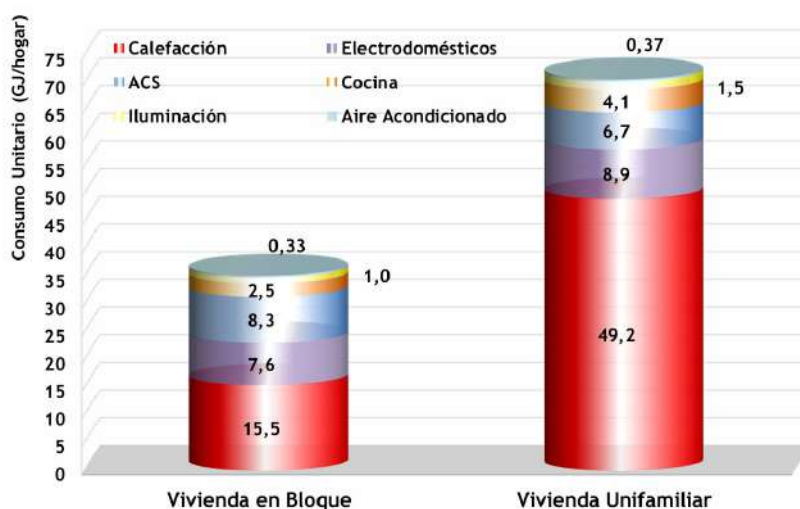


Figura 1.3: Consumo energético unitario en la zona continental por tipo de vivienda. Fuente: SPAHOUSEC (IDAE)

En cuanto a la cobertura energética de la demanda, los datos reflejan un contraste muy marcado en las fuentes de energía utilizadas. En las viviendas en bloque predominan el gas natural (40,7 %) y la electricidad (34,1 %), mientras que en las viviendas unifamiliares se observa una mayor participación de las energías renovables (36,8 %), seguida de productos petrolíferos (31,0 %) y electricidad (19,9 %). Este predominio renovable se explica por el mayor potencial de aprovechamiento de biomasa agrícola y forestal, así como por una mayor superficie disponible para la integración de tecnologías como la solar térmica o fotovoltaica.

Estructura de Abastecimiento de la Zona Continental por tipos de Vivienda

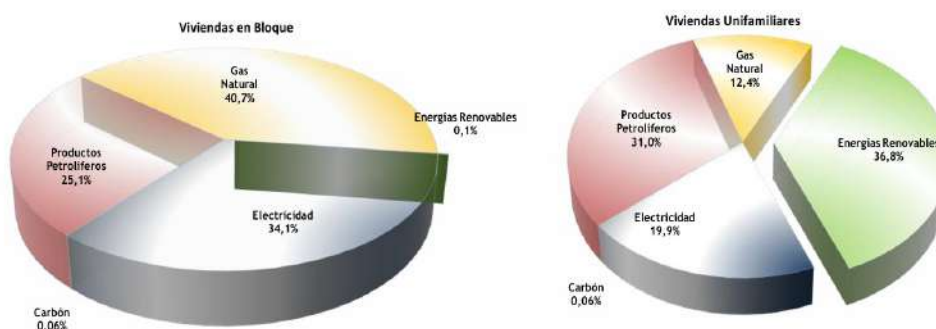


Figura 1.4: Estructura de abastecimiento energético en la zona continental según tipo de vivienda. Fuente: SPAHOUSEC (IDAE)

1.2 Situación normativa y objetivos de eficiencia energética

La eficiencia energética en el sector de la edificación está estrechamente ligada a un conjunto de normativas que han ido evolucionando en los últimos años con el objetivo de reducir el consumo energético, promover el uso de fuentes renovables y avanzar hacia un parque de edificios más sostenible y menos dependiente de combustibles fósiles. En el caso de las viviendas unifamiliares, como la que se analiza en este trabajo, estas normativas resultan fundamentales tanto en el diseño como en la evaluación del comportamiento energético de las instalaciones.

La norma de referencia en este ámbito es el Código Técnico de la Edificación (CTE), concretamente el Documento Básico HE (Ahorro de Energía). Este documento regula aspectos como el consumo de energía primaria no renovable, la demanda energética del edificio, la calidad del aislamiento térmico o la contribución mínima de fuentes renovables. La versión actualmente en vigor, actualizada mediante el Real Decreto 732/2019, establece requisitos más exigentes para adaptarse al modelo de Edificio de Consumo Casi Nulo (nZEB).[2]

Algunos de estos requisitos se resumen en la tabla a continuación:

Requisito CTE DB-HE 2019	Descripción	Objetivo
HE0 – Consumo de energía primaria no renovable	Límites más bajos de consumo anual en kWh/m ² ·año (ej. 38,9 kWh/m ² ·año para viviendas unifamiliares en zona D3)	Reducir el uso de energía procedente de fuentes fósiles
HE1 – Demanda energética de calefacción y refrigeración	Reducción de la demanda máxima permitida según zona climática y uso del edificio	Mejorar el comportamiento térmico de la envolvente del edificio
HE4 – Contribución mínima de renovables para ACS	Obligación de cubrir al menos el 60 % de la demanda de ACS con fuentes renovables	Fomentar el uso de tecnologías renovables en la producción de ACS
HE5 – Generación mínima de energía eléctrica	Exigencia de instalar sistemas fotovoltaicos en edificios según tamaño o demanda energética	Impulsar el autoconsumo eléctrico con energías limpias

Cuadro 1.1: Resumen de requisitos del CTE DB-HE 2019 para edificios de consumo casi nulo (nZEB). Fuente: elaboración propia a partir del CTE 2019.

El DB-HE divide el territorio nacional en distintas zonas climáticas, asignando a cada una de ellas unos valores límite en función de su severidad térmica. Para cada zona, se establecen criterios como el consumo máximo de energía primaria no renovable o las transmittancias térmicas máximas permitidas en los elementos constructivos. Estos parámetros permiten dimensionar adecuadamente las soluciones energéticas a aplicar en cada caso

De forma complementaria al CTE, el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE)[3], aprobado por el Real Decreto 1027/2007, constituye el marco normativo que regula el diseño, ejecución, mantenimiento y control de las instalaciones térmicas destinadas a proporcionar calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria en los edificios. Su objetivo principal es asegurar un uso racional de la energía, garantizando al mismo tiempo el confort térmico y la salubridad de los espacios habitados. A lo largo de los últimos años, este reglamento ha sido modificado para adaptarse a las nuevas exigencias europeas, especialmente mediante los Reales Decretos 238/2013 y 178/2021, que transponen las directivas relativas a la eficiencia energética de los edificios.

El RITE establece diversas exigencias mínimas de eficiencia energética, entre las que se incluyen el rendimiento de los equipos generadores, las condiciones de aislamiento térmico de conductos y acumuladores, los sistemas de regulación y control automatizado, y la integración de energías renovables disponibles, con especial atención a la solar térmica y la biomasa. Asimismo, fomenta la incorporación de subsistemas de recuperación de energía, la contabilización individual de consumos en instalaciones colectivas, y la eliminación progresiva de equipos menos eficientes o más contaminantes. Aunque su aplicación es de carácter básico a nivel nacional, las Comunidades Autónomas tienen competencia para introducir criterios adicionales dentro de su territorio.

Otro elemento normativo clave en el impulso de la eficiencia energética residencial es el Real Decreto 244/2019 [4], que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica en España. Esta norma eliminó barreras legales y simplificó los trámites para que los usuarios pudieran generar y consumir su propia electricidad mediante instalaciones fotovoltaicas,

promoviendo tanto el autoconsumo individual como el compartido. Entre sus principales aportaciones se encuentran la posibilidad de compensar los excedentes vertidos a red, la exención de cargos sobre la energía autoconsumida y la clarificación de los esquemas de conexión, lo que ha facilitado notablemente la integración de estas instalaciones en viviendas unifamiliares.

El Real Decreto establece también la figura de instalación con compensación simplificada, pensada para usuarios con potencia contratada inferior a 100 kW y que no vendan la energía, sino que descuenten sus excedentes de la factura eléctrica mensual. Esta posibilidad ha contribuido a mejorar la rentabilidad de los sistemas de autoconsumo y a aumentar su adopción en el sector residencial. En el contexto de este trabajo, esta normativa representa el marco que permite evaluar el papel del autoconsumo fotovoltaico y su integración con otros sistemas como el almacenamiento en baterías, dentro de un modelo energético más autónomo, eficiente y alineado con los objetivos de sostenibilidad.

Además del marco legal técnico aplicable a las instalaciones de autoconsumo, existen medidas fiscales que incentivan la adopción de tecnologías renovables a nivel residencial. En el ámbito estatal, el Real Decreto-ley 19/2021 introduce deducciones temporales en el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) por obras que mejoren la eficiencia energética de las viviendas, incluyendo la instalación de paneles fotovoltaicos. Dichas deducciones pueden alcanzar hasta un 20 % del importe de la inversión, siempre que se acredite una reducción del consumo de energía primaria no renovable de al menos un 7 %, o bien una mejora de la calificación energética de la vivienda [5].

Por otro lado, las bonificaciones fiscales aplicadas a tributos municipales han emergido en los últimos años como un mecanismo clave para incentivar la adopción de tecnologías de autoconsumo en el ámbito residencial. Mediante reducciones en impuestos como el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI), el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) o el Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE), los ayuntamientos han contribuido activamente a mejorar la rentabilidad de este tipo de instalaciones y a acelerar su implantación. Estas medidas, reguladas a través de ordenanzas fiscales locales, han sido progresivamente adoptadas por un número creciente de munici-

pios en toda España, convirtiéndose en una herramienta de política energética eficaz a nivel local para fomentar la transición hacia un modelo energético más sostenible.



Figura 1.5: Evolución del porcentaje de municipios españoles que aplican bonificaciones fiscales al autoconsumo en el IBI, ICIO e IAE (2021–2025). Fuente: Incentivos fiscales al autoconsumo (Fundación Renovables y UNEF, 2025).

El 67 % de los municipios españoles ya aplican bonificaciones en el IBI vinculadas a instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, lo que representa un crecimiento de 19 puntos porcentuales respecto a 2021. En el caso del ICIO, el porcentaje de municipios que ofrecen incentivos ha pasado del 57 % al 65 % en el mismo periodo, mientras que el IAE, aunque con menor implantación, alcanza un 26 % de cobertura. Esta evolución refleja una clara tendencia al alza en el uso de herramientas fiscales municipales como instrumento para fomentar la participación ciudadana en la transición energética y reducir las barreras económicas a la inversión doméstica en energías renovables. [6].

El valor de las bonificaciones fiscales aplicadas a instalaciones de autoconsumo varía según el tipo de tributo y la regulación de cada municipio, pero se encuentran sujetas a unos máximos establecidos legalmente. En el caso del ICIO, la bonificación puede alcanzar hasta un 95 % del importe del impuesto, que se paga al solicitar la licencia de obras. Cada ayuntamiento determina los criterios específicos, el periodo de aplicación y la cuota tributaria, que no puede superar el 4 % del coste de ejecución del proyecto. En cuanto al IBI, la bonificación máxima permitida para instalaciones de autoconsumo es del 50 % anual, con una duración que también depende de las ordenanzas locales. Por último, el IAE, un impuesto que grava el ejercicio de actividades económicas, también puede bonificarse hasta

un 50 % anual si la empresa o profesional cuenta con autoconsumo fotovoltaico. Dado que la recaudación de este impuesto depende en gran medida de la presencia empresarial e industrial en cada municipio, su aplicación y su impacto varían considerablemente en función del contexto local [6].

Además del crecimiento progresivo de estas medidas a nivel nacional, algunas comunidades autónomas destacan por ofrecer una mayor cobertura poblacional de acceso a las bonificaciones fiscales. Según el estudio: Incentivos fiscales para instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en municipios con más de 10.000 habitantes (Otovo y Fundación Renovables, 2024), la Comunidad de Madrid se sitúa entre las regiones más avanzadas en este ámbito, con un 91 % de su población residiendo en municipios que aplican reducciones en el IBI para instalaciones de autoconsumo. Este porcentaje solo es superado por Ceuta (100 %), Cataluña (96 %) y Aragón (94 %), lo que refleja un compromiso institucional significativo en el ámbito local para facilitar la transición energética en el sector residencial mediante incentivos fiscales accesibles. [7]

Muchas de estas normativas se enmarcan dentro del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021–2030, que define la hoja de ruta española en materia de transición energética. Entre sus objetivos destacan una mejora de la eficiencia energética del 39,5 % respecto al escenario de referencia PRIMES, un modelo europeo que simula la evolución del sistema energético bajo políticas actuales y sin medidas adicionales, y que se utiliza como línea base comparativa. También se plantea un incremento del uso de energías renovables hasta alcanzar el 42 % del consumo final bruto de energía, y la rehabilitación energética de un total de 1.200.000 viviendas en el periodo 2021–2030, con actuaciones centradas en la mejora de la envolvente térmica. Estas metas responden al compromiso de alcanzar la neutralidad climática en 2050 y sirven como referencia para valorar en qué medida el modelo energético de las viviendas unifamiliares, como la que se analiza en este trabajo, se alinea con los objetivos de sostenibilidad establecidos a medio y largo plazo. [8]

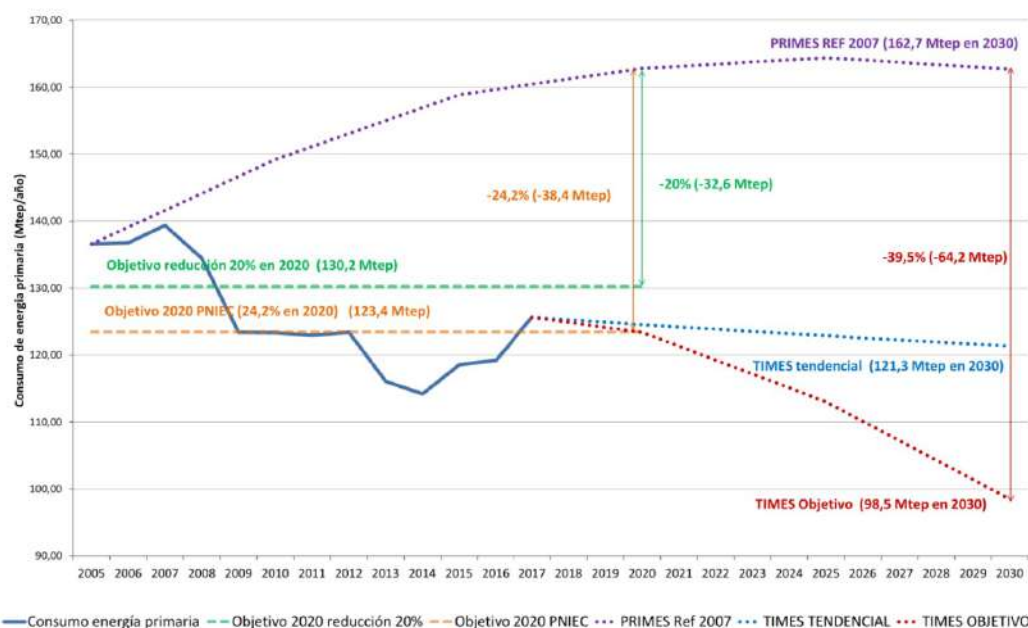


Figura 1.6: Objetivo de reducción del consumo de energía primaria en España, excluidos usos no energéticos (Mtep/año). Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019.

Por último, conviene mencionar la etiqueta de eficiencia energética, una herramienta regulada por el Reglamento (UE) 2017/1369 del Parlamento Europeo y del Consejo, que establece el marco normativo para el etiquetado energético de productos consumidores de energía. Implantada desde 1994, esta etiqueta se ha consolidado como un instrumento clave para fomentar el consumo energético responsable en el ámbito doméstico y profesional, siendo reconocida por cerca del 95 % de la población europea. Mediante un sistema visual de colores y letras que va de la A (mayor eficiencia) a la G (menor eficiencia), la etiqueta permite comparar productos con criterios ambientales como el consumo energético, el uso de agua o la adecuación funcional, además del precio o las prestaciones. Su aplicación ha impulsado el desarrollo de productos más eficientes, facilitando al consumidor decisiones de compra sostenibles y contribuyendo a la reducción del consumo de energía primaria en la Unión Europea en un 10 %. En este sentido, su uso obligatorio en equipos como bombas de calor permite incorporar la eficiencia energética como criterio de evaluación técnica y medioambiental en proyectos como el que se analiza en este trabajo. [9]

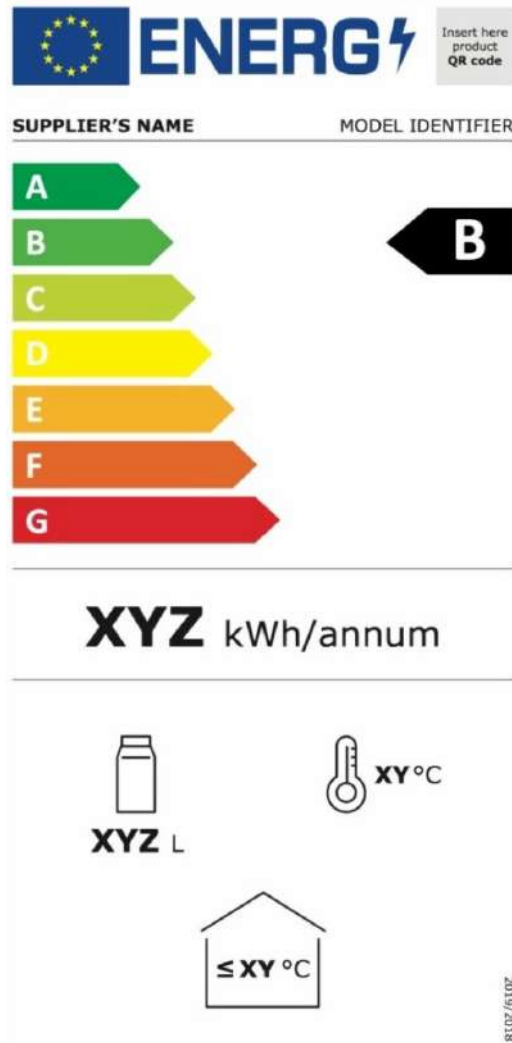


Figura 1.7: Ejemplo de etiqueta energética europea para productos consumidores de energía.
Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) .

1.3 Presentación de la vivienda objeto de estudio

La vivienda objeto de estudio es una edificación unifamiliar situada en el municipio de Alpedrete, en la Comunidad de Madrid, clasificada en la zona climática D3 según el Código Técnico de la Edificación. El proyecto de construcción se inició en 2014 y finalizó en 2016. Se trata de una vivienda de nueva planta diseñada desde su origen con criterios de eficiencia energética, tanto en su configuración arquitectónica como en las instalaciones térmicas seleccionadas.

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 - 1100 m	1101 - 1150 m	1151 - 1200 m	1201 - 1250 m	1251 - 1300 m	≥ 1301 m			
Albacete	C3														D3										E1					
Alicante/Alacant	B4				C3								D3																	
Almería	A4		B4				B3		C3										D3											
Araba/Álava	D1														E1															
Asturias	C1	D1										E1																		
Ávila	D2										D1										E1									
Badajoz	C4								C3		D3																			
Balears, Illes	B3						C3												E1											
Barcelona	C2		D2										D1		E1															
Bizkaia	C1		D1										E1																	
Burgos	D1														E1															
Cáceres	C4										D3										E1									
Cádiz	A3		B3						C3		C2						D2													
Cantabria	C1		D1										E1																	
Castellón/Castelló	B3		C3						D3		D2						E1													
Ceuta	B3														E1															
Ciudad Real	C4								C3		D3																			
Córdoba	B4		C4										D3																	
Coruña, A	C1		D1										E1																	
Cuenca	D3										D2						E1													
Gipuzkoa	D1										E1																			
Girona	C2		D2										E1						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														E1															
Lleida	C3		D3										E1																	
Lugo	D1										E1																			
Madrid	C3										D3						D2		E1											
Málaga	A3		B3				C3		D3						D2		E1													
Melilla	A3														E1															
Murcia	B3		C3										D3																	
Navarra	C2		D2				D1		E1																					
Ourense	C3				C2		D2										E1													
Palencia	D1														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										E1															
Soria	D2										D1		E1																	
Tarragona	B3		C3								D3										E1									
Teruel	C3										C2		D2										E1							
Toledo	C4										D3										E1									
Valencia/València	B3		C3						D2										E1											
Valladolid	D2														E1															
Zamora	D2														E1															
Zaragoza	C3		D3										E1																	

Figura 1.8: Zonificación climática según el Documento Básico HE del Código Técnico de la Edificación. Se destaca la zona D3 correspondiente a la ubicación de la vivienda. Fuente: CTE DB-HE Ahorro de Energía

La parcela tiene una superficie total de 2.094 m², de los cuales se han edificado 414,65 m², cumpliendo con la limitación del 20 % de edificabilidad establecida para este tipo de suelo. La vivienda se distribuye en dos plantas: una planta baja de 256,71 m², que incluye la superficie interior habitable, un pabellón abierto con suelo radiante y un porche; y una primera planta de 157,94 m². La vivienda tiene una orientación principal hacia el sur y grandes ventanales abiertos a esa fachada, lo que permite aprovechar al máximo la luz natural y el calentamiento solar durante el día. En esta misma orientación se sitúa una piscina exterior tal y como se aprecia en el plano de planta baja.

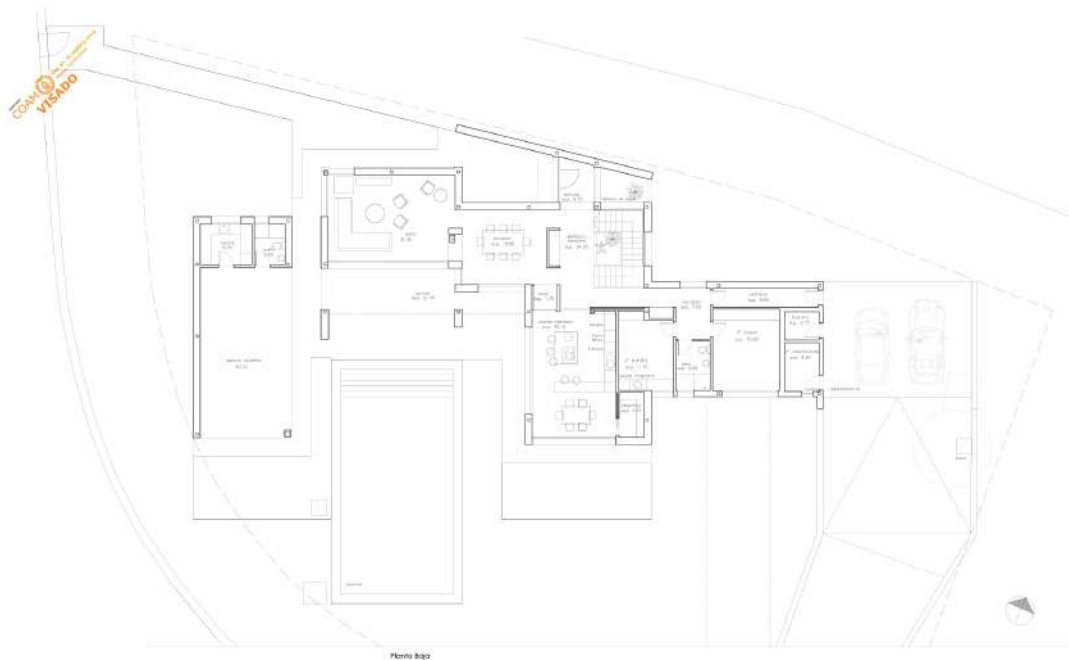


Figura 1.9: Plano arquitectónico de la planta baja. Fuente: F. Sánchez Bartolomé, arquitecto (COAM).

Desde su construcción, la vivienda cuenta con un sistema de climatización mediante bomba de calor geotérmica, que proporciona calefacción en invierno, refrigeración en verano y producción de agua caliente sanitaria, con emisión térmica mediante suelo radiante en toda la vivienda, piscina y en el pabellón. Posteriormente, se amplió el sistema energético con una instalación fotovoltaica para autoconsumo eléctrico y un sistema de almacenamiento en baterías. La envolvente del edificio incorpora vidrios dobles aislantes bajo emisivos con cámara interior y aislamiento térmico reforzado, lo que contribuye a minimizar pérdidas térmicas y mejorar la eficiencia global.



Figura 1.10: Vista exterior, instalación fotovoltaica para autoconsumo eléctrico. Fuente: elaboración propia.

Desde su diseño inicial, la vivienda incorporó una instalación eléctrica sectorizada, con circuitos independientes para alumbrado, tomas de corriente y equipos de climatización, así como provisiones para telecomunicaciones y zonas exteriores. El cuadro general de protección se encuentra centralizado, con distribución organizada por estancias y usos, lo que ha facilitado la posterior integración de sistemas eléctricos avanzados. La instalación fotovoltaica y el sistema de baterías, añadidos en fases posteriores, se integraron sobre esta infraestructura preexistente, adaptándose sin necesidad de una reforma completa del sistema eléctrico original.

1.4 Enfoque general del proyecto

Este proyecto analiza el sistema energético de una vivienda unifamiliar real que cuenta con tecnologías renovables como geotermia con suelo radiante, paneles solares fotovoltaicos y baterías. El objetivo es estudiar cómo funciona este conjunto de instalaciones, analizar su nivel de eficiencia energética en comparación con la media de las viviendas unifamiliares, y valorar en qué medida se alinea con los requisitos establecidos por la normativa vigente.

Para ello, se describe la vivienda y sus sistemas, se comparan sus características con lo que exigen normativas como el Código Técnico de la Edificación (CTE), el RITE y el Real Decreto 244/2019 sobre autoconsumo, y se evalúa su rendimiento energético general. Además, se plantea una posible mejora para hacer la vivienda aún más eficiente, y se estudia la viabilidad económica de esta propuesta.

Este enfoque permite identificar los puntos fuertes del sistema actual, detectar posibles mejoras y entender en qué medida la vivienda está alineada con los objetivos de sostenibilidad y eficiencia energética establecidos para el sector residencial.

Capítulo 2

Estado de la cuestión

2.1 Análisis del sistema energético instalado en la vivienda

En este apartado se describen las principales tecnologías energéticas implementadas en la vivienda, tanto térmicas como eléctricas, con el objetivo de contextualizar su funcionamiento y aplicación en el entorno residencial. Se explica qué es cada sistema y cómo opera. Entre los elementos tratados se incluyen la bomba de calor geotérmica, el sistema de suelo radiante, la instalación fotovoltaica para autoconsumo, el sistema de baterías de almacenamiento y el punto de recarga para vehículo eléctrico. Esta contextualización servirá como base para el análisis energético detallado que se desarrollará en fases posteriores del trabajo.

2.1.1. Sistema de climatización mediante bomba de calor geotérmica y suelo radiante

Las bombas de calor geotérmicas (BCG) son sistemas de climatización que aprovechan la energía térmica almacenada de forma natural en el subsuelo para proporcionar calefacción en invierno, refrigeración en verano y, en algunos casos, agua caliente sanitaria. Su funcionamiento se basa en el principio de que, a partir de cierta profundidad (normalmente a partir de 15–20 metros), la temperatura del terreno permanece prácticamente constante a lo largo del año, lo que permite un intercambio de energía más eficiente que en sistemas aire-aire o aire-agua, donde las condiciones exteriores fluctúan ampliamente.

Una bomba de calor geotérmica consta esencialmente de tres circuitos:

- **Circuito de captación:** por el que circula un fluido caloportador (habitualmente agua con anticongelante, como propilenglicol)

a través de un intercambiador geotérmico enterrado. Este puede estar dispuesto en configuraciones verticales (sondeos profundos), horizontales (tuberías enterradas a menor profundidad) o en espiral.

- **Circuito frigorífico interno:** donde el refrigerante realiza un ciclo termodinámico (compresión, condensación, expansión, evaporación) para transferir calor entre la captación y el interior del edificio.
- **Circuito de distribución:** que transporta la energía térmica hasta los emisores (como suelo radiante) o hasta acumuladores para ACS.

Gracias a la estabilidad térmica del subsuelo, las BCG presentan coeficientes de rendimiento estacional significativamente más altos que otros sistemas convencionales, lo que se traduce en una mayor eficiencia energética global. Por cada kWh eléctrico consumido por el compresor, pueden proporcionar entre 3 y 5 kWh térmicos, dependiendo de las condiciones de diseño y operación.

Desde el punto de vista técnico y normativo, el diseño de los sistemas de intercambio geotérmico debe considerar múltiples aspectos:

- El dimensionado térmico del intercambiador, en función de la demanda anual del edificio.
- La caracterización geotérmica del terreno (conductividad térmica, difusividad, temperatura natural), para determinar la longitud o superficie de captación necesaria.
- Las condiciones de operación del sistema (modulación de potencia, control de temperaturas de impulsión, rendimiento del compresor).
- Las limitaciones hidráulicas y estructurales del emplazamiento.

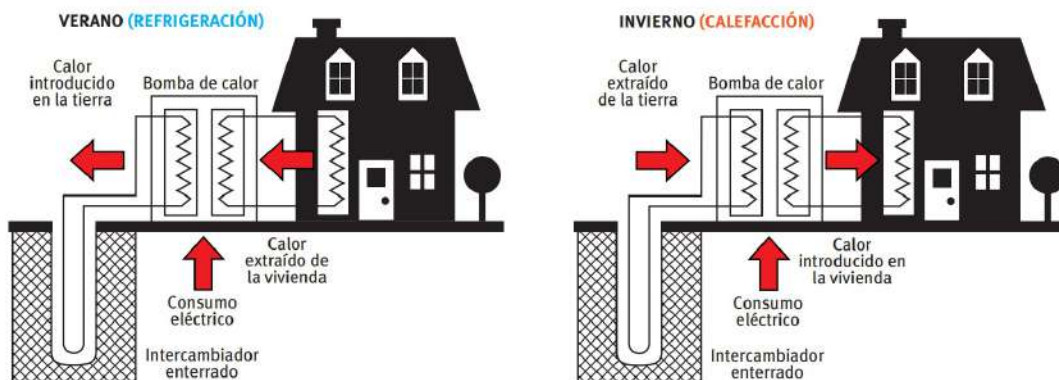


Figura 2.1: Esquema de funcionamiento de la bomba de calor geotérmica. Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [10].

El suelo radiante, por su parte, es un sistema de climatización por superficie emisora que distribuye calor (o frío) a través de una red de tuberías de agua embebidas en el suelo. Al operar a baja temperatura ($30\text{--}45^{\circ}\text{C}$ para calefacción, $16\text{--}20^{\circ}\text{C}$ para refrigeración), permite una mayor eficiencia en combinación con generadores térmicos como bombas de calor.

Las tuberías se colocan sobre paneles portatubos o aislamiento, y se recubren con mortero autonivelante. Por ellas circula agua caliente o fría, que intercambia energía con el pavimento, generando un gradiente térmico estable y uniforme en el espacio habitable.

Entre las principales ventajas técnicas del sistema destacan **Geotermia Vertical Suelo Radiante**:

- Alta eficiencia energética por trabajar a baja temperatura.
- Distribución uniforme del calor, sin corrientes de aire ni puntos fríos.
- Respuesta térmica rápida en sistemas de bajo espesor.
- Ahorro de espacio y mejora estética al eliminar emisores visibles.
- Compatibilidad con refrigeración pasiva mediante bombas de calor geotérmicas.

Desde el punto de vista del diseño, y según la norma UNE-EN 1264 y directrices de fabricantes especializados, deben considerarse los siguientes aspectos:

- Temperatura máxima de superficie: 29 °C en estancias, 33 °C en baños, 35 °C en zonas perimetrales.
- Espaciado entre tubos: 15 cm en estancias, 10 cm en cocinas, 5–10 cm en baños.
- Baja resistencia térmica del pavimento (materiales como baldosa, piedra o mármol).
- Incorporación de aislamiento inferior para evitar pérdidas térmicas.



Figura 2.2: Suelo radiante. Fuente: Geotermia Vertical Instalaciones.

2.1.2. Instalación fotovoltaica

Las instalaciones fotovoltaicas permiten generar electricidad a partir de la radiación solar mediante módulos solares instalados en la cubierta del edificio. Estas instalaciones en viviendas unifamiliares, conectadas a la red eléctrica, están orientadas al autoconsumo: parte de la energía generada se utiliza directamente en la vivienda, mientras que el excedente puede inyectarse a la red.

Durante las horas de sol, los módulos fotovoltaicos convierten la radiación solar en corriente continua (DC) mediante el efecto fotovoltaico. Esta energía fluye hacia un inversor, que la transforma en corriente alterna (AC), adecuada para el consumo doméstico. Si la energía generada no se consume completamente en ese momento, puede:

- Alimentar la red eléctrica (en régimen de autoconsumo con excedentes)
- Almacenarse en baterías si el sistema dispone de acumulación.

En momentos de baja o nula producción (noche, días nublados), la vivienda toma la energía restante de la red eléctrica convencional, garantizando así la continuidad del suministro.

Un sistema fotovoltaico para autoconsumo está compuesto por los siguientes elementos:

- Módulos fotovoltaicos: Un módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de celdas solares conectadas eléctricamente entre sí y encapsuladas para su protección frente a agentes externos. Estas celdas, habitualmente de silicio monocristalino tipo PERC y con tecnología *half-cut*, convierten la energía de la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico: cuando los fotones inciden sobre el material semiconductor, generan pares electrón-hueco que, bajo la acción de un campo eléctrico interno, dan lugar a una corriente continua. Este tipo de celdas se caracteriza por su alta eficiencia, su tolerancia al sombreado parcial y su fiabilidad frente a condiciones ambientales adversas. Dado que la energía generada por una sola celda es limitada, las celdas se agrupan en módulos para alcanzar tensiones y potencias útiles. Los módulos se conectan entre sí en serie y paralelo para formar el generador fotovoltaico, adaptando su producción a las necesidades de la instalación.

La potencia generada por un panel bajo condiciones estándar puede estimarse mediante la expresión:

$$P = G \cdot A \cdot \eta \quad (2.1)$$

donde:

- P es la potencia eléctrica generada (W),
- G es la irradiancia solar incidente sobre la superficie del panel (W/m^2),
- A es el área del módulo (m^2),
- η es la eficiencia del módulo (adimensional).

El rendimiento real de un módulo fotovoltaico no depende únicamente de su eficiencia nominal, sino también de múltiples factores externos. Entre los más relevantes se encuentran la temperatura de funcionamiento (los módulos pierden rendimiento con el calor), el ángulo de inclinación y orientación respecto al sol, las pérdidas por sombreado parcial, el envejecimiento de los materiales y la calidad del sistema de montaje y conexicionado. Por ello, es habitual considerar coeficientes de corrección o pérdidas globales en el cálculo de la producción real de una instalación.

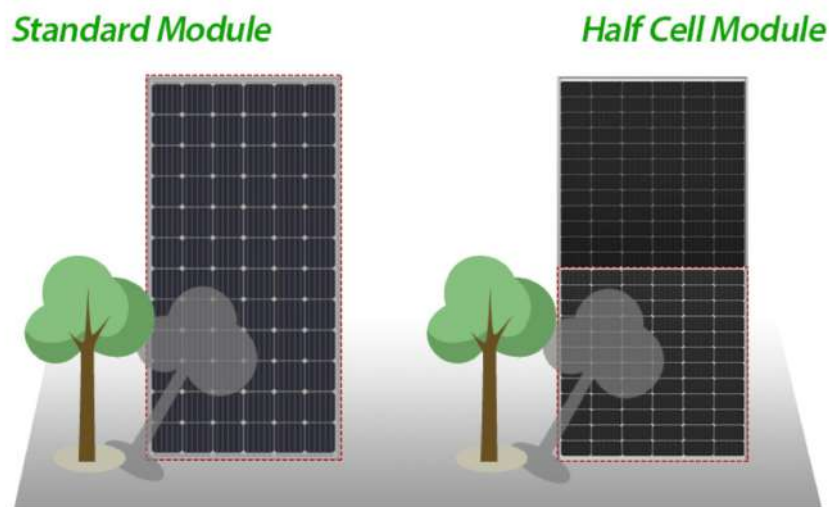


Figura 2.3: Comparativa entre un módulo fotovoltaico estándar y uno con tecnología de media celda (half-cut). Fuente: Natura Energy.

- Inversor solar: convierte la energía en corriente alterna. Puede ser monofásico o trifásico, y en muchos casos es híbrido, es decir, compatible con sistemas de almacenamiento energético.
- Baterías (opcional): permiten almacenar el excedente de energía generada durante el día para su utilización posterior, incrementando el porcentaje de autoconsumo y reduciendo aún más la dependencia de la red.
- Estructura de montaje: anclajes diseñados para fijar los módulos a cubiertas inclinadas o planas, asegurando la orientación e inclinación óptimas para maximizar la captación solar.
- Protecciones eléctricas: dispositivos que garantizan la seguridad de la instalación, incluyendo fusibles, interruptores seccionadores y protecciones contra sobretensiones tanto en corriente continua como en alterna.

- Cableado y conectores: aseguran la conexión segura y eficiente entre los módulos, el inversor y el cuadro eléctrico.
- Sistema de monitorización: permite seguir en tiempo real la producción energética, el consumo, los excedentes vertidos a red y el rendimiento del sistema.

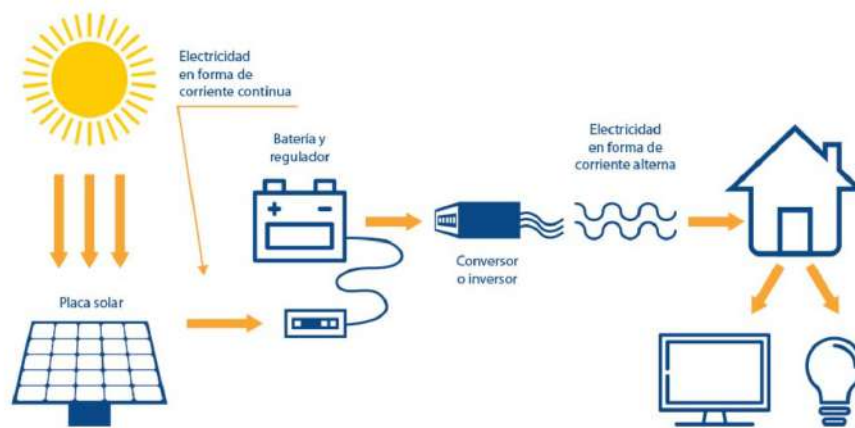


Figura 2.4: Esquema general de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red.
Fuente: Avance Solar.

Desde el punto de vista regulatorio, el marco legal vigente en España está definido por el Real Decreto 244/2019, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo. Este reglamento permite, entre otras opciones, la compensación simplificada de excedentes, mediante la cual el usuario recibe una bonificación económica en su factura eléctrica por la energía que vierte a la red.

Además de los beneficios económicos, las instalaciones fotovoltaicas residenciales contribuyen a la reducción de emisiones de CO₂, mejoran la independencia energética del hogar y son compatibles con tecnologías como bombas de calor o sistemas de recarga de vehículos eléctricos, reforzando el modelo de vivienda energéticamente eficiente.

2.1.3. Baterías de almacenamiento energético para autoconsumo residencial

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) permiten acumular la energía generada por fuentes renovables, como la solar fotovoltaica, para su utilización diferida. Esta capacidad resulta especialmente útil en viviendas con autoconsumo,

donde la generación no siempre coincide con los momentos de demanda energética.

El funcionamiento de un BESS se basa en tres etapas fundamentales: carga, almacenamiento y descarga. Durante la fase de carga, la energía eléctrica procedente de los paneles solares (o de la red, si se configura así) se convierte en energía química mediante reacciones electroquímicas dentro de las celdas de la batería. Esta energía permanece almacenada hasta que se requiere, momento en el que se libera mediante el proceso inverso (descarga), transformándose de nuevo en electricidad utilizable para el consumo doméstico a través de un inversor.

Además del almacenamiento básico, estos sistemas pueden operar en distintos modos de funcionamiento según su configuración y las prioridades del usuario:

- **Modo autoconsumo:** la batería almacena el excedente de producción solar y lo libera cuando no hay generación suficiente, maximizando el uso de energía renovable.

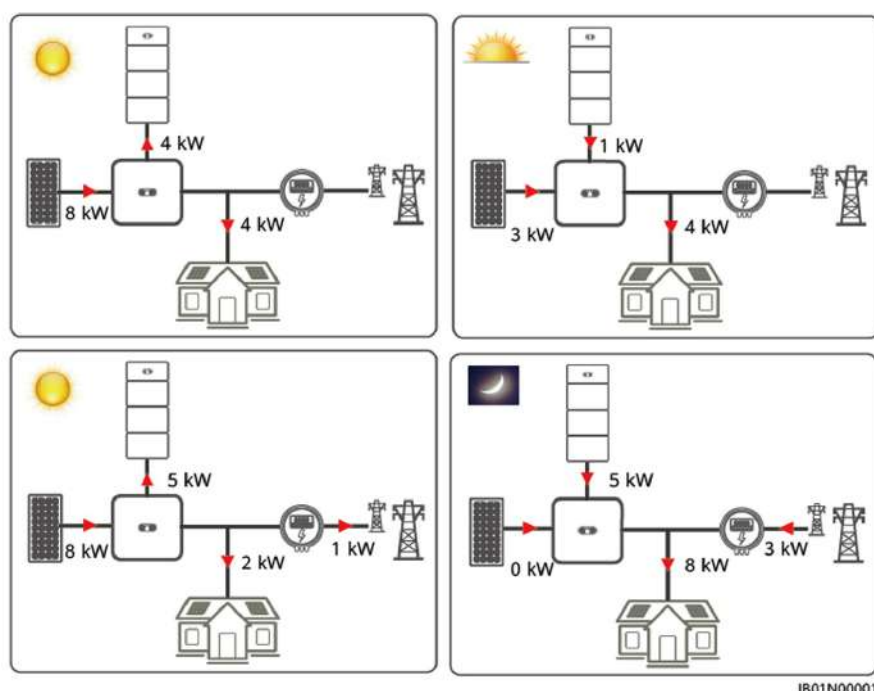


Figura 2.5: Ejemplo de esquema de autoconsumo con batería. Fuente:Manual del usuario LUNA2000-(5-30)-S0

- **Modo de respaldo (backup):** en caso de corte del suministro eléctrico, la batería puede suministrar energía a cargas críticas, proporcionando continuidad de servicio.

- **Modo de tiempo de uso (ToU):** permite optimizar el uso de energía en función de las tarifas eléctricas, cargando la batería en horas valle y utilizándola en horas pico.

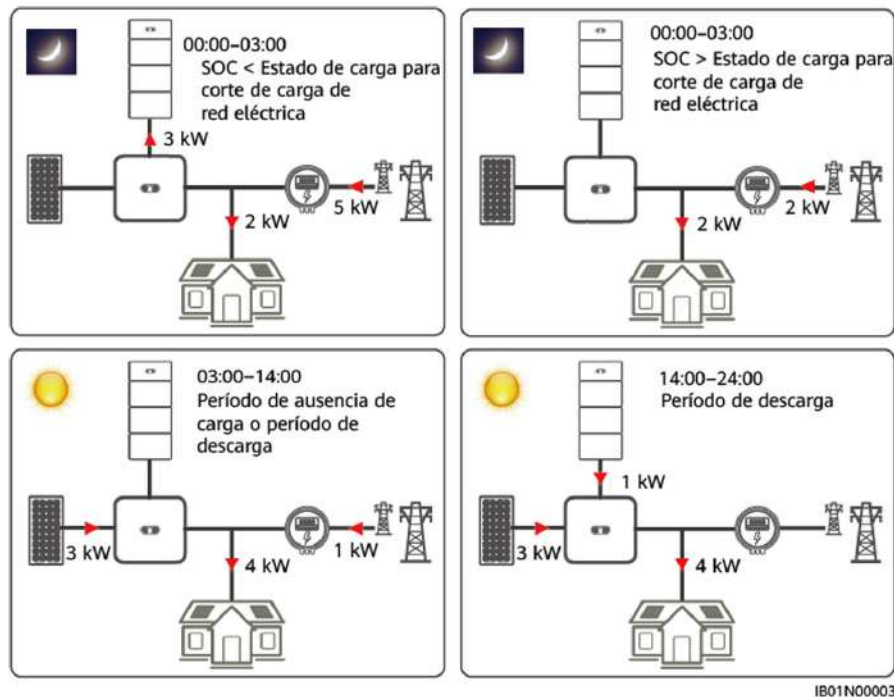


Figura 2.6: Ejemplo de funcionamiento en modo ToU (*Time of Use*). Fuente: Manual del usuario LUNA2000-(5-30)-S0

- **Modo de operación en isla:** el sistema puede funcionar desconectado de la red eléctrica, alimentando la vivienda de forma independiente durante determinadas situaciones.

Una característica habitual en los sistemas de almacenamiento modernos es la posibilidad de establecer una conexión en cascada, que consiste en la interconexión física y lógica de varios módulos de batería dentro de un mismo sistema. Esta configuración permite ampliar la capacidad de almacenamiento de forma escalable, adaptándose a las necesidades energéticas de cada instalación. Cada módulo se comunica con los demás a través de interfaces específicas y un sistema de gestión común se encarga de coordinar su funcionamiento, equilibrando los flujos de carga y descarga para asegurar una operación eficiente y segura.

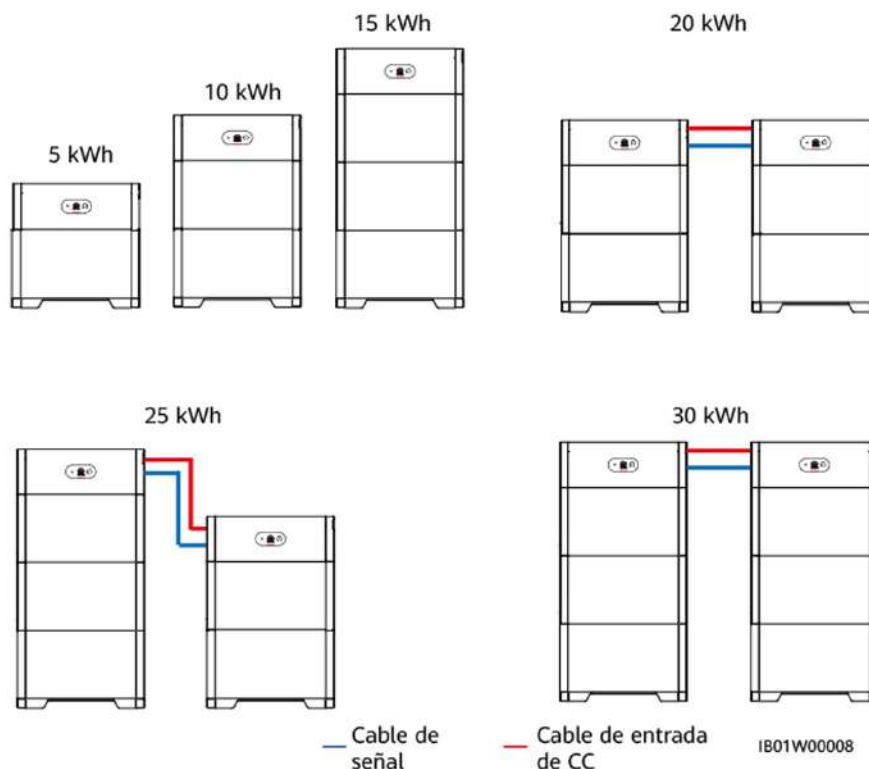


Figura 2.7: Ejemplo de conexión en cascada de sistemas de batería modulares. Fuente: Manual del usuario LUNA2000-(5-30)-S0

Algunas de las aplicaciones de incluir sistemas de almacenamiento de energía en batería para el autoconsumo son las siguientes:

- **Incremento del autoconsumo:** permite aprovechar más energía generada localmente.
- **Reducción de la dependencia de la red:** mejora la resiliencia energética.
- **Optimización de costes eléctricos** mediante técnicas como el recorte de picos que consiste en el uso de baterías u otros sistemas de almacenamiento para reducir el consumo eléctrico de la red durante los periodos de máxima demanda, evitando así costes más altos o penalizaciones.
- **Soporte a estaciones de carga de vehículos eléctricos.**
- **Servicios auxiliares para la red,** como estabilización de frecuencia y voltaje.

La integración de baterías en sistemas residenciales permite abordar la intermitencia inherente a las energías renovables, favoreciendo

la estabilidad del suministro energético y reduciendo la huella de carbono del sector doméstico. Además, las políticas actuales en España y Europa como el Real Decreto 244/2019 sobre autoconsumo han impulsado su viabilidad técnica, legal y económica mediante subvenciones y compensación de excedentes.

2.1.4. Punto de recarga de un vehículo eléctrico

El avance de la movilidad eléctrica ha impulsado la instalación de infraestructuras de recarga en el entorno residencial. Para garantizar su seguridad y funcionalidad, la norma internacional IEC 61851 clasifica los sistemas de carga para vehículos eléctricos en función de la conexión, el control y el nivel de potencia, distinguiendo cuatro modos operativos:

- **Modo 1:** carga lenta a través de enchufes domésticos convencionales (tipo Schuko), sin comunicación entre el vehículo y la instalación. No incorpora protecciones específicas ni control de carga, por lo que está desaconsejado por motivos de seguridad.
- **Modo 2:** también utiliza enchufes domésticos, pero con un cable especial que incorpora protección diferencial y control limitado. Aumenta la seguridad frente al modo 1, aunque sigue siendo una solución básica.
- **Modo 3:** carga semi-rápida en instalaciones específicas para vehículos eléctricos. Requiere un punto de recarga fijo (tipo Wall-box) conectado a la red eléctrica con protecciones integradas y comunicación directa con el vehículo. Permite controlar parámetros como intensidad, potencia, inicio y parada de carga, y está diseñado para funcionar de forma segura en entornos residenciales, públicos o semipúblicos. Opera con corriente alterna (AC), típicamente en intensidades de 32 a 63 A, y puede alcanzar potencias de entre 7,4 kW (monofásico) y 22–43 kW (trifásico). Es el modo más utilizado en viviendas particulares, aparcamientos, centros comerciales y estaciones de recarga urbana.
- **Modo 4:** carga rápida en corriente continua (DC), propia de electrolineras. Utiliza potencias muy elevadas (hasta 240 kW) con tiempos de carga reducidos (hasta el 80 % en 30 minutos), pero requiere infraestructuras específicas con transformadores externos y altos niveles de seguridad eléctrica.

En el contexto residencial, el modo 3 se ha consolidado como la opción más común. Los dispositivos conocidos como Wallbox, diseñados para instalarse en pared, permiten realizar cargas inteligentes y programables, gestionables a través de conexión Wi-Fi o Bluetooth. Estos equipos ofrecen potencias que oscilan entre los 3,6 y 22 kW, en función del tipo de instalación (monofásica o trifásica), y pueden incorporar funciones como balanceo dinámico de carga, integración con instalaciones fotovoltaicas o control mediante aplicación móvil.



Figura 2.8: Cargador inteligente Wallbox Pulsar Plus instalado en entorno residencial. Fuente: Wallbox, soluciones de carga rápida para coche eléctrico.

En términos prácticos, la potencia del punto de recarga influye directamente en el tiempo necesario para completar la carga de la batería del vehículo. De forma orientativa, la potencia mínima necesaria para cargar un coche eléctrico es de 2,3 kW, aunque se recomienda al menos 3,6 kW para un uso eficiente. No obstante, se considera que una potencia de 7,4 kW es la más adecuada para entornos domésticos, ya que permite reducir considerablemente el tiempo de recarga.

Por ejemplo, una batería media de 35 kWh puede requerir aproximadamente 15 horas para recargarse por completo con un punto de 2,3 kW, unas 10 horas con un punto de 3,6 kW y solo 5 horas si se dispone de un punto de recarga de 7,4 kW. Esta diferencia permite que el vehículo esté completamente cargado tras una única sesión nocturna, mejorando la autonomía y el aprovechamiento de tarifas eléctricas reducidas.

Los puntos de recarga modernos suelen cumplir con la normativa ITC-BT-52 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, la cual regula los requisitos técnicos y de seguridad para infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos en instalaciones domésticas y colectivas. Esta normativa contempla aspectos como la protección contra sobrecorrientes, fugas de corriente, sobretensiones y la correcta conexión a tierra del sistema.

Capítulo 3

Motivación

3.1 Importancia del estudio en el contexto de transición energética

La transformación del modelo energético actual hacia uno más sostenible y bajo en emisiones es una prioridad estratégica a nivel europeo y nacional. España, a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)[8], ha establecido objetivos concretos para reducir el consumo de energía primaria no renovable, aumentar la contribución de las energías renovables y promover la rehabilitación energética del parque residencial. En este proceso, el sector de la edificación juega un papel fundamental, siendo responsable de una parte significativa del consumo energético final.

Dentro de este sector, las viviendas unifamiliares representan una oportunidad clave de mejora, no solo por su significativo consumo energético sino también por sus características constructivas, superficie y hábitos de uso. Aunque ya se han implementado tecnologías eficientes en nuevas promociones, como en el caso que se analiza en este trabajo, no siempre se dispone de análisis rigurosos que evalúen su rendimiento real tras varios años de funcionamiento. Comprender cómo operan estas soluciones en la práctica, y si realmente ayudan a cumplir los objetivos de sostenibilidad establecidos, es esencial para incentivar modelos replicables y promover decisiones más informadas tanto en obra nueva como en rehabilitación.

En este sentido, la vivienda objeto de estudio representa un caso de especial interés, ya que combina varias tecnologías avanzadas como la bomba de calor geotérmica, el sistema fotovoltaico, el almacenamiento en baterías y el punto de recarga para vehículo eléctrico. Esta confi-

guración permite no solo analizar el comportamiento aislado de cada tecnología, sino también evaluar su interacción en condiciones reales de uso. Este enfoque integrador resulta poco frecuente en estudios técnicos residenciales.

Además, la disponibilidad de datos reales de funcionamiento y consumo tras varios años de uso aporta un valor añadido significativo. Frente a los estudios basados exclusivamente en simulaciones o estimaciones previas a la instalación, este trabajo ofrece una perspectiva más cercana a la realidad, lo que contribuye a validar la eficacia de las soluciones implementadas y a detectar posibles desviaciones respecto al rendimiento esperado.

3.2 Interés técnico y replicabilidad del caso

El caso analizado en este trabajo presenta un notable interés técnico por el nivel de integración alcanzado entre distintas tecnologías renovables y sistemas energéticos complementarios. A diferencia de muchas viviendas en las que se implementan soluciones individuales de manera independiente, este proyecto fue concebido prácticamente desde el inicio con una visión global, integrando de forma simultánea todas las tecnologías. Esta configuración permite explorar no solo el rendimiento de cada sistema por separado, sino también su interacción y sinergias reales en el contexto doméstico.

La singularidad del caso reside, además, en el hecho de tratarse de una vivienda unifamiliar diseñada desde cero, lo que ha permitido una integración más eficiente que en muchos procesos de rehabilitación.

La incorporación de tecnologías renovables como la fotovoltaica o el almacenamiento energético están experimentando un crecimiento significativo. Sin embargo, su verdadero potencial se alcanza cuando estas soluciones se integran de forma planificada y coherente desde la fase de diseño. Tal como recoge el Libro de la Energía en España 2020[11], una planificación energética adecuada permite optimizar la combinación de tecnologías disponibles, reducir los costes operativos a largo plazo y facilitar la participación activa del usuario mediante esquemas de autoconsumo y gestión inteligente de la demanda. En este sentido, el caso de estudio representa un modelo adelantado a su tiempo, alineado con los objetivos del PNIEC y

con las líneas estratégicas definidas por la política energética nacional.

Asimismo, la configuración analizada representa un ejemplo claro de modelo replicable. Aunque se trata de una vivienda concreta ubicada en una zona climática D3, su diseño energético y sus soluciones técnicas pueden extrapolarse a muchas otras viviendas unifamiliares con características similares en términos de demanda, superficie y condiciones meteorológicas. La disponibilidad de datos reales de consumo y producción, acumulados durante varios años, permite valorar de forma realista tanto el rendimiento como el retorno de la inversión, lo que facilita la toma de decisiones en proyectos futuros.

Como afirma Amory Lovins, usar la energía de forma más eficiente es más barato y rápido que ampliar el suministro. Este principio inspira el enfoque del presente trabajo, que al estudiar un caso real y operativo, contribuye a comprender mejor cómo diseñar sistemas domésticos más sostenibles, eficientes y escalables en el contexto de la transición energética.

3.3 Perspectiva personal y formativa

Este proyecto adquiere para mí un valor especial al estar directamente vinculado con mi entorno más cercano: la vivienda familiar en la que resido. Poder analizar de forma rigurosa y técnica un sistema energético real, instalado en un entorno que me resulta tan familiar, me permite observar con otros ojos elementos que siempre han estado ahí, pero a los que nunca había prestado verdadera atención. Entender cómo funcionan, cómo interactúan entre sí y qué potencial de mejora presentan no solo resulta interesante desde el punto de vista académico, sino también personalmente enriquecedor.



Figura 3.1: Vista 3D de la vivienda objeto de estudio. Fuente: Proyecto arquitectónico original.

Además, la elección de este tema está estrechamente relacionada con un interés creciente que he desarrollado recientemente por las energías renovables, la sostenibilidad y la eficiencia energética. Esta inquietud, sumada al componente práctico y tangible del proyecto, convierte el proceso de trabajo en una experiencia muy gratificante. A lo largo del desarrollo del TFG no solo profundizo en conceptos técnicos, sino que también aprendo a valorar la complejidad que implica diseñar, implementar y evaluar un sistema energético eficiente. En definitiva, este trabajo me permite aprender, aplicar y disfrutar al mismo tiempo, reforzando mi motivación por seguir formándome en este ámbito.

Capítulo 4

Objetivos del proyecto

4.1 Objetivo general

Este Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo general evaluar el comportamiento energético de las instalaciones actuales de una vivienda unifamiliar, determinando el grado de eficiencia alcanzado a partir de datos reales de funcionamiento y su comparación con los requisitos establecidos por la normativa vigente, así como con estudios de referencia aplicables a viviendas de características similares. A partir de este análisis, se identificarán posibles oportunidades de mejora orientadas a aumentar la eficiencia energética y la sostenibilidad del sistema. El estudio se centrará en el rendimiento conjunto de las tecnologías implementadas: bomba de calor geotérmica, suelo radiante, sistema fotovoltaico y baterías de almacenamiento, y contemplará la viabilidad de soluciones alternativas o complementarias que optimicen el uso de la energía disponible.

4.2 Objetivos específicos

- **Evaluar el rendimiento energético real** de las instalaciones existentes en la vivienda (geotermia, suelo radiante, fotovoltaica, baterías y punto de recarga), a partir de datos reales de consumo y producción.
- **Determinar el grado de cobertura de la demanda energética mediante autoconsumo**, identificando los momentos en los que se produce energía local, cuándo se consume y en qué medida se aprovecha eficazmente, incluyendo la gestión activa del consumo durante las horas de producción fotovoltaica.
- **Analizar el comportamiento global del sistema energético** en términos de eficiencia, confort térmico y sostenibilidad ambien-

tal, valorando su integración como conjunto coherente.

- **Estudiar el cumplimiento de la normativa vigente** y comparar el desempeño de la vivienda con estándares energéticos actuales y casos similares.
- **Plantear propuestas de mejora** que permitan optimizar el sistema, como la incorporación de una segunda batería o la hibridación con aerotermia.
- **Evaluar la viabilidad técnica y económica de las medidas propuestas**, incluyendo el análisis del tiempo de retorno de la inversión en función de la energía recuperada, el ahorro potencial y el coste de implantación.
- **Promover un modelo de consumo energético responsable**, fundamentado en la monitorización, la planificación del uso de la energía y la reducción del despilfarro, alineado con los principios de la economía circular.
- **Contribuir a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)**, especialmente en lo relativo a la acción climática, la eficiencia energética y la resiliencia de las viviendas ante posibles crisis energéticas.

Capítulo 5

Metodología de trabajo

5.1 Alcance y enfoque

Este capítulo describe la metodología aplicada para (i) diagnosticar el comportamiento energético real de la vivienda y (ii) evaluar el rendimiento de los sistemas instalados (geotermia, fotovoltaica y almacenamiento), así como la metodología económica usada para estimar ahorros y periodos de recuperación de la inversión ya ejecutada. El enfoque combina datos reales de monitorización con supuestos explícitos y criterios normalizados para asegurar trazabilidad y reproducibilidad de los cálculos.

5.2 Fuentes y tratamiento de datos

Fuentes primarias

- **Contador de la bomba de calor geotérmica:** lecturas instantáneas y acumuladas (energía útil por servicio, SPF mensual/anual).
- **App FusionSolar (Huawei):** curvas horarias de producción FV, consumo, carga/descarga de batería y vertido; resúmenes diarios/mensuales.
- **App del comercializador (Iberdrola):** desglose de consumos por servicio, usado para estimar consumos regulados por DB-HE (calefacción, refrigeración y ACS).
- **Facturación eléctrica histórica:** importes por mes antes/después de la FV (2020–2022) para cálculo de ahorro observado sin baterías.

5.3 Metodología específica por sistema

5.3.1. Geotermia (bomba de calor y suelo radiante)

El análisis de la geotermia se ha basado en datos reales de la instalación. Para cada mes se han recopilado las lecturas de energía térmica útil entregada (calefacción, refrigeración y ACS) y la energía eléctrica consumida por el equipo. Con estos valores se calcula el factor de rendimiento estacional mensual y anual como

$$\text{SPF}_m = \frac{E_{\text{útil},m}}{E_{\text{eléctrica},m}}, \quad \text{SPF}_{\text{anual}} = \frac{\sum_m E_{\text{útil},m}}{\sum_m E_{\text{eléctrica},m}} \quad (5.1)$$

El tratamiento es sencillo: se agregan los datos por mes natural, se comprueba que no haya lecturas anómalas y se comparan los resultados entre meses y años para interpretar variaciones (temperaturas de impulsión, estacionalidad y usos). Con ello se obtiene una imagen fiel del rendimiento real del sistema suelo radiante + bomba de calor en condiciones de operación doméstica.

5.3.2. Instalación fotovoltaica

La fotovoltaica se ha analizado en dos etapas: sin baterías y con baterías.

Sin baterías. Se ha comparado la facturación eléctrica anual antes y después de la puesta en marcha de los paneles (2020–2021 frente a 2021–2022). La diferencia entre ambos importes proporciona el ahorro anual observado por autoconsumo, aun cuando el consumo aumentó por la incorporación del vehículo híbrido. Con ese ahorro y la inversión conocida se estima el retorno simple de la inversión, y la fecha exacta de amortización.

Con baterías. Las baterías entraron en servicio en octubre de 2022; por tanto, 2022 solo recoge el último trimestre. El primer año completo de análisis es 2023. La metodología es directa: para cada mes se selecciona un día representativo y, con la app *FusionSolar*, se identifican las horas de descarga de la batería. Esas horas se asignan al periodo valle o punta según el calendario horario vigente, lo que permite estimar qué fracción de la descarga corresponde a cada periodo. Con esa asignación, el ahorro mensual se valora como el coste de red evitado

menos la compensación que se habría cobrado por verter el excedente:

$$S_m = \sum_{p \in \{\text{valle}, \text{punta}\}} E_{m,p}^{\text{bat}} (P_p^{\text{red}} - P^{\text{comp}}) \quad (5.2)$$

donde P^{comp} es el precio de compensación de excedentes y P_p^{red} el precio final de la electricidad en cada periodo.

5.4 Propuestas de mejora

Para evaluar la conveniencia de ampliar la capacidad de almacenamiento de la vivienda, en primer lugar, se fijan como año de referencia los datos de 2024 por disponer de la serie completa.

A partir de estos datos, se plantean tres escenarios de operación que permiten estimar el aprovechamiento energético y el ahorro asociado a una batería adicional:

- Escenario 1: carga con excedentes fotovoltaicos y descarga en periodo punta.
- Escenario 2: carga en periodo valle (red) y descarga en periodo punta.
- Escenario 3: uso de excedentes para cubrir consumos en periodo valle cuando, tras el escenario 1, aún queden excedentes disponibles.

El reparto mensual se realiza siempre con la misma lógica y en este orden: primero se comprueba cuánta demanda en punta puede cubrirse con los excedentes disponibles ese mes; si la demanda en punta aún no queda completamente cubierta, se estima qué parte podría trasladarse cargando en valle y descargando en punta; por último, si después del primer paso siguen quedando excedentes, se asignan a cubrir demanda en valle.

De este modo se prioriza de forma natural el uso con mayor beneficio económico y se evita contabilizar dos veces la misma energía.

Con las energías mensuales asignadas a cada escenario, se pasa a una escala diaria con el fin de dimensionar la capacidad de la nueva batería.

Una vez determinado el uso energético por escenarios, la estimación económica se obtiene multiplicando, para cada mes, los kilovatios

hora asignados a cada escenario por su beneficio unitario en euros por kilovatio hora, definido a partir de las diferencias de precio entre periodos y del valor de compensación de excedentes. La suma de los resultados mensuales proporciona el ahorro anual de referencia.

Finalmente, con el ahorro anual estimado se lleva a cabo la valoración económico-financiera del incremento de almacenamiento.

Capítulo 6

Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030, impulsados por Naciones Unidas, representan un compromiso global por avanzar hacia un desarrollo equilibrado en lo social, económico y medioambiental. Dentro de este marco, el presente Trabajo de Fin de Grado contribuye de manera directa a varios de estos objetivos mediante el análisis y optimización del sistema energético de una vivienda unifamiliar, con un enfoque práctico orientado a la sostenibilidad.

En particular, este proyecto se vincula con los siguientes ODS:

6.1 ODS 7: Energía asequible y no contaminante

El Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 persigue garantizar el acceso universal a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna. En este sentido, el presente trabajo se alinea plenamente con este objetivo al analizar el comportamiento energético de una vivienda unifamiliar que incorpora diversas tecnologías renovables y sistemas de autoconsumo energético.

La instalación objeto de estudio cuenta con una bomba de calor geotérmica de alta eficiencia, una instalación fotovoltaica para autoconsumo y un sistema de baterías de almacenamiento. A través del análisis de su rendimiento real y la identificación de posibles medidas de mejora, el proyecto contribuye a optimizar el aprovechamiento de estas tecnologías limpias, reduciendo la dependencia de la red eléctrica y fomentando el uso directo de energía renovable in situ.

Además, se estudia la viabilidad de incorporar soluciones complementarias, como el refuerzo del sistema de almacenamiento, que permitirían mejorar aún más la eficiencia global del sistema y ampliar la cobertura energética con fuentes no contaminantes. Estas medidas permiten avanzar hacia un modelo energético más distribuido, asequible y sostenible, coherente con las metas del ODS 7, especialmente en lo referente al incremento de la cuota de energías renovables y a la mejora de la eficiencia energética en el entorno residencial.



Figura 6.1: ODS 7: Energía asequible y no contaminante. Fuente: Naciones Unidas.

6.2 ODS 9: Industria, innovación e infraestructura

El Objetivo de Desarrollo Sostenible 9 busca construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación como motor de desarrollo. Una infraestructura energética moderna, eficiente y respetuosa con el medio ambiente es esencial para mejorar la calidad de vida, aumentar la competitividad económica y facilitar la transición hacia un modelo bajo en emisiones.

Este trabajo se alinea con el ODS 9 al abordar el análisis técnico y funcional de una infraestructura energética residencial avanzada, compuesta por tecnologías renovables. La evaluación detallada del rendimiento de estos sistemas, así como la propuesta de mejoras, permite identificar soluciones técnicas que optimizan el uso de recursos energéticos de forma eficiente y sostenible.

Además, el proyecto pone en valor la innovación aplicada al entorno doméstico, demostrando que la mejora de la eficiencia energética no depende exclusivamente de grandes instalaciones industriales, sino que puede lograrse también a escala local mediante el diseño e implementación de infraestructuras energéticas bien planificadas y adaptadas al entorno.

De esta forma, el trabajo contribuye al ODS 9 promoviendo el desa-

rollo de soluciones técnicas replicables en otras viviendas, fomentando una infraestructura energética moderna, eficiente e integrada que refuerza la sostenibilidad del sector de la edificación residencial.



Figura 6.2: ODS 9: Industria, innovación e infraestructura. Fuente: Naciones Unidas.

6.3 ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles

El Objetivo de Desarrollo Sostenible 11 tiene como meta lograr que las ciudades y comunidades sean más inclusivas, resilientes, seguras y sostenibles. Esto implica no solo el desarrollo de infraestructuras eficientes, sino también la integración de soluciones energéticas que permitan avanzar hacia modelos urbanos más autónomos, equilibrados y responsables con el entorno.

En esta línea, el presente proyecto aborda el caso de una vivienda unifamiliar que actúa como ejemplo de cómo la generación distribuida y el autoconsumo energético pueden integrarse de manera efectiva en entornos residenciales. La utilización de tecnologías renovables, no solo reduce el impacto ambiental de la edificación, sino que refuerza la autonomía energética del usuario, disminuye la presión sobre las redes eléctricas centralizadas y aporta flexibilidad al sistema energético local.

Además, el trabajo plantea soluciones escalables y replicables, aplicables a otras viviendas con características similares, lo que refuerza su utilidad dentro de un enfoque de sostenibilidad territorial. Promover este tipo de iniciativas a nivel residencial contribuye a construir comunidades más resilientes frente a posibles crisis energéticas o climáticas, al tiempo que fomenta una cultura de consumo energético más consciente.

La reciente caída general del suministro eléctrico en España, que dejó sin luz a miles de hogares y afectó temporalmente a infraestructuras críticas, ha puesto de manifiesto la fragilidad del sistema eléctrico centralizado. Este tipo de eventos refuerza la necesidad de avanzar hacia comunidades energéticamente autosuficientes, capaces

de mantener su operatividad básica incluso ante fallos del sistema convencional.

En definitiva, el proyecto se alinea con el ODS 11 al demostrar que la mejora energética en el ámbito doméstico puede ser una palanca real para transformar nuestras ciudades desde abajo, fortaleciendo la sostenibilidad no solo del edificio individual, sino del conjunto del entorno construido.



Figura 6.3: ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles. Fuente: Naciones Unidas.

6.4 ODS 12: Producción y consumo responsables

El Objetivo de Desarrollo Sostenible 12 persigue transformar los patrones actuales de consumo y producción para garantizar la sostenibilidad de los recursos a largo plazo. En un mundo donde el crecimiento de la población y la presión sobre los recursos naturales siguen en aumento, es fundamental replantear cómo usamos la energía, cuándo la consumimos y en qué medida podemos optimizar su aprovechamiento.

En este contexto, el presente trabajo constituye un ejemplo práctico de cómo aplicar criterios de consumo responsable en el ámbito residencial, al evaluar detalladamente cuándo se produce energía renovable, cuándo se consume, y cómo puede optimizarse ese equilibrio en función de la demanda real y de la eficiencia del sistema. Lejos de limitarse al uso de tecnologías sostenibles, el estudio pone el foco en cómo se utilizan, midiendo el grado de autoconsumo, la cobertura de la demanda mediante fuentes propias y el potencial de mejora en la gestión energética diaria.

Además, se analizan propuestas que permitirían ajustar aún más el comportamiento energético a un patrón responsable, como la ampliación del almacenamiento, añadiendo el estudio actual del consumo a franjas con mayor producción solar. Todo ello contribuye a evitar el desperdicio energético, reducir la carga sobre la red eléctrica y racionalizar el uso de los recursos disponibles.

Este tipo de estudios permiten avanzar hacia un modelo en el que las decisiones de consumo no se basan únicamente en la disponibilidad técnica, sino también en su impacto ambiental y en su adecuación a un sistema de producción sostenible. En definitiva, el proyecto se alinea con los principios del ODS 12 al demostrar que la sostenibilidad no depende solo de qué energía se usa, sino también de cómo, cuándo y para qué se utiliza.



Figura 6.4: ODS 12: Producción y consumo responsables. Fuente: Naciones Unidas.

6.5 ODS 13: Acción por el clima

El cambio climático es una amenaza global sin precedentes que afecta a todos los países y regiones del planeta. Está intensificando fenómenos meteorológicos extremos, provocando alteraciones ecológicas, escasez de recursos y migraciones forzadas. Sus efectos ya son visibles: entre 2010 y 2020, las regiones más vulnerables registraron tasas de mortalidad hasta 15 veces superiores por fenómenos como inundaciones, tormentas y sequías. Y, sin medidas urgentes, se estima que la temperatura global podría superar los 3°C, poniendo en riesgo los avances sociales y económicos logrados en las últimas décadas.

El presente trabajo se alinea con el Objetivo de Desarrollo Sostenible 13 al abordar la eficiencia y resiliencia energética de una vivienda unifamiliar desde una perspectiva de adaptación al cambio climático. No basta con reducir emisiones: es fundamental preparar las infraestructuras para resistir y funcionar incluso ante escenarios extremos. En este sentido, el proyecto estudia una instalación energética que combina tecnologías como la geotermia, el autoconsumo fotovoltaico y el almacenamiento en baterías, lo que permite un cierto grado de autosuficiencia energética frente a caídas de red o restricciones de suministro.

Además de analizar el rendimiento actual, se plantean medidas de refuerzo, que mejorarían la capacidad de respuesta del sistema ante eventos extremos o picos de demanda. Esta visión sitúa a la edificación no solo como objeto vulnerable, sino como parte activa de la solución,

capaz de adaptarse, anticiparse y sostener su funcionamiento ante condiciones adversas.

Actuar localmente en el diseño y gestión energética de las viviendas es una forma concreta y eficaz de contribuir a la resiliencia climática global. En un escenario donde el tiempo apremia y los impactos se agravan, soluciones como las planteadas en este trabajo pueden ser clave para garantizar una transición energética sostenible y una mejor preparación frente a un futuro climático incierto.



Figura 6.5: ODS 13: Acción por el clima. Fuente: Naciones Unidas.

Capítulo 7

Evaluación del rendimiento energético actual

7.1 Evaluación del sistema de climatización de la vivienda

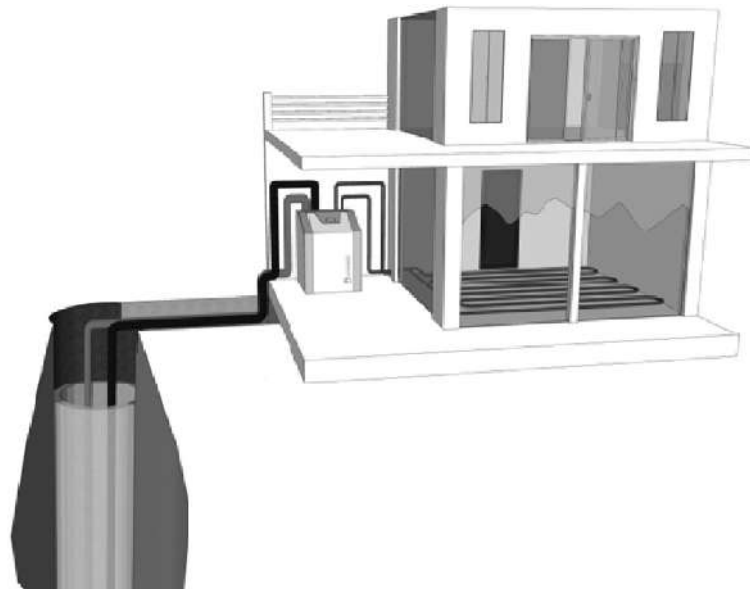


Figura 7.1: Esquema sistema de climatización. Fuente: Manual de usuario bomba de calor ecoGEO

Como se ha mencionado en apartados anteriores, las bombas de calor funcionan a través de tres circuitos principales: el de captación, el circuito del refrigerante y el de producción. Estos circuitos permiten trasladar la energía térmica desde la fuente de captación hasta los distintos usos de la vivienda, como el agua caliente sanitaria o la calefacción. La transferencia de calor entre circuitos se realiza mediante intercambiadores térmicos, donde el fluido con mayor temperatura transfiere energía al de menor temperatura sin que ambos se mezclen. Como la temperatura del terreno (fuente de captación en sistemas geotérmicos) es más baja que la requerida para calefacción o ACS,

el refrigerante debe seguir un ciclo termodinámico: se evapora a baja presión y temperatura y se condensa a mayor presión y temperatura. Para completar este ciclo, el sistema necesita una pequeña cantidad de energía eléctrica que acciona el compresor, siendo esta muy inferior a la energía térmica entregada al sistema.



Figura 7.2: Funcionamiento básico de una bomba de calor geotérmica. Fuente: Manual del usuario de Ecoforest.

En este apartado se realiza una evaluación técnica del sistema actual, estructurada en cuatro bloques. En primer lugar, se describe la configuración general del sistema, seguida de un análisis de sus principales características técnicas. A continuación, se examina su funcionamiento. Finalmente, se lleva a cabo una evaluación del rendimiento energético, contrastando los resultados con datos de referencia de otras tecnologías y viviendas similares, así como una estimación de los costes energéticos anuales asociados.

7.1.1. Descripción del sistema de geotermia instalado

La vivienda unifamiliar dispone de una instalación geotérmica completa, diseñada para cubrir de forma eficiente y sostenible todas sus necesidades térmicas: calefacción en invierno, refrigeración pasiva en verano y producción de agua caliente sanitaria (ACS) durante todo el año. Esta instalación permite abastecer el 100 % de la demanda energética térmica de la vivienda, sin necesidad de ningún sistema de apoyo eléctrico adicional.

La superficie de la vivienda climatizada mediante este sistema asciende a 288 m², a la que se suman una zona de 51 m² en un porche

cubierto anexo, también equipado con suelo radiante para usos puntuales, así como la piscina, que cuenta con suelo radiante integrado para el calentamiento del agua. Tanto la zona del porche cubierto como la piscina funcionan como circuitos independientes dentro del sistema de climatización. Cada uno de estos espacios cuenta con su propia llave de corte e interruptor de control, lo que permite activar o desactivar su funcionamiento de forma autónoma según las necesidades de uso. Esta configuración favorece una gestión más eficiente del sistema, evitando consumos innecesarios en zonas de uso puntual o estacional y adaptando la demanda térmica a las condiciones reales de ocupación.

En la siguiente imagen se puede observar como el interruptor de la geotermia del porche exterior puede estar desactivado de forma independiente.



Figura 7.3: Cuadro eléctrico de la zona del porche exterior. Fuente: elaboración propia.

El sistema de emisión está basado exclusivamente en suelo radiante de baja temperatura, lo que favorece el funcionamiento eficiente de la bomba de calor geotérmica al operar con temperaturas de impulsión moderadas. Este tipo de sistema permite una distribución homogénea del calor, proporcionando un alto nivel de confort térmico con un consumo energético reducido.

La instalación emplea tubería Uponor Comfort Pipe fabricada en polietileno reticulado PEX-a de 16×1,8 mm. Estas tuberías, altamente flexibles y resistentes, se instalan sobre paneles aislantes Innova autoadhesivos de 25 mm de espesor, que además de facilitar el montaje, evitan pérdidas térmicas hacia el forjado. La distribución del fluido térmico se realiza a través de colectores modulares Uponor Vario M, fabricados en material plástico técnico, que integran: caudalímetros; detentores, que permiten regular de forma individual el caudal de cada circuito; purgadores automáticos, para eliminar el aire acumulado dentro del circuito de agua; termómetros y válvulas de vaciado, permitiendo el equilibrado hidráulico y el control de cada circuito individual.



Figura 7.4: Panel aislante Innova autofijación de 25 mm. Fuente: Ficha técnica Panel Innova Autofijación 25 mm Autoadhesivo, Uponor.



Figura 7.5: Colector modular Uponor Vario M con caudalímetro. Fuente: Ficha técnica Colector Vario M, Uponor (2016).

La regulación por zonas se lleva a cabo mediante termostatos digitales conectados a actuadores termoelectrónicos Uponor Smart S,

instalados sobre los detentores del colector. Estos actuadores abren o cierran cada circuito de forma automática en función de la temperatura de consigna establecida en cada estancia, lo que permite un control preciso y eficiente de la climatización. Esta configuración, basada en un sistema de regulación distribuida, adapta el funcionamiento del sistema a la ocupación real de la vivienda y proporciona un alto grado de confort térmico.



Figura 7.6: Actuador termoelectrico Uponor Smart S. Fuente: ficha técnica de Uponor.



Figura 7.7: Termostato digital instalado en el porche exterior para control independiente de la climatización. Fuente: elaboración propia.

El corazón del sistema es una bomba de calor geotérmica Ecoforest ecoGEO C3 5–22 kW, de tipo compacto, que integra tanto la unidad térmica como un acumulador de ACS. Esta bomba opera con tecno-

logía inverter modulante, lo que le permite adaptar tanto la potencia térmica producida como el consumo eléctrico a las necesidades reales de la vivienda en cada momento. A diferencia de los sistemas tradicionales de tipo on/off, que funcionan a máxima potencia de forma intermitente, la tecnología inverter regula de forma continua la velocidad del compresor mediante un variador electrónico. Esto permite suministrar exactamente la energía necesaria en cada instante, optimizando el rendimiento estacional de la unidad y reduciendo significativamente su consumo eléctrico. Además de mejorar la eficiencia energética, esta tecnología contribuye a alargar la vida útil del equipo, reduce el número de ciclos de arranque y parada, y permite diseñar instalaciones más compactas y flexibles, al eliminar ciertos componentes auxiliares necesarios en bombas sin modulación.

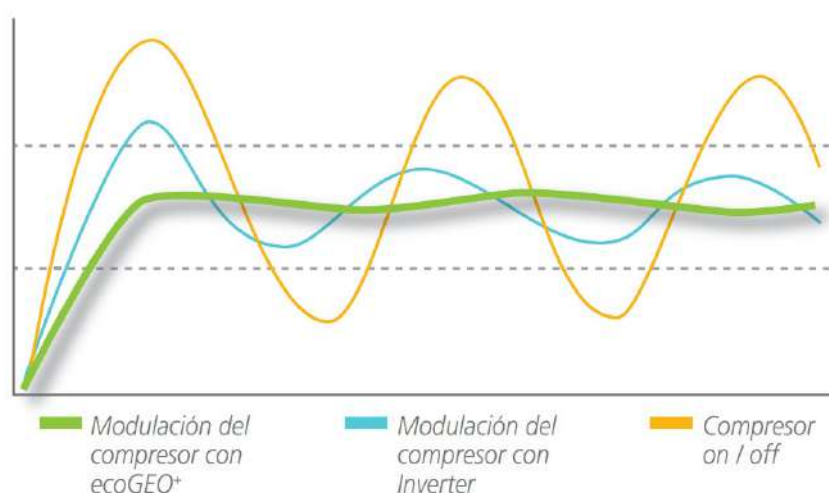


Figura 7.8: Comparativa del comportamiento del compresor en tecnologías on/off, inverter convencional y sistema ecoGEO+. Fuente: Catálogo de bombas de calor de Ecoforest.

Además, la bomba de calor instalada incorpora la tecnología HTR (High Temperature Recovery), un sistema que recupera el calor a alta temperatura procedente de la descarga del compresor durante los modos de calefacción o refrigeración, permitiendo producir agua caliente sanitaria a temperaturas de hasta 65°C. Esta recuperación térmica, prácticamente gratuita, mejora notablemente la eficiencia global del sistema, especialmente en combinación con emisores de baja temperatura como el suelo radiante.

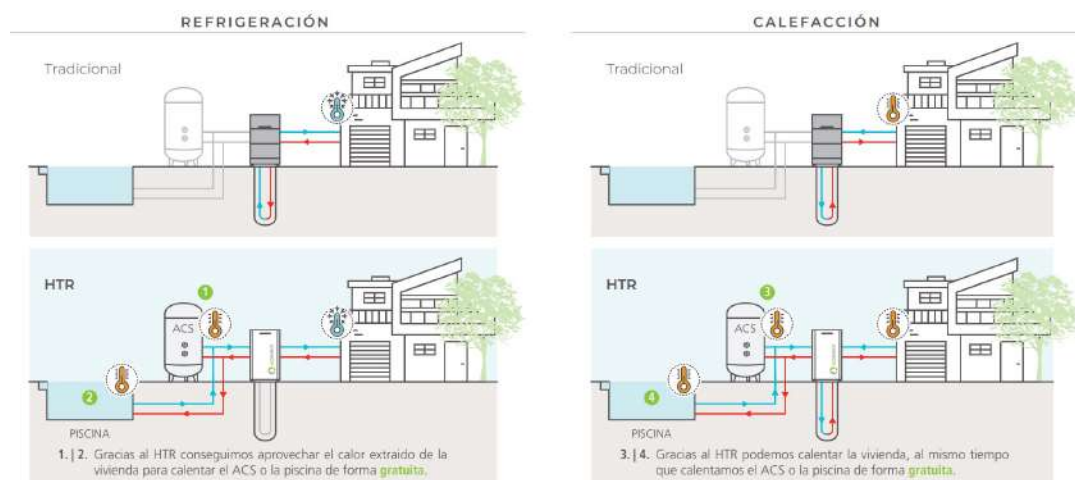


Figura 7.9: Comparativa entre una bomba de calor tradicional y una bomba con tecnología HTR.
Fuente: Catálogo de bombas de calor de Ecoforest.

La captación de energía del terreno se realiza a través de dos sondas verticales de 125 metros de profundidad cada una, formando un campo de captación de 243 metros lineales. Estas sondas están rellenas con mortero geotérmico de alta conductividad y conectadas a la sala técnica mediante tuberías de polietileno de alta resistencia (PE-RC). El fluido que circula por el circuito es una mezcla de agua y propilenglicol no tóxico al 30 %, que protege la instalación frente a temperaturas de hasta -15°C .

Gracias al buen nivel de aislamiento térmico de la vivienda, la demanda media estimada se sitúa en $60,5 \text{ W/m}^2$, lo que permitió dimensionar la instalación con una potencia térmica de $17,42 \text{ kW}$. Esta demanda, junto con las condiciones geológicas y climáticas locales (zona D3), favorece un alto rendimiento del sistema durante todo el año, especialmente en combinación con la refrigeración pasiva, que permite refrescar la vivienda con un consumo eléctrico mínimo, utilizando únicamente las bombas de circulación.[12]

7.1.2. Características técnicas relevantes

Bombas Geotérmicas ecoGEO C		Unidad	ecoGEO C1		ecoGEO C2		ecoGEO C3	
DATOS TÉCNICOS			3-12	5-22	3-12	5-22	3-12	5-22
Aplicación	Calefacción y ACS	-	•	•	•	•	•	•
	Acumulador ACS integrado 170 l	-	•	•	•	•	•	•
	Refrigeración activa	-					•	•
	Refrig. pasiva integrada	-			•	•		
Refrigerante	Tipo	-	R410A	R410A	R410A	R410A	R410A	R410A
Componentes	Compresor	-	Scroll con inverter de Copeland					
	Válvula expansión	-	Electrónica Carel					
	Intercambiadores	-	Placas Alfa Laval					
	Bombas circuladoras	-	Velocidad variable de alta eficiencia Wilo					
	Acumulador ACS con serpentín	-	Acumulador y serpentín de acero inoxidable					
	Vasos de expansión integrados	-	Circuito climatización y circuito captación					
Datos eléctricos	Tensión alimentación	-	230 V / 50 Hz, 1/N/PE~					
	Protección magnetotérmica	A	32	40	32	40	32	40
Eficiencia	Potencia calorífica ¹	kW	3-15	5-26	3-15	5-26	3-15	5-26
	Potencia calorífica ²	kW	3-14	5-23,5	3-14	5-23,5	3-14	5-23,5
	Consumo eléctrico ²	kW	0,7-3,2	1,4-5,5	0,7-3,2	1,4-5,5	0,7-3,2	1,4-5,5
	COP ²	-	4,6-5	4,6-5	4,6-5	4,6-5	4,6-5	4,6-5
	EER ²	-	6,1-6,9	6,1-6,9	6,1-6,9	6,1-6,9	6,1-6,9	6,1-6,9
	Potencia frigorífica ³	kW	--	--	--	--	4-16,3	6,9-30
	Potencia refrigeración pasiva	kW	--	--	6	6	--	--
Circuito frigorífico	Carga refrigerante	kg	1,35	1,7	1,35	1,7	1,5	2,0
	Presión funcionamiento máxima	bar	42	42	42	42	42	42
	Tipo aceite compresor	-	POE	POE	POE	POE	POE	POE
	Carga aceite compresor	kg	2	2,5	2	2,5	2	2,5
Circuito climatización	Temperatura máxima/mínima	°C	60/20					
	Presión funcionamiento máxima	bar	3					
	Caudal nominal	l/h	1200 - 4500					
Circuito captación	Temperatura máxima/mínima	°C	20/-10					
	Presión funcionamiento máxima	bar	3					
	Caudal nominal	l/h	1200 - 4500					
	Anticongelante recomendado ⁴	-	propilenglicol/agua con punto de congelación -17 ±2 °C					
ACS	Volumen acumulación ACS	l	170	170	170	170	170	170
	Presión funcionamiento máxima	bar	8	8	8	8	8	8
	Temperatura máxima sin apoyo	°C	50	50	50	50	50	50
	Temperatura máxima con apoyo	°C	75	75	75	75	75	75
Insonorización	Nivel emisión sonora	dB	42	45	42	45	42	45
Dimensiones	Alto x ancho x fondo	mm	1800 x 600 x 700					
Peso	Peso en vacío (sin ensamblaje)	kg	260	270	260	270	260	270

Figura 7.10: Características técnicas del equipo geotérmico instalado (Ecoforest ecoGEO C3 5-22). Fuente: Manual del usuario de la bomba de calor Ecoforest.

Para evaluar el rendimiento energético de una bomba de calor geotérmica como la *ecoGEO C3 5-22 kW*, se utilizan dos indicadores fundamentales:

1. Coefficient of Performance (COP) – modo calefacción:

$$\text{COP} = \frac{Q_{\text{calefacción}}}{W_{\text{eléctrico}}} \quad (7.1)$$

donde:

- $Q_{\text{calefacción}}$ es la potencia térmica útil suministrada al sistema de calefacción (kW).
- $W_{\text{eléctrico}}$ es la potencia eléctrica consumida por el equipo (kW).

El valor de COP se determina habitualmente en condiciones normalizadas B0/W35, es decir:

- B0: Temperatura del suelo (fluido de captación) a 0°C.
- W35: Temperatura de impulsión de agua hacia el sistema de calefacción a 35°C.

2. Energy Efficiency Ratio (EER) – modo refrigeración activa:

$$\text{EER} = \frac{Q_{\text{refrigeración}}}{W_{\text{eléctrico}}} \quad (7.2)$$

donde:

- $Q_{\text{refrigeración}}$ es la potencia frigorífica útil proporcionada (kW).
- $W_{\text{eléctrico}}$ es la potencia eléctrica consumida por el sistema (kW).

En este caso, el EER se calcula en condiciones B35/W7:

- B35: Temperatura de agua en el circuito de producción (impulsión) a 35°C.
- W7: Temperatura del agua en el circuito de captación a 7°C.

En el caso concreto del modelo *ecoGEO C3 5-22 kW*, el fabricante declara:

- COP = 4.9 en condiciones B0/W35.
- EER = 5.0 en condiciones B35/W7.

Estos valores reflejan una alta eficiencia tanto en calefacción como en refrigeración, permitiendo cubrir las necesidades térmicas de la vivienda con un consumo eléctrico muy reducido. Es importante destacar que estas condiciones normalizadas permiten comparar entre equipos, pero el rendimiento real puede variar en función de las condiciones climáticas, el diseño del sistema y los hábitos de uso.

Además de estos valores nominales de eficiencia, otro aspecto clave que influye en el rendimiento estacional de la bomba de calor es su capacidad de adaptación a la demanda térmica real de la vivienda. En este sentido, el modelo ecoGEO C3 5-22 kW incorpora un compresor inverter con un rango de modulación del 25 % al 100 % de su potencia nominal, lo que le permite ajustar su funcionamiento de forma continua en función de las necesidades de calefacción o refrigeración en cada momento, como ya se menciona en el apartado anterior. Gracias a esta tecnología, la bomba opera de forma más eficiente durante la mayor parte del año, especialmente en períodos de baja demanda térmica como primavera y otoño.

La etiqueta energética del equipo ecoGEO C 5-22 kW, conforme al Reglamento Delegado (UE) n.º 811/2013 de la Comisión Europea, presenta de forma diferenciada las clases de eficiencia asociadas a sus dos funciones principales: calefacción de espacios y producción de agua caliente sanitaria (ACS).

En el lado izquierdo de la etiqueta se muestra la eficiencia estacional en calefacción, determinada mediante el SCOP (Seasonal Coefficient of Performance), que representa el rendimiento medio anual del equipo considerando temperaturas variables, cargas parciales y periodos de parada. En este caso, el sistema alcanza la máxima clasificación A+++.

El lado derecho de la etiqueta energética refleja la eficiencia en la producción de ACS, evaluada según un perfil de carga estandarizado, en este caso tipo L. Este perfil simula un patrón de consumo doméstico representativo en términos de volumen, frecuencia y temperatura de demanda. La clasificación energética obtenida para esta función es A+. Ambos indicadores permiten comparar objetivamente el rendimiento de la bomba de calor frente a otros equipos del mercado, facilitando su integración en estrategias de eficiencia energética a nivel residencial y justificando su idoneidad en viviendas unifamiliares de alta exigencia térmica. [13]

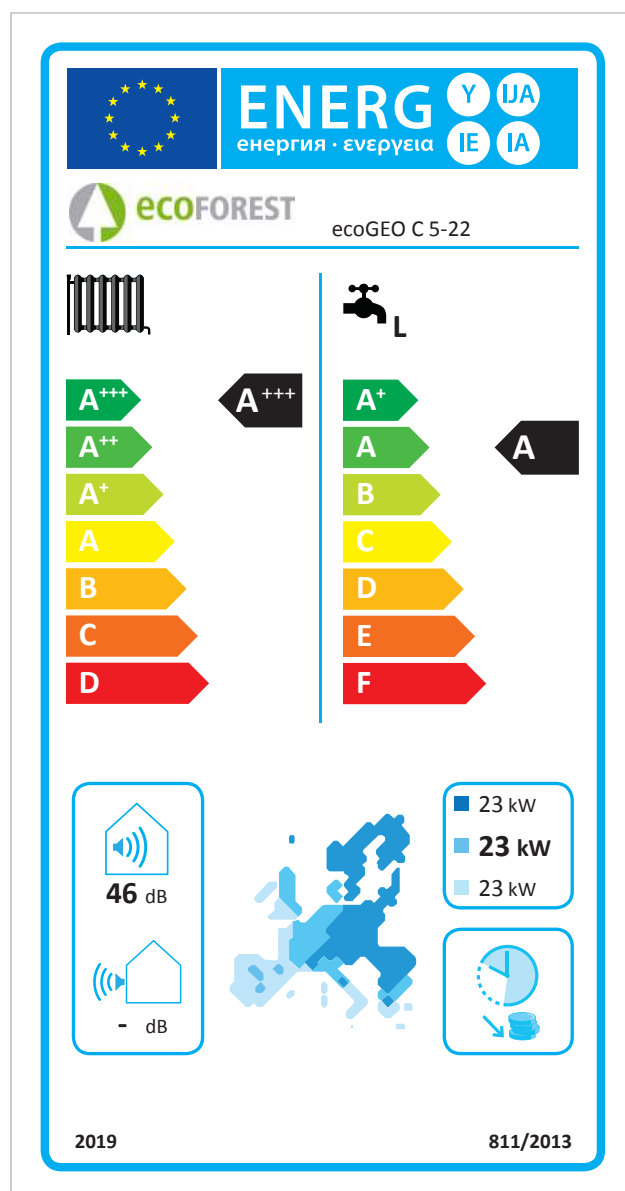


Figura 7.11: Etiqueta energética de la bomba de calor geotérmica ecoGEO C 5-22 kW. Fuente: Página oficial de Ecoforest.

A continuación se recogen algunas de las características técnicas más relevantes del sistema emisor del sistema de climatización instalado en la vivienda.

Componente	Características técnicas
Tubería Comfort Pipe PEX-a 16×1,8 mm	Material: Polietileno reticulado (método Engel) Certificación: AENOR Barrera antidifusión de oxígeno: EVOH Presión máxima de servicio: 6 bar Temperatura máxima de trabajo: 95°C puntual / 70°C continuo Curvatura mínima sin accesorio: 5 × diámetro exterior
Panel Innova de autofijación 25 mm	Material: EPS de alta densidad con film plástico termoformado Espesor del aislamiento: 25 mm (altura total 50 mm) Resistencia térmica del panel: $R \approx 0,75 \text{ m}^2 \cdot \text{K/W}$ Compatibilidad: tuberías de 14–20 mm Paso de tubería: hasta 75 mm
Colector Vario M	Material: Plástico técnico reforzado Componentes: caudalímetros, detentores, purgadores automáticos, termómetros, válvulas de vaciado Caudal máximo por circuito: 2,5 l/min (ajustable) Presión máxima: 6 bar
Actuadores Smart S	Tensión de funcionamiento: 24 V Tiempo de apertura/cierre: aprox. 3 min Potencia nominal: 1–1,8 W Tipo: normalmente cerrado (NC) Instalación: directa sobre detentores del colector
Termostato T146	Alimentación: 230 V AC Control de temperatura: con histéresis ajustable Función frío/calor seleccionable Programable en modo diario/semanal (opcional)

Cuadro 7.1: Características técnicas del sistema de suelo radiante instalado. Fuente: elaboración propia a partir de las fichas técnicas de Uponor.

Varias de las características recogidas en la tabla anterior influyen directamente en el rendimiento del sistema de climatización. El panel aislante Innova, con un espesor de 25 mm y una resistencia térmica aproximada de $R \approx 0,75 \text{ m}^2 \cdot \text{K/W}$, reduce significativamente las pérdidas de calor hacia el forjado, mejorando la eficiencia del sistema. La tubería PEX-a de 16×1,8 mm presenta una baja resistencia térmica interna y una buena conductividad, lo que favorece la transferencia de calor al pavimento. Además, el paso reducido entre tubos (hasta 7,5 cm) permite una distribución más homogénea de la temperatura superficial, posibilitando trabajar con menores temperaturas de impulsión sin comprometer el confort térmico. Este conjunto de características permite optimizar el rendimiento de la bomba de calor, al reducir la diferencia de temperatura entre generación y emisión.

7.1.3. Funcionamiento del sistema de climatización

La Figura muestra el plano técnico del modelo ecoGEO+ C 5-22 kW, en el que se representan las dimensiones exteriores del equipo y la disposición de las conexiones hidráulicas. Este esquema resulta fundamental para comprender el funcionamiento integral del sistema, ya que permite identificar claramente las entradas y salidas de los tres circuitos principales: el circuito de captación geotérmica (3 y 4), el circuito de calefacción/refrigeración hacia la vivienda (1 y 2), y el circuito de producción de agua caliente sanitaria (5 a 9), que incluye también la recirculación (9) y la entrada de agua fría sanitaria (7). Adicionalmente, se representa el desagüe del equipo (10).

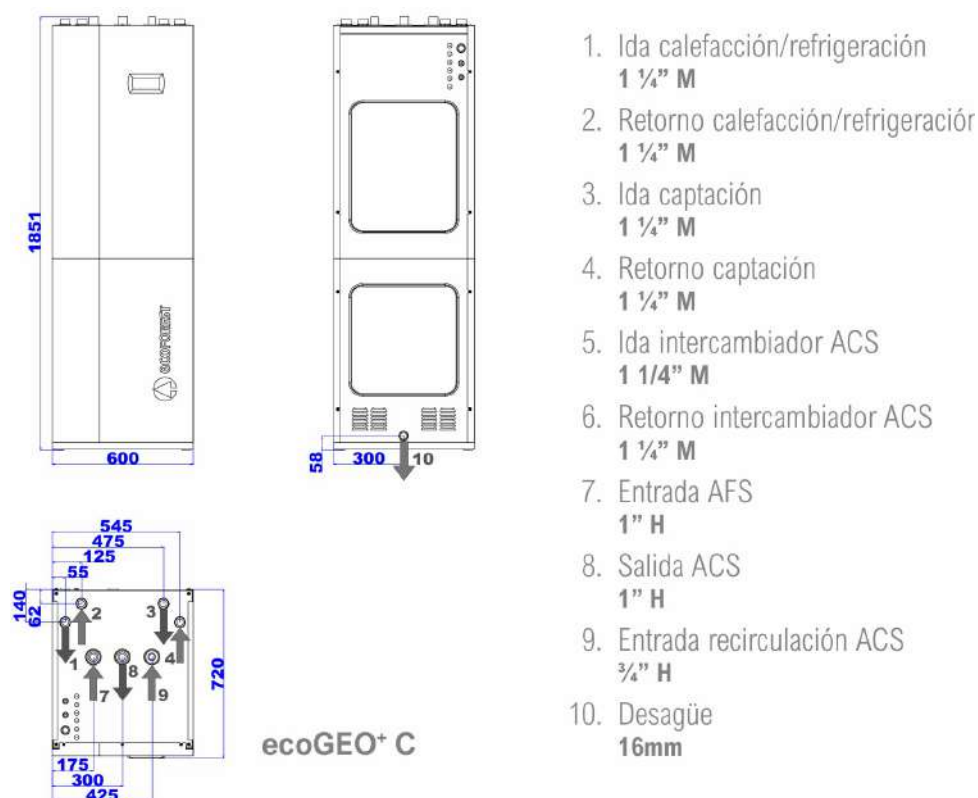


Figura 7.12: Plano acotado de la bomba de calor geotérmica ecoGEO C3 5-22 kW. Fuente: Ficha técnica de la bomba de calor ecoGEO COMPACT 5-22 kW de Ecoforest

La bomba de calor geotérmica instalada en la vivienda dispone de varios modos de funcionamiento que le permiten cubrir de forma eficiente las necesidades de calefacción, refrigeración activa y producción de agua caliente sanitaria (ACS) a lo largo de todo el año.

El principio de funcionamiento se basa en un ciclo termodinámico cerrado con refrigerante R410A, que intercambia calor entre el terreno

y los sistemas interiores mediante distintos circuitos hidráulicos e intercambiadores. La activación de uno u otro modo depende de la configuración de control elegida por el usuario en función de las condiciones exteriores y la demanda térmica de la vivienda.

A continuación, se describen los tres modos principales de funcionamiento disponibles en el modelo ecoGEO C3 5-22 kW instalado.

- **Modo calefacción:** En este modo, la bomba de calor extrae energía térmica del subsuelo mediante el circuito de captación, por el que circula una mezcla de agua y propilenglicol. Esta mezcla absorbe calor del terreno y lo transfiere al refrigerante R410A en el evaporador. El refrigerante evaporado entra en uno o ambos compresores, donde se eleva su presión y temperatura. El gas caliente resultante se conduce al condensador, donde cede su energía al circuito de calefacción (suelo radiante). Tras condensarse, el refrigerante pasa por una válvula de expansión electrónica que reduce su presión y temperatura, cerrando el ciclo. Este proceso se repite de forma continua mientras exista demanda térmica, permitiendo mantener una temperatura interior estable de manera eficiente.
- **Modo refrigeración activa:** Este modo está disponible en los modelos como el instalado en la vivienda, y consiste en invertir el ciclo frigorífico mediante una válvula de 4 vías. En este modo, el condensador pasa a funcionar como evaporador y viceversa. El agua del sistema de climatización circula por el evaporador, donde cede calor al refrigerante, que lo transfiere a su vez a la mezcla anticongelante del circuito de captación geotérmico. Esta mezcla disipa el calor en el subsuelo, actuando como sumidero térmico. La refrigeración activa permite mantener condiciones de confort en verano incluso en climas cálidos, utilizando el terreno como disipador natural del calor interior.
- **Modo producción de agua caliente sanitaria (ACS):** En este modo, la bomba de calor utiliza un intercambiador específico para calentar el agua destinada al consumo sanitario. El sistema emplea la tecnología HTR (High Temperature Recovery), que permite alcanzar temperaturas de hasta 70°C en el acumulador de ACS sin necesidad de resistencias eléctricas auxiliares. Este

modo puede operar de forma independiente o simultáneamente con los modos de calefacción o refrigeración activa, gracias a un diseño interno que permite recuperar parte del calor generado en el ciclo principal y destinarlo a la producción de agua caliente. Esta funcionalidad simultánea mejora el rendimiento global del sistema y reduce el tiempo necesario para alcanzar la temperatura de consigna del ACS.

Todos estos modos de operación son gestionados y configurables desde el panel de control integrado en la propia bomba de calor, el cual permite al usuario seleccionar el modo deseado, ajustar los parámetros de temperatura, horarios y monitorizar el estado del sistema. El panel dispone de una pantalla y seis botones físicos, como se muestra en la siguiente figura, a través de los cuales se accede a los distintos menús de configuración y supervisión del sistema.



Figura 7.13: Panel de control de la bomba de calor geotérmica ecoGEO. Fuente: Manual de usuario bomba de calor ecoGEO.

Además de estos tres modos principales, la bomba de calor incluye múltiples configuraciones y funcionalidades adicionales que amplían su versatilidad y adaptabilidad. Entre ellas se encuentran el control dinámico de curvas climáticas para ajustar automáticamente la temperatura de impulsión, la gestión de depósitos de inercia o de ACS, la función de desescarche automático, la integración con instalaciones fotovoltaicas mediante señales externas y muchas más. Todas estas funciones pueden ser configuradas desde el panel de control o mediante el sistema de gestión remota *ecoSMART*, lo que permite optimizar el comportamiento del sistema según las necesidades térmicas de la vivienda y las condiciones exteriores.[14]

7.1.4. Evaluación del rendimiento energético del sistema de climatización

Para el análisis del rendimiento energético del sistema de climatización se han empleado datos reales obtenidos directamente del contador integrado en la bomba de calor geotérmica. Este sistema de monitorización interna proporciona información detallada tanto de forma instantánea como acumulada, permitiendo conocer, en tiempo real, parámetros como la potencia térmica y eléctrica, el COP instantáneo y las temperaturas de impulsión, retorno y captación. Asimismo, registra de manera mensual y anual la energía térmica o frigorífica útil suministrada (kWh), el SPF correspondiente y el desglose por modos de funcionamiento (calefacción, refrigeración y calentamiento auxiliar). A continuación, se muestra como ejemplo de información instantánea los datos recogidos el 13 de agosto.

En la pantalla principal del contador se puede ver el modo de funcionamiento actual. Arriba a la izquierda se ve que la bomba está encendida y la casita con el sol indicando el funcionamiento en modo verano. A la derecha se indica el modo de operación, donde se ve que la bomba está actuando en modo refrigeración directa (La casita con el copo de nieve) y también aparece el símbolo de la alcachofa de ducha que indica el modo ACS en el que la bomba está enviando agua caliente para elevar la temperatura del acumulador de ACS. Encima se encuentra el medidor energético y en la parte inferior de la pantalla los componentes activos.



Figura 7.14: Pantalla de inicio del contador de la bomba de calor geotérmica. Fuente: Elaboración propia.

En la lectura instantánea correspondiente al mes de agosto, el sistema se encuentra operando en modo refrigeración, lo que explica que la temperatura del circuito de captación geotérmica sea superior a la del circuito de producción. En este modo de funcionamiento, la bomba de calor extrae calor del agua del circuito de producción —que circula hacia el sistema de suelo radiante/refrescante para enfriar el interior— y lo transfiere al terreno a través del circuito de captación, elevando así su temperatura.

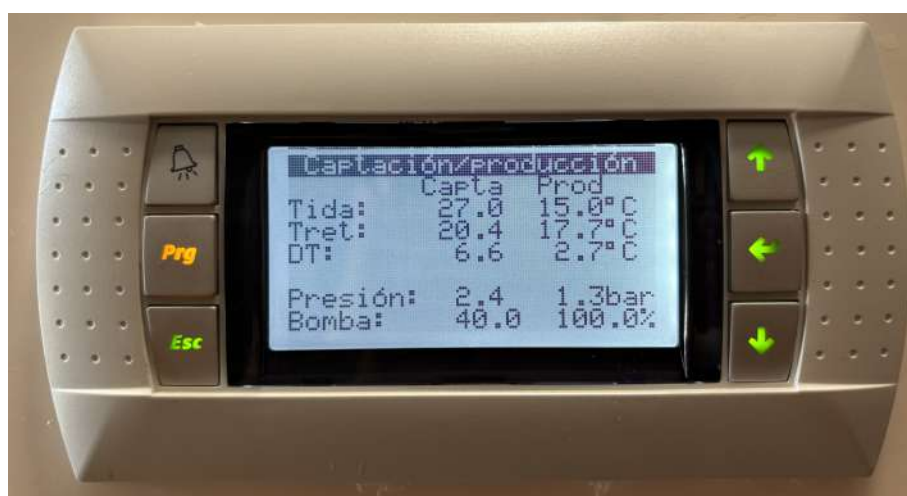


Figura 7.15: Lectura instantánea del contador: temperaturas actuales de captación (ida/retorno) y de producción (ida/retorno). Fuente: *Elaboración propia*.

En la lectura instantánea mostrada en la Figura a continuación, el panel de control de la bomba de calor geotérmica registra la potencia térmica instantánea suministrada en los modos de calefacción y refrigeración, así como dos coeficientes de rendimiento: el COP para calefacción y el EER para refrigeración. En el momento de la medición, el sistema presentaba un COP de 7.2, notablemente superior al valor nominal de ficha técnica en condiciones B0/W35 (COP= 4.9), lo que refleja unas condiciones operativas especialmente favorables, probablemente asociadas a una baja temperatura de impulsión en calefacción. Del mismo modo, el EER instantáneo alcanzó 6.3, superando tanto su valor nominal en condiciones B35/W7 (EER= 5.0). Aunque estos valores instantáneos no son representativos del rendimiento estacional, sí validan el potencial de eficiencia del equipo y sirven de referencia para la interpretación de los resultados mensuales y anuales obtenidos mediante el Seasonal Performance Factor (SPF).



Figura 7.16: Lectura instantánea del contador: Datos de potencia térmica útil y indicadores de rendimiento instantáneos. *Fuente: Elaboración propia.*

$$\begin{aligned}
 \text{COP} &= \frac{\text{POTENCIA TÉRMICA ENTREGADA}}{\text{POTENCIA ELÉCTRICA CONSUMIDA}} = \frac{5 \text{ kW}}{1 \text{ kW}} = 5 \\
 \text{EER} &= \frac{\text{POTENCIA TÉRMICA ENTREGADA}}{\text{POTENCIA ELÉCTRICA CONSUMIDA}} = \frac{4 \text{ kW}}{1 \text{ kW}} = 4
 \end{aligned}$$

Figura 7.17: Fórmulas de cálculo del COP y EER. *Fuente: Catálogo de bombas de calor ecoGEO*

Este tipo de equipos constituye una de las alternativas más eficientes frente a los sistemas de calefacción convencionales. Su principal ventaja radica en los elevados coeficientes de rendimiento (COP), que en condiciones óptimas pueden alcanzar valores de hasta 5,0, lo que equivale a una eficiencia del 500 %. Esta alta eficiencia es posible gracias a que las bombas de calor captan gran parte de la energía que entregan de fuentes renovables y gratuitas, como el aire, el agua o el terreno, reduciendo así de forma significativa la energía eléctrica que deben absorber de la red. En contraste, las calderas tradicionales de gas o gasóleo presentan rendimientos cercanos al 90–100 %, es decir, transforman aproximadamente 1 kW de energía química del combustible en entre 0,9 y 1 kW de energía térmica. De este modo, las eficiencias alcanzadas por una bomba de calor resultan inalcanzables para tecnologías convencionales. A continuación se muestra la comparativa del consumo anual (KWh) y el rendimiento para una vivienda con una

demanda térmica de calefacción de 10 kW en Madrid, implementando distintas tecnologías convencionales frente a la Bomba de calor de ecoGeo+.[15]

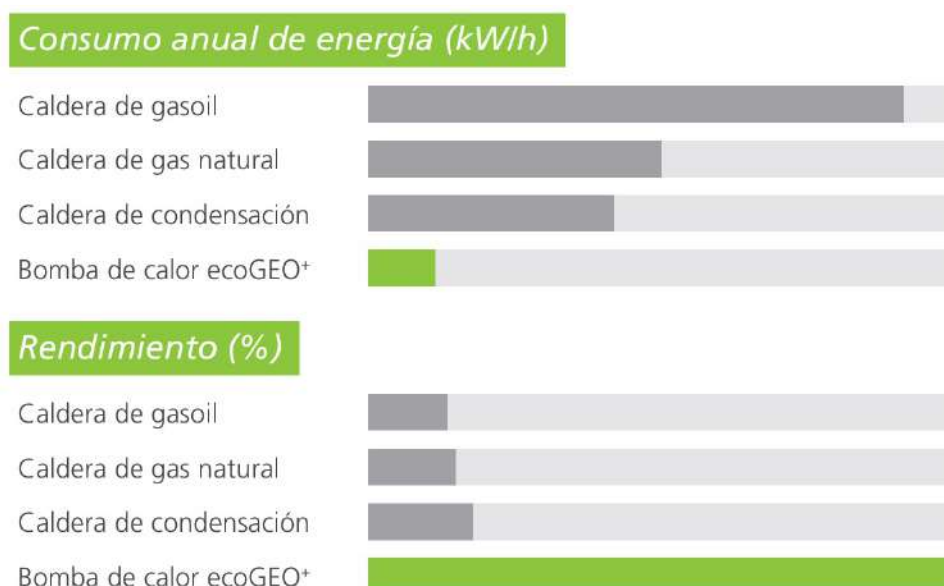


Figura 7.18: Comparativa de consumo anual de energía y rendimiento entre distintos sistemas de calefacción y la bomba de calor ecoGEO+. Fuente: Catálogo de bombas de calor Ecoforest.

Además del contador instantaneo, la Bomba dispone de un contador mensual. Este presenta datos de la potencia térmica útil para calefacción, refrigeración y para el equipo auxiliar de calentamiento y sobretodo, proporciona el Factor de Rendimiento Medio Estacional, en este caso mensual que nos indica si un equipo (Bomba de Calor) realiza un aprovechamiento neto de energía renovable, intercambiando contra el aire, agua, tierra...

$$SPF = \frac{E_{\text{útil}}}{E_{\text{eléctrica}}} \quad (7.3)$$

En el caso de este mes, los datos mensuales recogen solo la información recopilada en lo que va de mes de agosto (13 días). Por lo que no se puede usar como referencia de producción/eficiencia de un mes completo de verano.



Figura 7.19: Datos acumulados del mes actual (agosto) registrados por el contador de la bomba de calor geotérmica. Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en el caso del mes actual, se han recopilado los mismos datos para cada uno de los meses del año, obteniendo así la energía útil suministrada en cada periodo y el correspondiente SPF mensual. Toda esta información se ha registrado en una hoja de cálculo, lo que permite disponer de una base de datos completa para el análisis del rendimiento estacional.

A continuación se muestra el gráfico generado a partir de estos datos, recoge la energía térmica útil generada por la bomba de calor geotérmica para cada uno de sus usos: calefacción, refrigeración y sistema auxiliar. Tal y como era de esperar, en los meses en los que no es necesaria la climatización en modo refrigeración, este sistema permanece apagado, por lo que no se registra producción destinada a este uso. El mes de agosto no se ha incluido en la representación gráfica debido a que no se dispone de datos completos, lo que impediría extraer conclusiones fiables. En el gráfico de barras asociado se observa claramente que la energía útil destinada a calefacción es significativamente mayor en los meses más fríos del año, coherente con la mayor demanda térmica en dicho periodo.

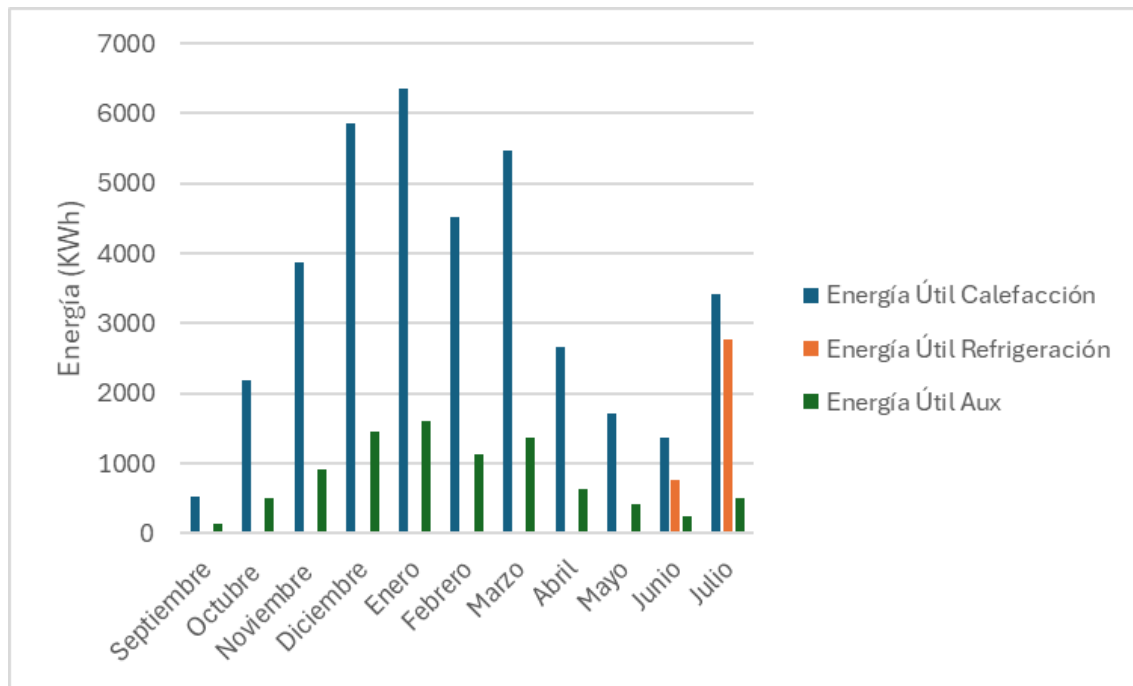


Figura 7.20: Energía útil mensual registrada por el contador (calefacción, refrigeración y auxiliar). Fuente: Elaboración propia.

Se ha generado un gráfico específico que muestra la evolución mensual del SPF del sistema de climatización. Este indicador refleja de manera directa el rendimiento estacional de la bomba de calor, permitiendo comparar su eficiencia relativa en diferentes periodos del año. La visualización de estos datos facilita la identificación de patrones estacionales y posibles oportunidades de optimización en la operación del sistema.



Figura 7.21: Evolución mensual del SPF de la bomba de calor. Fuente: Elaboración propia.

Los valores de SPF más elevados se registran en los meses de junio y julio, coincidiendo con una demanda reducida (sobretudo en julio por vacaciones) y condiciones de operación favorables para la bomba de calor en modo refrigeración. En este periodo, la temperatura del terreno mantiene temperaturas moderadas en captación y se necesitan bajas temperaturas de impulsión lo que permite que el sistema alcance rendimientos superiores a los obtenidos en los meses de máxima demanda invernal. En verano, si hay refrigeración, suele ser continua pero de baja carga, evitando pérdidas por arranques frecuentes.

A partir de los valores de energía térmica útil total y del SPF mensual registrados por el contador de la bomba de calor, se ha calculado el consumo eléctrico mensual procedente de la red. Para ello, se ha aplicado la expresión del SPF (7.3), que relaciona la energía útil suministrada con la energía eléctrica absorbida, despejando esta última como el cociente entre la energía útil y el SPF del mes correspondiente. Este cálculo permite cuantificar de forma directa la demanda eléctrica real del sistema de climatización en cada periodo, información fundamental para evaluar su impacto en el consumo global de la vivienda.

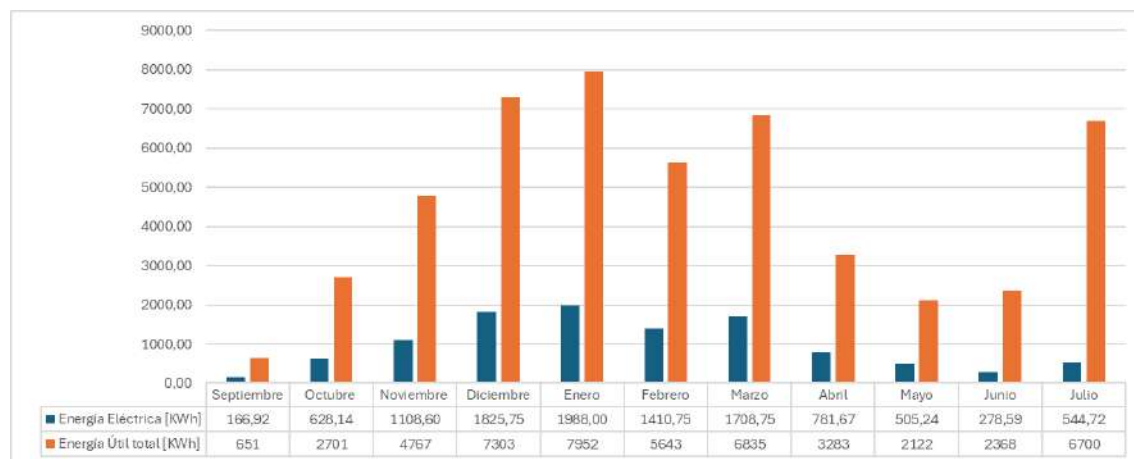


Figura 7.22: Comparativa mensual entre la energía térmica útil suministrada y la energía eléctrica absorbida de la red. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 7.22 presenta la comparación entre la energía térmica útil suministrada por el sistema y la energía eléctrica absorbida de la red en cada mes del año. Se observa que, en todos los casos, la energía útil generada es sustancialmente superior a la consumida, lo que refleja el alto rendimiento de la bomba de calor geotérmica.

Además de los valores mensuales, el contador de la bomba de calor proporciona los datos acumulados de consumo eléctrico y de energía térmica útil correspondientes al último año, así como el SPF anual= 4.7. En este caso, los registros incluyen el mes de agosto, que en el momento de la toma de datos aún no había finalizado. Por ello, las cifras anuales deben interpretarse únicamente como una aproximación, ya que existe un pequeño margen de error derivado de los días restantes de dicho mes para los que todavía no se dispone de información.

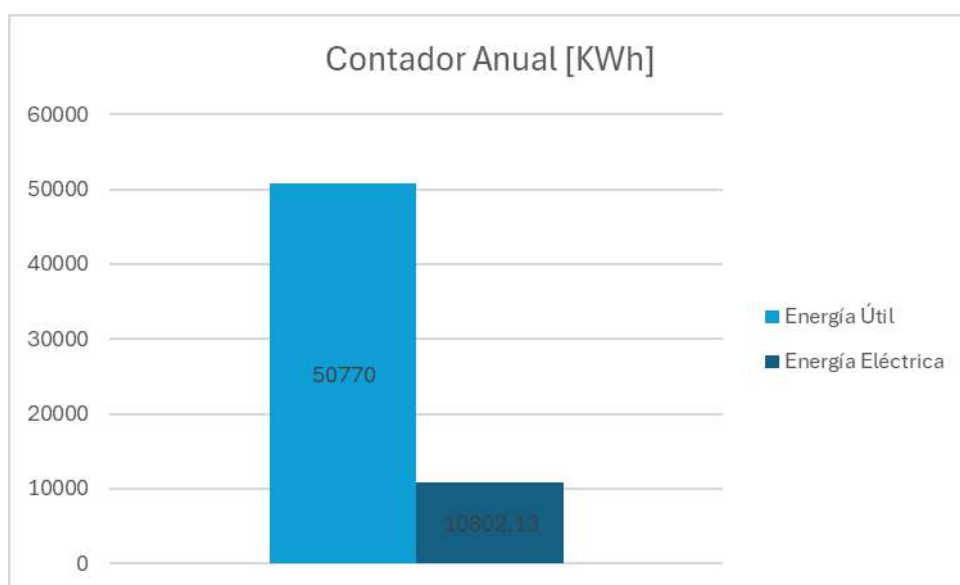


Figura 7.23: Comparativa anual entre la energía térmica útil suministrada y la energía eléctrica absorbida. Fuente: Elaboración propia.

Para hacer más visual la eficiencia energética de este tipo de sistemas de climatización, se comparara el consumo final de mi vivienda destinado a calefacción, refrigeración y ACS con el consumo medio por servicio y hogar equipado obtenidos en una encuesta realizada en el proyecto SPAHOUSEC[16].

Unidad: kWh/hogar	Servicios	Zona Atlántica		Zona Continental		Zona Mediterránea		España	
Pisos	Calefacción	1.992	22,2%	4.408	43,9%	1.573	24,6%	2.670	34,0%
	Agua caliente sanitaria	2.255	25,1%	2.313	23,0%	1.646	25,8%	1.958	24,9%
	Cocina	932	10,4%	683	6,8%	492	7,7%	618	7,9%
	Refrigeración	528	5,9%	225	2,2%	127	2,0%	151	1,9%
	Iluminación	361	4,0%	292	2,9%	476	7,5%	397	5,1%
	Electrodomésticos	2.665	29,7%	1.885	18,8%	1.839	28,8%	1.828	23,3%
	Standby	250	2,8%	238	2,4%	233	3,6%	237	3,0%
	TOTAL	8.981,866	100%	10.044,848	100%	6.386,105	100%	7.859,112	100%
Unifamiliares	Calefacción	9.938	45,9%	15.270	71,2%	9.245	63,3%	11.311	66,5%
	Agua caliente sanitaria	1.394	6,4%	1.858	8,7%	1.607	11,0%	1.664	9,8%
	Cocina	1.646	7,6%	1.146	5,3%	819	5,6%	1.019	6,0%
	Refrigeración	5.201	24,0%	275	1,3%	175	1,2%	209	1,2%
	Iluminación	332	1,5%	423	2,0%	471	3,2%	439	2,6%
	Electrodomésticos	2.966	13,7%	2.261	10,5%	2.060	14,1%	2.154	12,7%
	Standby	192	0,9%	213	1,0%	222	1,5%	216	1,3%
	TOTAL	21.670,481	100%	21.445,292	100%	14.598,351	100%	17.011,982	100%
España	Calefacción	4.015	35,7%	7.342	55,9%	3.972	44,3%	5.172	49,2%
	Agua caliente sanitaria	2.038	18,1%	2.193	16,7%	1.638	18,3%	1.877	17,8%
	Cocina	1.116	9,9%	815	6,2%	595	6,6%	737	7,0%
	Refrigeración	757	6,7%	238	1,8%	142	1,6%	170	1,6%
	Iluminación	353	3,1%	329	2,5%	474	5,3%	410	3,9%
	Electrodomésticos	2.745	24,4%	1.992	15,2%	1.908	21,3%	1.924	18,3%
	Standby	235	2,1%	231	1,8%	229	2,6%	231	2,2%
	TOTAL	11.259,109	100%	13.140,647	100%	8.958,722	100%	10.520,629	100%

Figura 7.24: Consumo energético medio por servicio en vivienda (kWh/hogar·año). Fuente: IDAE, SPAHOUSEC

Si observamos la tabla de SPAHOUSEC en la categoría Unifamiliares y zona Continental, al sumar los consumos de calefacción (15 270 kWh), ACS (1 858 kWh) y refrigeración (275 kWh), los tres servicios cubiertos por mi sistema de climatización, se obtiene un total de 17 403 kWh/hogar·año, que constituye el 81,2 % del consumo energético final total en este tipo de vivienda (21 445 kWh).



Figura 7.25: Consumo eléctrico anual de la vivienda. Fuente: App: FusionSolar

Mientras que cogiendo el consumo de mi vivienda en el último año 2024, el consumo total es de (19 090 kWh). Usando como consumo anual de mi vivienda la suma de consumos mensuales obtenidos por el contador de mi BCG con un pequeño factor de corrección para el mes de agosto en el que vamos a asumir que el consumo es dos veces el proporcionado ya que esta contabilizada aproximadamente la mitad

del mes, tendríamos un consumo dedicado al sistema de climatización + ACS de (11 068,24 kWh) que constituye un 57,98 % del total.

7.2 Análisis de producción y aprovechamiento fotovoltaico

La decisión de incorporar generación fotovoltaica en la vivienda surgió con el objetivo principal de reducir la factura eléctrica disminuyendo la energía importada de la red. Se trata de una vivienda todo eléctrica con un consumo elevado por la presencia de un vehículo eléctrico, un sistema de climatización por geotermia y una superficie construida de 414,65 m². La cubierta es de teja (imitación pizarra) a distintas aguas, mayoritariamente orientadas al Sur y con inclinaciones inferiores a 40°.

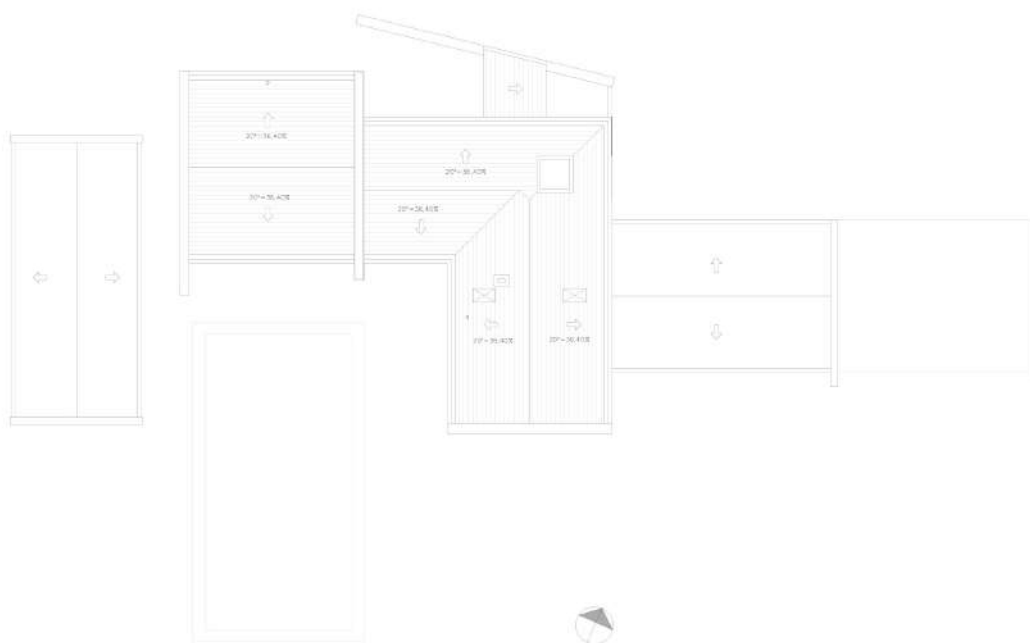


Figura 7.26: Plano de cubierta de la vivienda. Fuente: Planos de arquitectura de la vivienda.

Para el dimensionado preliminar se consideró un consumo mensual medio de ~2000 kWh. No obstante, con los registros de 2024 19 090 kWh/año el consumo medio real se sitúa en 1 590,83 kWh/-mes. Como criterio de diseño se fijó cubrir en torno al 80 % de dicho consumo mediante producción solar, lo que exige ~1 600 kWh/mes (unos 50 kWh/día) de energía generada. Esa demanda apuntaba a una potencia pico de referencia en torno a 11,5 kWh (p. ej., 36 módulos de 320 W). Sin embargo, superar 10 kWh implicaba un régimen de tramitación y ayudas menos favorable en el momento de la ejecución, por lo que finalmente se optó por una instalación de 9,6 kWh.

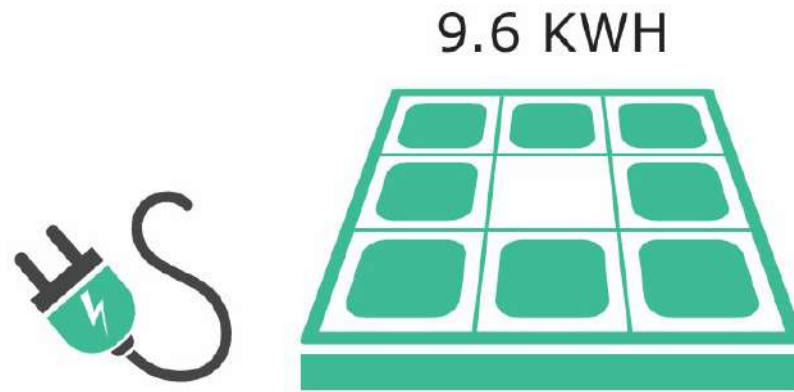


Figura 7.27: Propuesta fotovoltaica de Comunidad Solar con potencia pico de 9,6 kWp.

7.2.1. Configuración instalada

Para extender la producción a lo largo del día y minimizar pérdidas por sombreados parciales, además de mantener la estética de la casa los 32 módulos se agrupan en tres bloques independientes:

- **Bloque A (faldón Sur):** 16 módulos dispuestos en configuración 2×8 .
- **Bloque B (faldón Suroeste):** 8 módulos en configuración 2×4 .
- **Bloque C (faldón Sureste):** 6 módulos en configuración 2×3 .



(a) Bloque A (2×8 , faldón Sur).

(b) Bloque B (2×4 , faldón SO).

(c) Bloque C (2×3 , faldón SE).

Figura 7.28: Imágenes representativas de los bloques de módulos en cubierta. Fuente: Propuesta Comunidad Solar.

La instalación propuesta se dimensionó con componentes de fabricantes de primera línea, priorizando fiabilidad, garantías y disponibilidad de repuestos. Para el generador fotovoltaico se propusieron módulos monocristalinos Sharp de 320 W con acabado all-black, que cuentan con 15 años de garantía de producto y 25 años de garantía de producción. La conversión de CC a CA y la gestión energética recaen

en dos inversores híbridos monofásicos Huawei 6 KTL (SUN2000-6KTL-L1), con 10 años de garantía, preparados para integración con baterías. La estructura de montaje emplea herrajes de aluminio y sistemas de fijación con reconocimientos internacionales, asegurando resistencia mecánica y durabilidad frente a la intemperie.



Figura 7.29: Módulo fotovoltaico instalado. Fuente: ficha técnica del fabricante.

Los módulos instalados son de tipo *half-cell* (célula partida), una tecnología que ofrece para el usuario un rendimiento típicamente un 2–3 % superior y una mayor eficiencia global. En estos módulos, las células completas se seccionan en dos mitades y el panel se divide en dos semimódulos (superior e inferior). Al cortar las células, la corriente que circula por cada una se reduce a la mitad y, en consecuencia, las pérdidas resistivas tanto a nivel de célula como de módulo disminuyen aproximadamente a una cuarta parte. Esta menor corriente reduce la temperatura de operación, incrementando la longevidad del conjunto. Además, el uso de tres cajas de conexiones compactas, cada una con un diodo de derivación, limita la transferencia térmica a las células

situadas bajo ellas. La división del recorrido de la corriente acorta las trayectorias internas y reduce adicionalmente las pérdidas ohmicas, mejorando el rendimiento general. Un beneficio práctico clave es su mejor tolerancia al sombreado lineal: con montaje vertical, si la mitad inferior del módulo queda en sombra (p. ej., por sombreado entre filas en cubiertas inclinadas), la mitad superior puede seguir aportando del orden del 50 % de la potencia, frente a la desconexión casi total típica de un módulo de célula completa. En conjunto, esta arquitectura permite alcanzar potencias superiores, mayores rendimientos por sistema y una durabilidad mejorada.

Bajo irradiación, los módulos generan corriente continua (CC) que se agrupa en strings, que son un conjunto de módulos FV conectados en serie; las conexiones en serie elevan la tensión y las paralelas elevan la corriente, por lo que el dimensionado debe respetar la tensión máxima del sistema (1000 V DC) y aplicar el factor de diseño 1,25 a V_{oc} e I_{sc} para seleccionar conductores, protecciones y equipos. En el modelo NU - JC320B el máximo en serie recomendado es 20 módulos (condición de V_{oc} a -40°C).

Figure 1. SERIES for more voltage

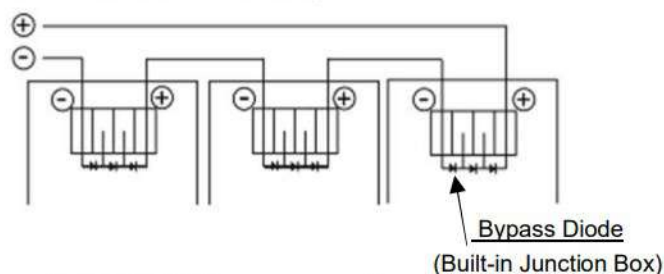


Figure 2. PARALLEL for more current

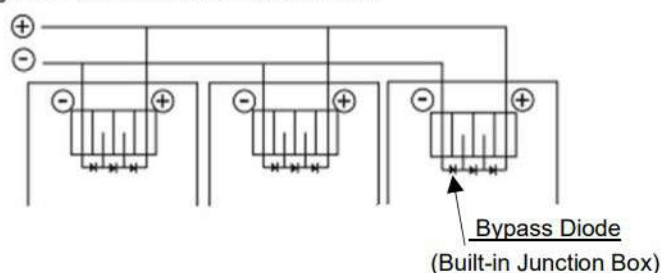


Figura 7.30: Conexión de módulos fotovoltaicos en serie y en paralelo. Fuente: Manual de instalación SHARP NU-JC330/NU-JC320B.

Otras características de la instalación fotovoltaica:

- **Paralelos seguros:** si se conectan strings en paralelo, el fabricante exige **1 diodo** en serie por cada **1–2 strings** o **1 fusible por string** para prevenir corrientes inversas. No se permiten otras configuraciones de paralelo.
- **Diodos de bypass:** integrados en la caja de conexiones, derivan la corriente cuando una subcadena se sombrea, mitigando puntos calientes y pérdida de potencia del string completo.
- **Entorno y mantenimiento:** rango ambiental ensayado -40° a 40° y hasta 100 % HR.

La instalación funciona así: los paneles solares convierten la luz en electricidad de corriente continua y se conectan en pequeñas “cadenas” (series de paneles) para alcanzar la tensión adecuada. Esa electricidad entra en los inversores híbridos, que la transforman en corriente alterna con una eficiencia máxima del 98,4 % (97,8 % eficiencia europea), primero alimentan las cargas (lo que está encendido). Si en ese momento sobra energía, el inversor carga la batería; y si aun así sigue sobrando, la envía a la red para compensación. Cuando no hay sol o la demanda es alta, el sistema descarga la batería y, si hace falta, toma el resto de la red. Para sacar el máximo rendimiento, el inversor ajusta continuamente el punto de trabajo de los paneles para extraer la máxima potencia posible en cada instante (lo que se llama seguimiento del punto de máxima potencia o MPPT); como la cubierta tiene varios faldones con orientaciones distintas, cada inversor dispone de dos canales independientes que optimizan por separado cada grupo de paneles para evitar pérdidas por sombras o diferencias de orientación. Todo ello se controla con electrónica de protección (anti-isla, sobretensiones, etc.) y una app de monitorización que muestra producción, consumo, carga/descarga de la batería y energía intercambiada con la red.[17]

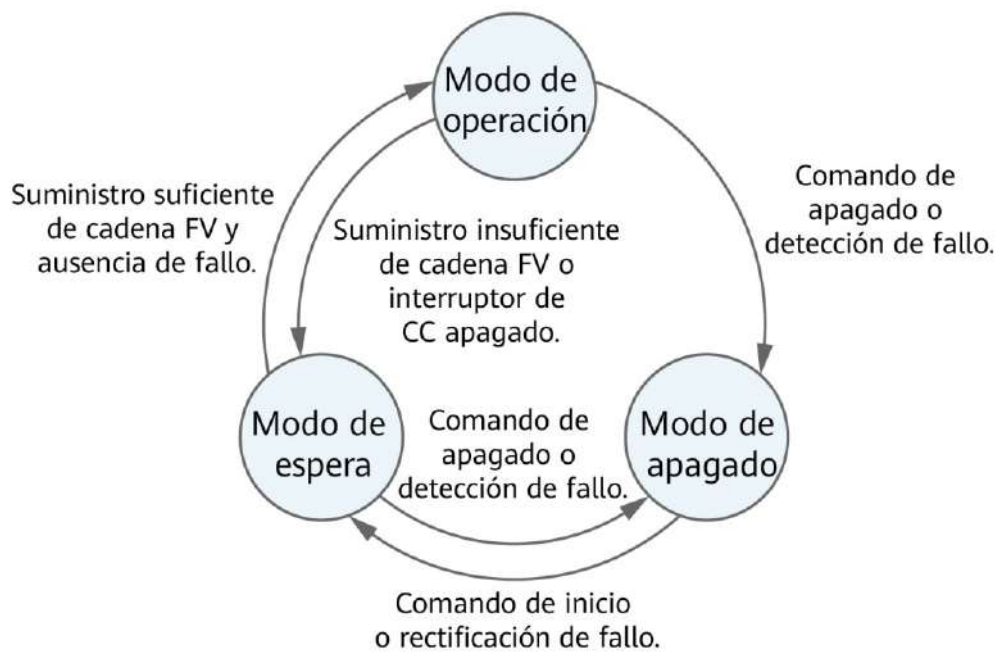


Figura 7.31: Esquema de funcionamiento de los inversores híbridos. Fuente: Manual Huawei SUN2000-6KTL-L1

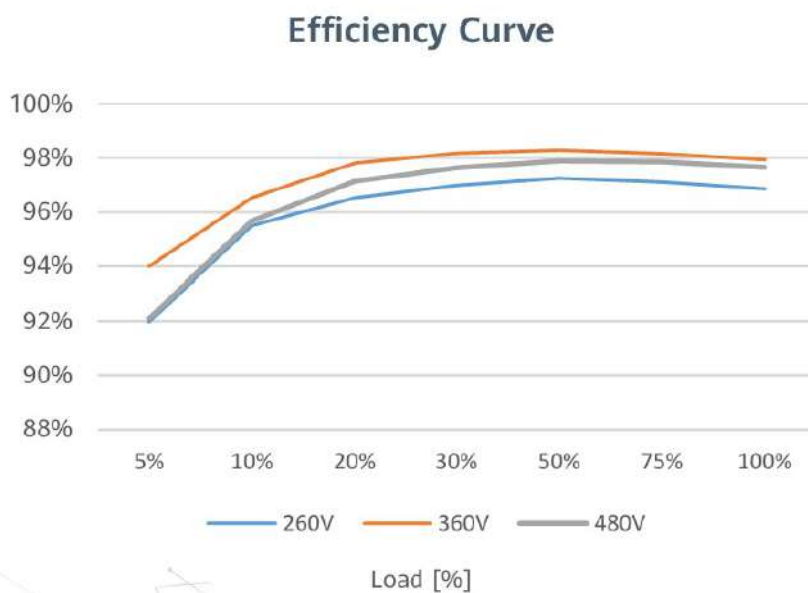


Figura 7.32: Curva de eficiencia del inversor Huawei SUN2000-6KTL-L1. Fuente: ficha técnica del fabricante.

7.2.2. Integración con almacenamiento

La instalación fotovoltaica está integrada con un sistema de almacenamiento Huawei LUNA2000, diseñado para trabajar de forma nativa con los inversores SUN2000 instalados. La batería permite acumular la energía excedente generada durante las horas de mayor irradiación

solar y aprovecharla en los periodos de menor producción o durante la noche, aumentando así el grado de autoconsumo y reduciendo la dependencia de la red. La comunicación entre inversor y batería es directa, lo que garantiza una gestión eficiente de los flujos de carga y descarga. Además, el sistema es modular y escalable, lo que permite ampliar la capacidad de almacenamiento en el futuro en función de las necesidades energéticas de la vivienda. Esta integración convierte a la instalación en un sistema más flexible y eficiente, capaz de adaptarse mejor a los patrones de consumo eléctrico de la vivienda.

En el caso de la vivienda objeto de estudio, el sistema de almacenamiento corresponde a una Huawei LUNA2000 de 15 kWh, configurada a partir de tres módulos de 5 kWh conectados a un módulo de potencia. El módulo de potencia se encarga de gestionar el flujo bidireccional de energía entre la batería, los inversores y la red de la vivienda, asegurando un funcionamiento coordinado y seguro.

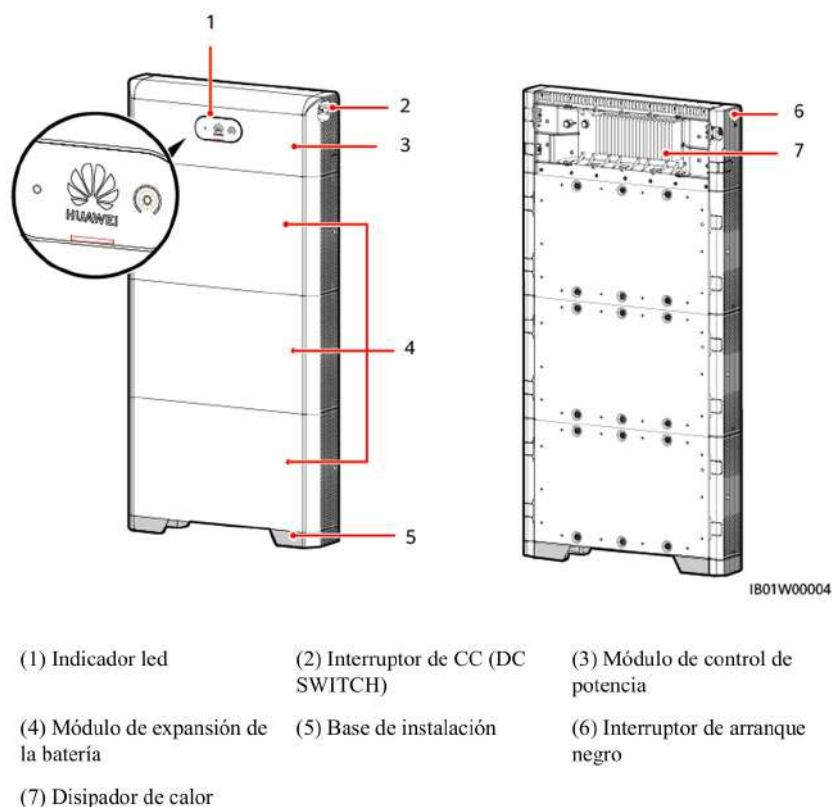


Figura 7.33: Sistema de almacenamiento Huawei LUNA2000 compuesto por módulos de batería y módulo de potencia. Fuente: Manual de usuario Huawei LUNA2000.

7.2.3. Monotorización, producción y reparto de energía

Para evaluar el comportamiento real de la instalación fotovoltaica y su interacción con los diferentes consumos de la vivienda, se han utilizado los datos proporcionados por la aplicación de monitorización FusionSolar. Esta herramienta permite registrar la producción de energía, el consumo eléctrico de la vivienda y el reparto de dicha energía en función de sus distintos destinos (consumo directo, carga de batería, exportación a red, etc.). Es importante señalar que los valores registrados varían en función de la estacionalidad y de los patrones de uso, por lo que el análisis se realiza tomando como referencia periodos representativos. A continuación, se estudiarán en detalle dos jornadas concretas, una en invierno y otra en verano, que servirán como casos de referencia para ilustrar la producción, el autoconsumo y la gestión energética en condiciones climáticas y de demanda diferenciadas.

En la Figura 7.34 se representa el balance energético de un día de verano soleado, en el que se aprecia el reparto entre generación fotovoltaica, consumos y uso de la batería. Durante las horas nocturnas, el consumo de la vivienda se cubre principalmente mediante la descarga de la batería, lo que se observa en la superposición de la curva de descarga (azul oscuro) con la curva de consumo (naranja). El pico nocturno de demanda se asocia, entre otros factores, a la recarga del vehículo eléctrico. A partir de las 8:00 h comienza la producción fotovoltaica, que describe la típica curva en forma de campana, alcanzando un pico cercano a los 8 kW y manteniéndose activa hasta las 20:00–21:00 h. La energía solar generada se destina en primer lugar a cubrir los consumos instantáneos (representados en verde oscuro), asociados principalmente al funcionamiento de la depuradora de la piscina, y cuando existe excedente, este se utiliza para recargar la batería (azul claro). Es importante destacar que, en el mes de junio, el sistema geotérmico aún no suele estar en funcionamiento en modo de refrigeración debido a que las temperaturas exteriores no lo requieren, lo que se traduce en una demanda energética algo menor que en los meses de máximo calor. En el día analizado, la vivienda registró un consumo total de 48,91 kWh, de los cuales 40,38 kWh fueron aportados por la combinación de la batería y la producción fotovoltaica directa, lo que supone un grado de autosuficiencia del 82,56 %.



Figura 7.34: Producción y consumo energético registrados por la aplicación FusionSolar en un día de verano (16/06/2025). Fuente: aplicación FusionSolar.



Figura 7.35: Producción y consumo energético registrados por la aplicación FusionSolar en un día de invierno (11/01/2025). Fuente: aplicación FusionSolar.

En la Figura 7.35 se muestra el comportamiento energético de la instalación durante una jornada de invierno. A diferencia del escenario veraniego, se observa claramente el funcionamiento del

sistema geotérmico en modo calefacción, lo que se refleja en los picos de consumo eléctrico distribuidos a lo largo de todo el día. La producción fotovoltaica, mucho más reducida en esta época del año, apenas describe una campana que alcanza un máximo de unos 6 kW y que finaliza en torno a las 18:00 h, momento a partir del cual ya no se registra generación solar. La energía captada se destina en gran medida a la recarga de la batería, con un aporte puntual a los consumos directos. Asimismo, entre las 14:00 y las 16:00 h se aprecia un repunte del consumo atribuible a la recarga del vehículo eléctrico. En términos globales, el balance energético refleja un consumo total de 56,51 kWh, de los cuales únicamente 20,15 kWh procedieron de la autoproducción combinada de la batería y la generación fotovoltaica directa, lo que representa un grado de autosuficiencia del 35,66 %. Este contraste con el escenario estival pone de manifiesto una mayor dependencia de la red durante los meses de invierno, incluso en días medianamente soleados.

En la Figura 7.36 se muestra el balance mensual de producción y consumo energético de la vivienda a lo largo de 2024. Se observa que los meses de abril a julio presentan una producción fotovoltaica superior al consumo, alcanzando valores en torno a 1,5 MWh, mientras que en agosto, a pesar de la elevada generación solar, el consumo de la vivienda supera a la producción debido principalmente al funcionamiento de la geotermia en modo refrigeración durante las semanas de mayor calor. En contraste, los meses más fríos del año concentran una producción significativamente menor, en la mayoría de los casos por debajo de 0,8 MWh (aproximándose incluso a 0,5 MWh), a la vez que el consumo se incrementa por la demanda térmica asociada a la calefacción geotérmica. La recarga y descarga de la batería se mantiene de forma relativamente constante a lo largo del año, constituyendo una fuente estable de autoconsumo. En términos globales, la vivienda alcanza un grado de autosuficiencia anual del 46,36 %, lo que implica que un 56,64 % de la energía consumida procede de la red. Adicionalmente, del total de la energía producida al año por la instalación fotovoltaica, un 31,74 % se exporta como excedente de autoconsumo, compensado en la factura a razón de 0,1 €/kWh.



Figura 7.36: Consumo y producción fotovoltaica registrados por la aplicación FusionSolar durante el año 2024. Fuente: aplicación FusionSolar.

Con el objetivo de visualizar de forma más clara la evolución de los indicadores de desempeño de la instalación fotovoltaica, se han elaborado gráficos que muestran la variación mensual de la tasa de

autoconsumo y de la tasa de autosuficiencia. La tasa de autoconsumo se define como

$$AC = \frac{E_{\text{autoconsumida}}}{E_{\text{generada}}} \quad (7.4)$$

mientras que la tasa de autosuficiencia se calcula mediante la expresión

$$AS = \frac{E_{\text{autoconsumida}}}{E_{\text{consumo total}}} \quad (7.5)$$

donde $E_{\text{autoconsumida}}$ corresponde a la energía solar utilizada directamente en la vivienda incluyendo el almacenamiento en baterías, E_{generada} a la energía total producida por el sistema fotovoltaico y $E_{\text{consumo total}}$ al consumo eléctrico global de la vivienda. Estos indicadores permiten analizar, a lo largo del año, tanto el grado de aprovechamiento de la producción fotovoltaica como el nivel de independencia respecto a la red eléctrica.



Figura 7.37: Evolución de la tasa de autosuficiencia de la vivienda en el año 2024. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la aplicación FusionSolar.

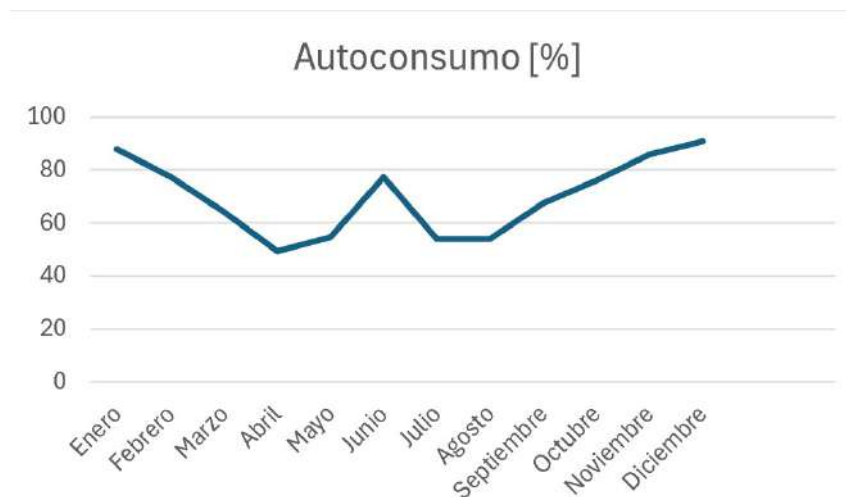


Figura 7.38: Evolución de la tasa de autoconsumo de la vivienda en el año 2024. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la aplicación FusionSolar.

El análisis de los indicadores de desempeño de la instalación fotovoltaica revela comportamientos diferenciados entre la tasa de autoconsumo y la tasa de autosuficiencia a lo largo del año.

En primer lugar, la tasa de autosuficiencia presenta una marcada variación estacional, alcanzando valores mínimos en invierno (18 % en enero) y máximos en verano (cercanos al 88 % en junio, julio y agosto). Este patrón responde directamente a la disponibilidad de radiación solar: durante los meses de mayor irradiancia, la instalación es capaz de cubrir prácticamente la totalidad de la demanda eléctrica de la vivienda, mientras que en los meses invernales la dependencia de la red aumenta de forma considerable.

Por otro lado, la tasa de autoconsumo se mantiene en niveles elevados durante todo el año, con valores comprendidos entre el 49 % y el 91 %. El hecho de que esta tasa no presente una estacionalidad tan marcada se debe a que relaciona la energía efectivamente utilizada con la generación propia. En los meses de menor producción (invierno), aunque la contribución fotovoltaica es reducida en términos absolutos, prácticamente toda la energía generada se aprovecha en la vivienda, lo que explica los altos porcentajes de autoconsumo (87,8 % en enero y 90,8 % en diciembre). En cambio, en los meses de máxima producción (junio-agosto), una parte significativa de la energía excedentaria se vierte a la red, lo que reduce la tasa de autoconsumo a valores en torno al 54 %.

En conjunto, estos resultados reflejan que la instalación maximiza su aportación en los meses de alta irradiación, logrando elevados niveles de autosuficiencia, mientras que en los meses de baja producción se incrementa el aprovechamiento relativo de la energía generada, garantizando así un elevado grado de autoconsumo anual.

7.2.4. Análisis normativo y comparativo de la eficiencia energética de la vivienda

En el marco normativo español, el Documento Básico HE (DB-HE) de Ahorro de Energía del Código Técnico de la Edificación [2] establece las exigencias básicas para garantizar que los edificios alcancen un uso eficiente de la energía, reduciendo el consumo y fomentando la integración de energías renovables. Este documento es de aplicación tanto a edificios de nueva planta como a ampliaciones, reformas importantes y cambios de uso en edificaciones existentes, adaptando los requisitos a las características de cada intervención.

Dentro de este marco, el apartado HE0 – Limitación del consumo energético establece un valor máximo de consumo de energía primaria total y de energía primaria no renovable, en función de la tipología edificatoria y de la zona climática en la que se ubique el edificio. Habitualmente, la verificación de este requisito se lleva a cabo mediante herramientas de simulación energética reconocidas por el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana (como HULC o CE3X), que permiten modelar el comportamiento energético del edificio considerando la envolvente térmica, los sistemas de climatización, ventilación, producción de ACS e iluminación.

En el presente trabajo, dado que no se disponía de todos los parámetros técnicos necesarios para realizar una simulación completa con dichas herramientas, se ha optado por una aproximación basada en datos reales de consumo energético de la vivienda objeto de estudio. Para ello se han utilizado los registros de energía importada de la red, junto con la superficie útil de la vivienda y los factores de paso oficiales del CTE, de manera que pueda estimarse el indicador $Cep,nren$ y compararse con los valores límite establecidos para la zona climática correspondiente.

A pesar de tratarse de una vivienda ya existente, y por tanto

no estar sujeta de forma estricta a los requisitos de cumplimiento establecidos en el DB-HE 0, se ha considerado de interés realizar la estimación del indicador Cep_{nren} . El objetivo es disponer de una referencia objetiva que permita evaluar el grado de eficiencia energética de la vivienda en relación con los valores límite que establece la normativa vigente para edificios de nueva construcción. De este modo, se obtiene una visión comparativa del comportamiento energético de la vivienda frente a los estándares actuales de eficiencia.

Se estimará el consumo de energía primaria no renovable en el año 2024 a partir de los consumos reales importados de la red y los factores de paso oficiales [18] (Paso A: recursos usados), referidos a la superficie útil de la vivienda. Para un suministro íntegramente eléctrico, la expresión adoptada es:

$$Cep_{nren} = \frac{E_{red} \cdot f_{p,nren}^{elec,A}}{A_{util}} \quad (7.6)$$

donde E_{red} es la energía final eléctrica importada en el año analizado destinada a ACS, calefacción y refrigeración, $f_{p,nren}^{elec,A}$ el factor de paso a energía primaria no renovable para electricidad (Paso A) y A_{ref} la superficie útil de la vivienda.

En el cálculo del consumo de energía primaria no renovable (Cep_{nren}) definido en el Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE) del CTE, no se consideran todos los usos eléctricos de la vivienda, sino únicamente aquellos asociados a los servicios técnicos regulados por la normativa: Calefacción, Refrigeración, Agua Caliente Sanitaria (ACS) (y, en edificios terciarios, también la iluminación regulada).

Esto se debe a que el CTE tiene como objetivo evaluar la eficiencia energética del edificio en lo relativo a su demanda térmica y a las instalaciones necesarias para cubrirla, no a los consumos derivados de los usos domésticos particulares (electrodomésticos, cocina, entretenimiento, vehículo eléctrico, etc.), que dependen más del comportamiento del usuario que de la calidad energética del edificio.

En otras palabras, el indicador Cep_{nren} se centra en la parte

de la energía que está intrínsecamente ligada a la envolvente, los sistemas de climatización y el ACS, ya que son estos los que reflejan la eficiencia constructiva y tecnológica de la edificación. Los consumos eléctricos complementarios pueden ser muy variables entre viviendas idénticas y, por tanto, no resultan representativos para evaluar el cumplimiento de una normativa que busca garantizar la eficiencia mínima del parque edificatorio.

Por ello, para obtener el consumo de energía final importada en la vivienda estudiada se recurre a la App de Iberdrola que muestra el consumo mensual destinado a cada uno de los servicios y se suman únicamente los relevantes para este cálculo para cada uno de los meses. A continuación se muestra un ejemplo visual de los consumos de Octubre 2024.

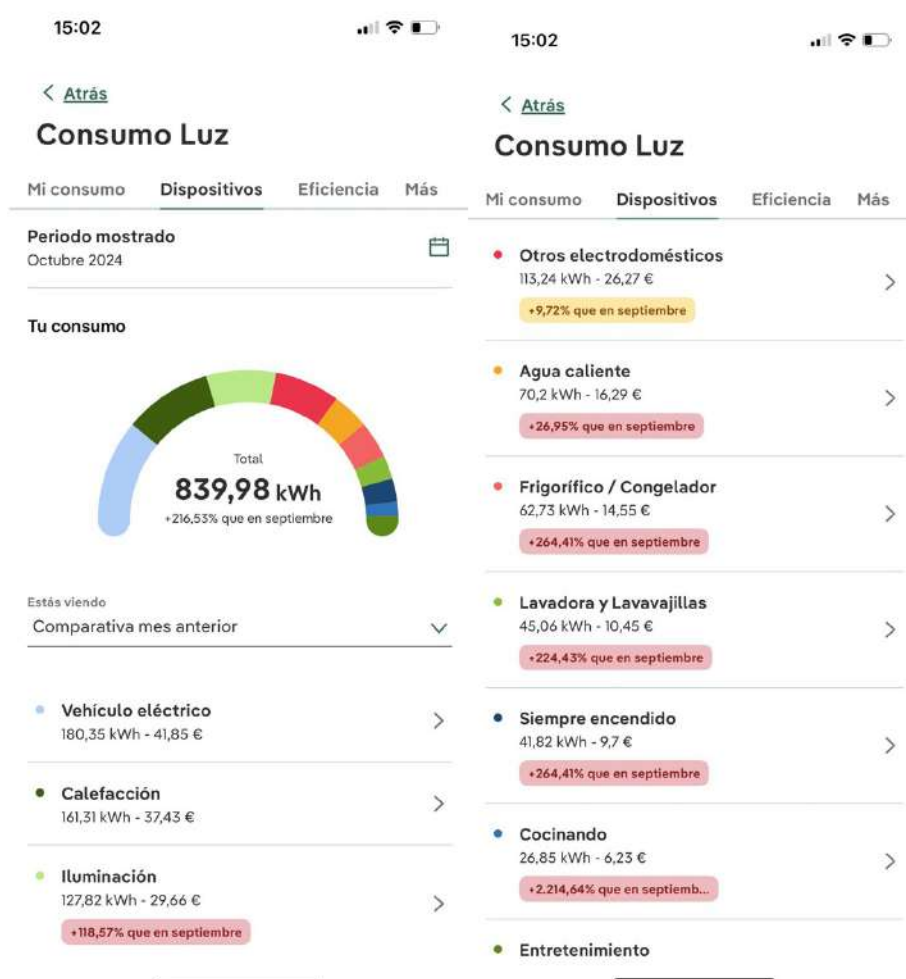


Figura 7.39: Distribución del consumo eléctrico por servicios en octubre de 2024. Fuente: app Iberdrola.

En el proceso de estimación del consumo de energía primaria, es

necesario convertir la energía final importada de la red en energía primaria mediante los factores de paso oficiales publicados en el CTE. Para ello se ha seleccionado el vector energético *Electricidad*, con origen de *RED* y uso en *Suministro* (calefacción, refrigeración y ACS), utilizando el factor de paso correspondiente en su modalidad de cálculo A (recursos usados). La Figura 7.40 muestra la captura de la herramienta oficial del CTE donde se visualiza la tabla empleada para dicha selección.

Factores definidos reglamentariamente (según localización)

Vector energético	Origen	Uso	Paso	Energía primaria		Emisiones
				$f_{ep,ren}$	$f_{ep,nren}$	f_{CO_2}
ELECTRICIDAD	RED	SUMINISTRO	A	0.414	1.954	0.331

Figura 7.40: Selección del factor de paso de energía primaria no renovable en la península.
Fuente: CTE.

La superficie útil de la vivienda es ls siguiente:

Espacio	Superficie (m ²)
Planta baja	164
Planta primera	125,65
Porche cubierto	50,35
TOTAL	340

Cuadro 7.2: Metros de superficie útil de la vivienda. Fuente: Planos de arquitectura.

A partir de la suma de todos los consumos relevantes para el cálculo en cada uno de los meses de 2024, se obtiene un valor de energía importada de la red de **3741,64 kWh/año**.

Consumo Enero 2024		Consumo Febrero 2024		Consumo Marzo 2024	
ACS	76,72	ACS	71,2	ACS	84,89
Electrodomésticos	105,2	Electrodomésticos	61,71	Electrodomésticos	73,26
Vehículo eléctrico	205,34	Vehículo eléctrico	334,11	Vehículo eléctrico	149,14
Iluminación	152,91	Iluminación	131,83	Iluminación	118,88
Calefacción	799,78	Calefacción	355,11	Calefacción	319,11
Cocinando	54,96	Cocinando	34,93	Cocinando	38,28
Lavadora y lavavajillas	83,11	Lavadora y lavavajillas	53,9	Lavadora y lavavajillas	28,26
Frigorífico y congelador		Frigorífico y congelador		Frigorífico y congelador	
	232,13		164,67		144,27
Entretenimiento	22	Entretenimiento	12,47	Entretenimiento	7,67
Siempre encendido	154,74	Siempre encendido	109,77	Siempre encendido	96,19
TOTAL	1886,89	TOTAL	1329,7	TOTAL	1059,95
	876,5		426,31		404

Consumo Abril 2024		Consumo Mayo 2024		Consumo Junio 2024	
ACS	123,35	ACS	98,54	ACS	38,96
Electrodomésticos	66,24	Electrodomésticos	86,03	Electrodomésticos	45,29
Vehículo eléctrico	56,96	Vehículo eléctrico	61,93	Vehículo eléctrico	0
Iluminación	82,41	Iluminación	81,57	Iluminación	43,21
Calefacción	118,25	Aire acondicionado	0	Aire acondicionado	0
Cocinando	7,64	Cocinando	0	Cocinando	8,7
Lavadora y lavavajillas	4,51	Lavadora y lavavajillas	0	Lavadora y lavavajillas	6,18
Frigorífico y congelador		Frigorífico y congelador		Frigorífico y congelador	
	47,71		46,52		7,55
Entretenimiento	0	Entretenimiento	0	Entretenimiento	3,6
Siempre encendido	31,81	Siempre encendido	31,02	Siempre encendido	5,03
TOTAL	538,88	TOTAL	405,61	TOTAL	158,52
	241,6		98,54		38,96

Figura 7.41: Consumo mensual desagregado por usos en la vivienda (2024)

Consumo Julio 2024		Consumo Agosto 2024		Consumo Septiembre 2024	
ACS	29,04	ACS	78,76	ACS	53,51
Electrodomésticos	25,76	Electrodomésticos	171,37	Electrodomésticos	99,88
Vehículo eléctrico	23,6	Vehículo eléctrico	6,86	Vehículo eléctrico	
Iluminación	27,12	Iluminación	91,68	Iluminación	56,59
Aire acondicionado	59,29	Aire acondicionado	131,31	Aire acondicionado	0
Cocinando	4,78	Cocinando	0	Cocinando	0
Lavadora y lavavajillas	7,93	Lavadora y lavavajillas	2,42	Lavadora y lavavajillas	13,44
Frigorífico y congelador		Frigorífico y congelador		Frigorífico y congelador	
	5,85		15,78		16,66
Entretenimiento	3,72	Entretenimiento	3,65	Entretenimiento	4,5
Siempre encendido	3,9	Siempre encendido	10,52	Siempre encendido	11,11
TOTAL	190,99	TOTAL	512,35	TOTAL	255,69
	88,33		210,07		53,51

Consumo Octubre 2024		Consumo Noviembre 2024		Consumo Diciembre 2024	
ACS	70,2	ACS	46,13	ACS	38,65
Electrodomésticos	113,24	Electrodomésticos	105,08	Electrodomésticos	85,95
Vehículo eléctrico	180,35	Vehículo eléctrico	234,09	Vehículo eléctrico	626,66
Iluminación	127,82	Iluminación	121,15	Iluminación	176,7
Calefacción	161,31	Calefacción	318,95	Calefacción	668,58
Cocinando	26,85	Cocinando	35,67	Cocinando	35,61
Lavadora y lavavajillas	45,06	Lavadora y lavavajillas	53,2	Lavadora y lavavajillas	64,19
Frigorífico y congelador		Frigorífico y congelador		Frigorífico y congelador	
	62,73		137,24		107,29
Entretenimiento	10,6	Entretenimiento	13,6	Entretenimiento	16,25
Siempre encendido	41,82	Siempre encendido	91,49	Siempre encendido	71,53
TOTAL	839,98	TOTAL	1156,6	TOTAL	1891,41
	231,51		365,08		707,23

Figura 7.42: Consumo mensual desagregado por usos en la vivienda (2024)

Ce final [KWh/año]	3741,64
Ce final [KWh/año*m^2]	11,0048235
Cep total [KWh/año*m^2]	21,5034252

Figura 7.43: Resultados comparativos de consumo de energía final y primaria.

Al dividir este valor entre la superficie útil de la vivienda, se obtiene:

$$E_{\text{final,red}} = \frac{3741,64}{340} = 11,00 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año} \quad (7.7)$$

Posteriormente, aplicando el factor de paso tabulado en el CTE para el cálculo del consumo de energía primaria no renovable ($f_{p,nren} = 1,954$), se obtiene:

$$Cep_{nren} = E_{\text{final,red}} \cdot f_{p,nren} = 11,00 \cdot 1,954 = 21,50 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año} \quad (7.8)$$

Este resultado es claramente inferior al valor límite establecido en el DB-HE para edificios residenciales ubicados en zona climática **D**, fijado en **38 kWh/m² · año**.

Tabla 3.1.a - HE0

Valor límite $C_{ep,nren,lim}$ [kW·h/m²·año] para uso residencial privado

	Zona climática de invierno					
	α	A	B	C	D	E
Edificios nuevos y ampliaciones	20	25	28	32	38	43
Cambios de uso a residencial privado y reformas	40	50	55	65	70	80

En territorio extrapeninsular (Illes Balears, Canarias, Ceuta y Melilla) se multiplicarán los valores de la tabla por 1,25

Figura 7.44: Valores límite $C_{ep,nren,lim}$ [kWh/m² · año] según zona climática de invierno para uso residencial privado (DB-HE0, CTE).

Este análisis pone de manifiesto que, aun tratándose de una vivienda existente que no está obligada normativamente a cumplir con este requisito, su comportamiento energético se encuentra dentro de los márgenes exigidos para edificaciones de nueva construcción. Esto evidencia un buen nivel de eficiencia energética y refleja el acierto en

la integración de las distintas instalaciones renovables de la vivienda, reforzando así su carácter sostenible y su alineación con los objetivos nZEB.

Como otra de las normativas relevantes a considerar en este caso se encuentra el apartado HE5 – Generación mínima de energía eléctrica procedente de fuentes renovables del CTE establece la obligatoriedad de incorporar sistemas de producción eléctrica renovable en determinados edificios. Es de aplicación en edificios de nueva construcción con más de 1.000 m² construidos, en ampliaciones de edificios existentes que incrementen dicha superficie en más de 1.000 m², así como en reformas integrales o cambios de uso en edificios existentes que superen dicho umbral.

La potencia mínima a instalar se determina como la menor de los dos valores siguientes:

$$P_{\min} = \min \{P_1, P_2\}, \quad P_1 = F_{\text{pr,el}} \cdot S, \quad P_2 = 0,1 \cdot (0,5 \cdot S_C - S_{OC}) \quad (7.9)$$

donde $F_{\text{pr,el}}$ es el factor de producción eléctrica (0,005 kW/m² para uso residencial privado), S la superficie construida, S_C la superficie de cubierta no transitable o accesible únicamente para conservación, y S_{OC} la parte de dicha cubierta ocupada por captadores solares térmicos.

Aunque la vivienda objeto de estudio no supera los 1.000 m² construidos y es una vivienda ya existente, no está sujeta estrictamente a esta exigencia, igualmente se ha considerado de interés realizar una comparativa entre la potencia mínima exigida por la normativa y la potencia instalada realmente en la vivienda. Este ejercicio permite evidenciar que, aun tratándose de un edificio existente y de menor superficie, la instalación fotovoltaica de la vivienda unifamiliar se encuentra alineada con los estándares actuales de sostenibilidad y contribuye de manera significativa a la reducción de la dependencia energética de la red y a la integración de energías renovables en el ámbito residencial.

En relación con la superficie de cubierta considerada en el cálculo

del HE5, es importante señalar que la normativa define S_C como la superficie de cubierta no transitable o accesible únicamente para conservación, es decir, la superficie total disponible para la instalación de sistemas de generación renovable. No obstante, únicamente se descuenta de dicha superficie la parte ocupada por captadores solares térmicos destinados a la producción de ACS (S_{OC}), dado que esta obligación se contempla en la Sección HE4 del propio CTE. En consecuencia, en edificios que no cuentan con solar térmica, como es el caso de la vivienda objeto de estudio, puede considerarse que $S_{OC} = 0$, de modo que la superficie de cubierta disponible coincide con la superficie total definida como S_C .

A partir de los datos de la vivienda objeto de estudio, la superficie construida total asciende a $S = 414,65 \text{ m}^2$. Aplicando el factor de producción eléctrica definido por el CTE para uso residencial privado, $F_{\text{pr,el}} = 0,005 \text{ kW/m}^2$, se obtiene el valor de potencia mínima P_1 :

$$P_1 = F_{\text{pr,el}} \cdot S = 0,005 \cdot 414,65 = 2,07 \text{ kW}$$

Por otra parte, la superficie de cubierta disponible asciende a $S_C = 399,64 \text{ m}^2$, que incluye $336,1 \text{ m}^2$ de la vivienda y el pabellón, y $63,54 \text{ m}^2$ correspondientes al garaje. Dado que la vivienda no dispone de captadores solares térmicos, se considera $S_{OC} = 0$, resultando la potencia mínima P_2 :

$$P_2 = 0,1 \cdot (0,5 \cdot S_C - S_{OC}) = 0,1 \cdot (0,5 \cdot 399,64 - 0) = 19,98 \text{ kW}$$

De este modo, la potencia mínima exigida por el DB-HE5 resulta ser la menor de ambas expresiones:

$$P_{\text{mín}} = \text{mín}\{P_1, P_2\} = \text{mín}\{2,07, 19,98\} = 2,07 \text{ kW}$$

Comparando este resultado con la instalación fotovoltaica existente en la vivienda, que cuenta con una potencia pico de $9,6 \text{ kWp}$, se observa que la normativa quedaría ampliamente satisfecha. Aunque la vivienda no supera el umbral de $1,000 \text{ m}^2$ de superficie construida y por tanto no está obligada formalmente al cumplimiento del HE5, la potencia instalada supera con creces el valor exigible, evidenciando la alineación del sistema con los estándares actuales de sostenibilidad y la apuesta por la integración de energías renovables en el ámbito residencial.

7.2.5. Evaluación económica y retorno estimado de la inversión de la instalación fotovoltaica actual

Para evaluar la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica se ha considerado la evolución real de la factura eléctrica de la vivienda antes y después de la puesta en marcha de los paneles solares (03/03/2021). Concretamente, se ha comparado el gasto eléctrico entre los ejercicios 2020–2021 (sin instalación) y 2021–2022 (con instalación fotovoltaica, aún sin baterías), obteniéndose un ahorro anual de 2.968,63 €.

Mes	2020–2021 [€]	2021–2022 [€]	Ahorro [€]
Marzo	416,53	355,91	60,62
Abril	442,22	331,54	110,68
Mayo	299,35	264,51	34,84
Junio	52,68	62,52	-9,84
Julio	926,06	109,08	816,98
Agosto	277,99	86,22	191,77
Septiembre	431,21	96,16	335,05
Octubre	523,48	90,00	433,48
Noviembre	274,08	85,00	189,08
Diciembre	354,94	171,00	183,94
Enero	731,87	201,00	530,87
Febrero	302,16	211,00	91,16
Total anual	5.032,57	2.063,94	2.968,63

Cuadro 7.3: Comparativa de facturas eléctricas antes y después de la instalación fotovoltaica (2020–2022).

Este resultado es especialmente relevante si se tiene en cuenta que, durante dicho periodo, el consumo eléctrico de la vivienda aumentó debido a la adquisición de un vehículo híbrido en febrero de 2021, lo que incrementó la demanda energética asociada a la recarga mediante el cargador Wallbox. Pese a este aumento de consumo, el ahorro anual se mantuvo elevado gracias al autoconsumo de energía solar.

Adicionalmente, la instalación se beneficia de una bonificación permanente del 50 % en el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI), que en el caso de la vivienda supone un ahorro fiscal anual de 856,58 €. Al considerar esta reducción junto con el ahorro en la factura eléctrica, el ahorro anual total asciende a 3.825,21 €. Esta medida, contribuye a aumentar la rentabilidad del proyecto más allá del periodo de amortización inicial. Cabe señalar que en el

momento de la puesta en marcha no existían otras ayudas económicas específicas disponibles para instalaciones fotovoltaicas en el municipio.

Bajo la hipótesis de un ahorro anual constante durante los siguientes años, el periodo de retorno simple de la inversión (payback) se calcula como:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ahorro anual}} \quad (7.10)$$

Siendo la inversión inicial total de la instalación una cantidad de 9851,09 €, el resultado obtenido es de 2,58 años, equivalente a aproximadamente 940 días. Considerando que la instalación entró en funcionamiento el 3 de marzo de 2021, la amortización de la inversión se alcanzó el 28 de septiembre de 2023.

En conclusión, el análisis muestra que la instalación fotovoltaica ha presentado una rentabilidad muy elevada, logrando amortizarse en menos de tres años y generando desde entonces un ahorro neto para la economía familiar. Este resultado confirma la viabilidad de la inversión y refuerza la idoneidad de la fotovoltaica como medida de eficiencia energética en el sector residencial.

En el caso de la incorporación de baterías al sistema fotovoltaico, la evaluación económica no se centra directamente en el ahorro asociado a la reducción del consumo de energía de la red, ya que la comparativa entre la situación previa y posterior a su instalación no resulta clara debido a la incorporación de un vehículo eléctrico adicional en la vivienda, que incrementa la demanda energética. Las baterías, instaladas en octubre de 2022, permiten optimizar el aprovechamiento de los excedentes de producción solar: en lugar de verter la energía sobrante a la red (compensada a $\approx 0,10$ €/kWh), esta se almacena para cubrir consumos en horas sin suficiente generación FV. De este modo, la energía descargada de la batería sustituye a la que, de otro modo, habría de adquirirse a la red a un precio dependiente del periodo tarifario (valle 0,1423 €/kWh, punta 0,25063 €/kWh).

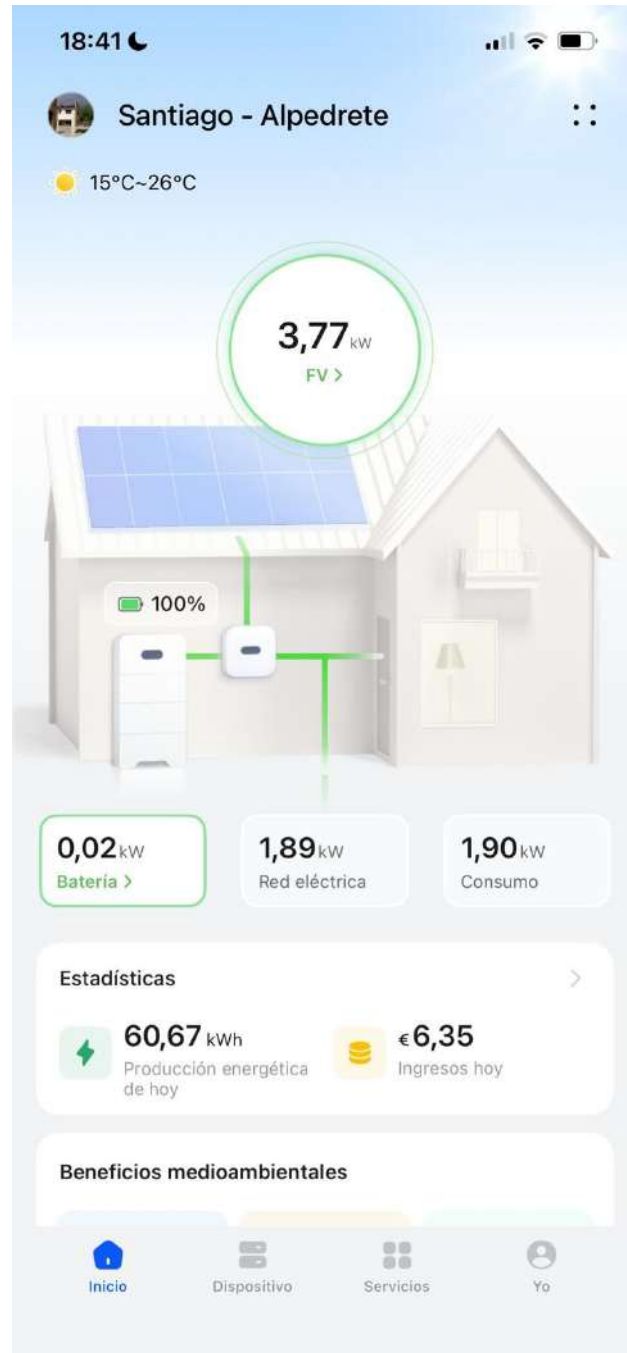


Figura 7.45: App FusionSolar en situación de excedentes: batería al 100 % y energía exportándose a la red (vertido). Fuente: captura de pantalla propia de la app FusionSolar.

El ahorro atribuible a la batería, se define como la diferencia entre el coste evitado de comprar esa energía a red y el ingreso que se habría obtenido de verterla como excedente (coste de oportunidad). Dado que excedentes y demanda varían estacionalmente, el análisis se realiza con resolución mensual y por periodos tarifarios.

$$S_m = \sum_{p \in \{\text{valle, punta}\}} E_{m,p}^{\text{bat}} (P_p^{\text{red}} - P^{\text{comp}}) \quad (7.11)$$

donde:

- S_m es el ahorro económico en el mes m [e].
- $E_{m,p}^{\text{bat}}$ es la energía descargada desde la batería en el mes m y periodo p [kWh].
- P_p^{red} es el precio de la electricidad de red en el periodo p [e/kWh]:
 $P_{\text{valle}}^{\text{red}} = 0,1423$, $P_{\text{punta}}^{\text{red}} = 0,25063$.
- P^{comp} es el precio de compensación de excedentes (venta a red) [e/kWh], tomado como 0,10.

$$S_{\text{anual}} = \sum_{m=1}^{12} S_m \quad (7.12)$$

- Invierno: del 21 de diciembre al 20 de marzo.
 - Horas promocionadas (P1): de 17h a 9:59h
 - Horas no promocionadas (P2): de 10h a 16:59h
- Primavera: del 21 de marzo al 20 de junio.
 - Horas promocionadas (P1): de 17h a 8:59h
 - Horas no promocionadas (P2): de 9h a 16:59h
- Verano: del 21 de junio al 20 de septiembre.
 - Horas promocionadas (P1): de 18h a 9:59h
 - Horas no promocionadas (P2): de 10h a 17:59h
- Otoño: del 21 de septiembre al 20 de diciembre.
 - Horas promocionadas (P1): de 17h a 8:59h
 - Horas no promocionadas (P2): de 9h a 16:59h

Figura 7.46: Calendario tarifario de referencia para el año 2023, con diferenciación de los periodos *valle* y *punta* según la estación del año. Fuente:Factura Iberdrola.

En la estimación del ahorro asociado a la instalación de baterías se ha tenido en cuenta que, durante el año analizado, las facturas eléctricas se regían por un calendario tarifario estacional en el que los horarios de valle y punta variaban en función de la época del año. Para determinar la proporción de energía descargada de la batería en cada periodo, se ha seleccionado un día de referencia representativo de cada mes del año 2023 (primer año completo tras la puesta en marcha de las baterías en octubre de 2022). Mediante la aplicación móvil FusionSolar, se analizaron los perfiles horarios de descarga de la batería en dichos días de referencia y, con el apoyo del calendario tarifario oficial (véase Figura 7.46), se estimaron los

porcentajes de descarga correspondientes a cada periodo. De este modo, los kWh descargados en horario punta se valoraron al precio de 0,25063 €/kWh, mientras que los kWh descargados en horario valle se valoraron a 0,1423 €/kWh. Posteriormente, a este valor se le descontó el coste de oportunidad asociado al excedente fotovoltaico, que de no haberse almacenado en la batería se habría vertido a la red con una compensación de aproximadamente 0,10 €/kWh. El resultado final permitió estimar el ahorro económico mensual atribuible al uso de las baterías.

En la imagen que aparece a continuación se ve como a partir del perfil horario de descarga mostrado, se asignan los kWh descargados a cada franja del calendario tarifario estacional para estimar los porcentajes de consumo cubierto en valle y en punta. En meses como agosto, la generación fotovoltaica diurna resulta suficiente y desplaza el uso de la batería a la noche; por ello, la descarga se concentra mayoritariamente en horario valle.

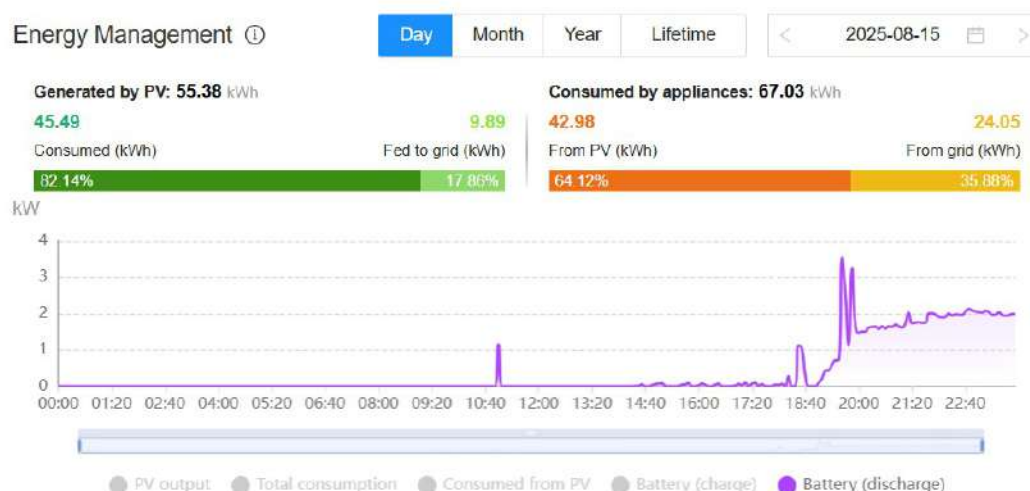


Figura 7.47: Horarios de descarga de la batería en la app FusionSolar Agosto 2025. Fuente: App FusionSolar

Se ha de tener en cuenta que a partir del 1 de enero de 2025, el tipo de IVA reducido aplicado a la electricidad durante la etapa COVID deja de estar vigente y vuelve al 21 %. En consecuencia, los precios finales de la electricidad por periodo tarifario aumentan respecto a los usados en 2023 (calculados con IVA reducido del 5 %). Para el cálculo del ahorro con baterías a partir de 2025 se adoptan los siguientes valores finales (con impuestos):

Periodo	2023 [€/kWh]	Desde 2025 [€/kWh]
Valle	0,1423	0,164065
Punta	0,25063	0,288828

Cuadro 7.4: Precios finales de electricidad por periodo: 2023 (IVA 5 %) vs 2025 (IVA 21 %).

En los meses de 2025 en adelante, la valoración de los kWh descargados desde la batería en cada periodo $p \in \{\text{valle}, \text{punta}\}$ se realiza sustituyendo P_p^{red} por los nuevos valores finales del precio de la electricidad en la ecuación de ahorro mensual.

Este cambio es más beneficioso para el autoconsumo con baterías, ya que aumenta el diferencial $(P_p^{\text{red}} - P^{\text{comp}})$ y, por tanto, el ahorro por cada kWh descargado en ambos periodos.

En la siguiente tabla se sintetiza, para cada mes de 2023, la energía consumida por la vivienda desglosada por periodos valle y punta.

	Discharge KW/h	% consumo Valle	% consumo Punta	Descarga Valle KWh	Descarga Punta KWh
ene-23	572,98	13%	87%	74,4874	498,4926
feb-23	555,04	16%	84%	88,8064	466,2336
mar-23	491,51	27%	73%	132,7077	358,8023
abr-23	398,93	34%	66%	135,6362	263,2938
may-23	415,69	65%	35%	270,1985	145,4915
jun-23	403,12	93%	7%	374,9016	28,2184
jul-23	425,94	89%	11%	379,0866	46,8534
ago-23	388,74	83%	17%	322,6542	66,0858
sep-23	364,28	60%	40%	218,568	145,712
oct-23	293,57	25%	75%	73,3925	220,1775
nov-23	285,01	17%	83%	48,4517	236,5583
dic-23	232,58	14%	86%	32,5612	200,0188

Figura 7.48: Consumo mensual por periodos valle y punta (kWh) durante 2023. Fuente: elaboración propia (tabla Excel).

El perfil de demanda de la vivienda será aproximadamente estable en los próximos años. Bajo esta hipótesis, se estima el ahorro anual aplicando a dichos consumos los precios por periodo vigentes en cada ejercicio.

La Figura 7.49 recoge los ahorros mensuales estimados por el uso de baterías, calculados según la metodología descrita (asignación por periodos valle/punta y descuento del coste de oportunidad de la compensación de excedentes). Los importes reflejan los precios por periodo vigentes en cada mes del periodo analizado y los totales.

Ahorro Valle 2022-2024 [€]	Ahorro Valle 2022-2024 [€]	Ahorro Valle 2025-... [€]	Ahorro Punta 2025-... [€]
3,156072106	75,09095622	4,772043475	94,12946536
3,762776012	70,23158788	5,689391785	88,03805613
5,622898238	54,0485612	8,501933398	67,75199605
5,746980394	39,66153802	8,689548073	49,71729696
11,44845905	21,91626487	17,31029662	27,47289952
15,88478699	4,250708313	24,01811224	5,328429961
16,06210774	7,057811105	24,28622473	8,847243654
13,67103591	9,954903873	20,67087681	12,47886332
9,260846372	21,94948012	14,00258296	27,51453614
3,109680591	33,1666689	4,701898586	41,57572321
2,052925177	35,63420791	3,10406349	44,66888035
1,379635953	30,13004196	2,08603686	37,76919197
91,15820454	403,0927304	137,833009	505,2925826
Ahorro anual 2022-2024 [€]	494,2509349	Ahorro anual 2025-... [€]	643,1255917

Figura 7.49: Ahorro estimado por uso de baterías (€). Fuente: elaboración propia (tabla Excel).

Dado que las baterías entraron en operación en octubre de 2022, el ahorro de 2022 refleja únicamente 3/12 del año (octubre–diciembre). En 2024 se registra además una bonificación/incentivo por la incorporación de almacenamiento en autoconsumo (importe indicado en la tabla), tratada como ingreso puntual. Por último, como ya se ha mencionado anteriormente a partir del 01/01/2025 el IVA de la electricidad vuelve al 21 %; en consecuencia, los precios finales por periodo utilizados pasan de 0,1423/0,25063 €/kWh (valle/punta) a 0,164065/0,288828 €/kWh.

	Ahorro anual [€]	Incentivo baterías [€]	Beneficios anuales totales [€]	Inversión inicial [€]	Recuperación de la inversión [€]
2022	123,56		123,56	10.067,20	9.943,64
2023	494,25		494,25		9.449,39
2024	494,25	5.250,00	5.744,25		3.705,14
2025	643,13		643,13		3.062,01
2026	643,13		643,13		2.418,88
2027	643,13		643,13		1.775,76
2028	643,13		643,13		1.132,63
2029	643,13		643,13		489,51

Figura 7.50: Ejercicio de payback. Fuente: elaboración propia (Excel).

Información	
Nº de expediente	PRAAST5#42223
Programa	Programa de incentivos 5 - Incorporación de almacenamiento en instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, ya existentes en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector
Estado expediente	Pendiente de subida de la 2ª documentación
Fecha límite subida documentación	27-11-2024
Actuación almacenamiento	Importe incentivo: 5.250,00 € - Estado Fondos asignados
Importe total incentivo	5.250,00 €

Figura 7.51: Captura del incentivo recibido por incorporación de almacenamiento en autoconsumo (2024). . Fuente: notificación oficial.

Según la tabla, a comienzos de 2029 faltaban 489,51 € para recuperar la inversión. Para calcular la fecha exacta, convertimos el ahorro anual en ahorro diario: $643,13 \text{ €/año} \div 365 = 1,76 \text{ €/día}$. Luego dividimos lo que falta entre ese ahorro diario: $489,51 \div 1,76 = 277,8 \text{ días}$. Por tanto, el punto en que se compensa la inversión llega el día 278 de 2029, es decir, el 05/10/2029. En resumen, incluso con la ayuda de la bonificación, la amortización de las baterías lleva varios años.

Capítulo 8

Propuestas de mejora energética

8.1 Ampliación del sistema de almacenamiento

La vivienda objeto de estudio ya dispone de un sistema de almacenamiento compuesto por una batería *Huawei LUNA2000*, con una capacidad total de 15 kWh, la cual ha ofrecido un buen rendimiento en los años de funcionamiento. A partir de esta experiencia positiva, se plantea como propuesta de mejora energética la posibilidad de incorporar una segunda batería de la misma gama, lo que permitiría ampliar la capacidad de almacenamiento sin necesidad de realizar modificaciones relevantes en el sistema eléctrico existente.

El objetivo principal de este análisis es evaluar hasta qué punto resulta viable la inclusión de una batería adicional, dimensionando la capacidad óptima en función de la demanda eléctrica restante de la vivienda. La propuesta surge principalmente de la voluntad de aumentar la autosuficiencia energética de la instalación, de manera que se disponga de un mayor margen de autonomía frente a posibles apagones o fallos de suministro eléctrico, como el ocurrido recientemente, más allá de la búsqueda de un beneficio estrictamente económico.

Es importante señalar que, si bien las baterías son un elemento clave para incrementar la resiliencia del sistema, su rentabilidad económica es reducida en comparación con otras tecnologías debido a su elevado coste y al largo periodo de amortización. En el caso de la primera batería instalada, la inversión se vio compensada aproximadamente en 7 años parcialmente gracias a incentivos económicos y bonificaciones por autoconsumo fotovoltaico, que en esta segunda ampliación ya no serían aplicables al haberse agotado los cupos disponibles.

Como alternativa, también podría considerarse la ampliación de la capacidad fotovoltaica mediante la instalación de más módulos. Sin embargo, esta opción implicaría perder la bonificación actual del 50 % en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI), ya que la potencia instalada superaría el límite de 10 kWh establecido para poder acogerse a dicha reducción fiscal. Por tanto, en esta sección se analizarán diferentes escenarios de funcionamiento asociados a la incorporación de nuevos módulos de almacenamiento, asumiendo que la batería ya existente mantiene su mismo esquema de operación: recarga únicamente en presencia de excedentes fotovoltaicos y descarga para cubrir la demanda eléctrica de la vivienda en periodos valle o punta.

8.1.1. Estimación de ahorro energético

Para evaluar la viabilidad de incorporar una nueva batería se han considerado tres posibles escenarios de carga y descarga, definidos en función de los precios de la electricidad y de la disponibilidad de excedentes de la instalación fotovoltaica:

1. **Carga con excedentes y descarga en periodo punta:** la batería se recarga con la energía sobrante de la producción fotovoltaica y se descarga en el horario de mayor coste. El ahorro económico unitario se calcula como:

$$A_{\text{excedente-punta}} = 0,28882821 - 0,10 = 0,18882821 \text{ €/kWh}$$

2. **Carga en periodo valle y descarga en periodo punta:** la batería se recarga en horario valle (durante la noche) para cubrir consumos en horario punta. El ahorro unitario en este caso es:

$$A_{\text{valle-punta}} = 0,28882821 - 0,164065 = 0,12476321 \text{ €/kWh}$$

3. **Cobertura de demanda en periodo valle con excedentes:** si, tras cubrir la demanda en punta, siguen existiendo excedentes, estos se destinan a cubrir consumos en horario valle. El ahorro unitario es:

$$A_{\text{excedente-valle}} = 0,164065 - 0,10 = 0,064065 \text{ €/kWh}$$

Para aplicar estos escenarios se ha tomado como referencia el año 2024, ya que dispone de los datos completos, mientras que 2025 aún no ha finalizado. Los valores necesarios para el análisis son los siguientes:

- Energía exportada mensualmente (excedentes)(kWh): obtenida a través de la aplicación FusionSolar.
- Consumo mensual en periodo valle y en periodo punta (kWh): extraído de las facturas de Iberdrola correspondientes a 2024.

Meses 2024	Exportación 2024	Consumo mensual red 2024 Punta [KWh]	Consumo mensual red 2024 Valle [KWh]	KWh sobrantes de excedentes para consumir en valle
Enero	58,36	251,76	1811,36	
Febrero	159,97	247,45	1639,69	
Marzo	359,58	83,01	1246,84	276,57
Abril	715,02	54,89	1005,25	660,13
Mayo	705,35	50,54	489,89	654,81
Junio	329,54	8,74	466,36	320,8
Julio	821,7	14,22	144,31	807,48
Agosto	259,51	7,81	164,69	251,7
Septiembre	415,22	9,2	505,08	406,02
Octubre	159,61	12,31	244,5	147,3
Noviembre	70,79	141,15	698,83	
Diciembre	46,58	161,81	998,78	

Figura 8.1: Tabla de datos de partida (Excel) para el análisis de escenarios (año 2024). Fuente: elaboración propia

El procedimiento de cálculo para cada escenario es el siguiente:

1. **Escenario 1 (valle $\rightarrow$ punta):** se calcula qué parte de la demanda en punta puede cubrirse con energía previamente comprada en periodo valle. Para ello se resta a la demanda mensual en punta (D_{punta}) la cantidad de excedentes ($E_{\text{excedentes}}$):

$$C_{\text{valle-punta}} = \text{máx}(0, D_{\text{punta}} - E_{\text{excedentes}}) \quad (8.1)$$

Si los excedentes son mayores que la demanda en punta, este escenario no se aplica, ya que resulta más rentable cubrir la totalidad con excedentes.

2. **Escenario 2 (excedentes $\rightarrow$ punta):** se determina la fracción de la demanda en punta que puede cubrirse directamente con excedentes. Para cada mes:

$$C_{\text{excedentes-punta}} = \text{mín}(D_{\text{punta}}, E_{\text{excedentes}}) \quad (8.2)$$

En los meses en los que los excedentes superan la demanda, esta se cubre al 100 % con ellos. En caso contrario, los excedentes disponibles cubrirán la mayor parte posible.

3. **Escenario 3 (excedentes $\rightarrow$ valle)**: si la demanda en punta ya ha sido satisfecha y aún persisten excedentes, se analiza la cobertura de la demanda en valle (D_{valle}). En este caso:

$$C_{\text{excedentes-valle}} = \min(D_{\text{valle}}, E_{\text{excedentes sobrantes}}) \quad (8.3)$$

donde $E_{\text{excedentes sobrantes}}$ son los excedentes que quedan tras cubrir la demanda en punta.

	KWh que consumo en punta con valle	KWh que consumo en punta con excedentes	KWh de excedentes que consumo en valle
Enero	193,4	58,36	
Febrero	87,48	159,97	
Marzo	0	83,01	276,57
Abril	0	54,89	660,13
Mayo	0	50,54	489,89
Junio	0	8,74	320,8
Julio	0	14,22	144,31
Agosto	0	7,81	164,69
Septiembre	0	9,2	406,02
Octubre	0	12,31	147,3
Noviembre	70,36	70,79	
Diciembre	115,23	46,58	

Figura 8.2: Resultados de los kWh cubiertos en cada escenario de aprovechamiento de la batería adicional. Fuente: elaboración propia.

Una vez estimados los consumos mensuales de energía asociados a cada uno de los escenarios planteados, resulta necesario trasladar dichos valores a una escala diaria con el fin de dimensionar adecuadamente la capacidad de la nueva batería.

Para ello, se procede a calcular el consumo diario equivalente en cada escenario dividiendo la energía mensual (kWh/mes) entre el número de días del mes correspondiente. De este modo, se obtiene un valor medio diario de kWh que permite estimar de forma más realista la capacidad mínima necesaria de almacenamiento para dar respuesta a la demanda prevista.

Este análisis permite identificar si la incorporación de nuevos módulos de batería es suficiente o por el contrario demasiado para cubrir la demanda diaria.

Meses 2024	Días mes	KWh diarios que consumo en punta con excedentes	KWh diarios que consumo en punta con valle	Excedentes diarios que consumo en valle [KWh]	Capacidad diaria necesaria nueva batería [KWh]
Enero	31	1,88	6,24	0,00	8,12
Febrero	28	5,71	3,12	0,00	8,84
Marzo	31	2,68	0,00	8,92	11,60
Abril	30	1,83	0,00	22,00	23,83
Mayo	31	1,63	0,00	15,80	17,43
Junio	30	0,29	0,00	10,69	10,98
Julio	31	0,46	0,00	4,66	5,11
Agosto	31	0,25	0,00	5,31	5,56
Septiembre	30	0,31	0,00	13,53	13,84
Octubre	31	0,40	0,00	4,75	5,15
Noviembre	30	2,36	2,35	0,00	4,71
Diciembre	31	1,50	3,72	0,00	5,22

Figura 8.3: Resultados diarios de consumo cubierto en cada escenario. Fuente: elaboración propia.

A partir de los resultados obtenidos sobre la capacidad diaria necesaria de almacenamiento en cada mes del año (Figura 8.3), se observa que los valores presentan una notable variabilidad estacional. En meses de alta demanda de capacidad, como abril (23,83 kWh) o mayo (17,43 kWh), la capacidad requerida supera ampliamente los 15 kWh, mientras que en otros meses como noviembre (4,71 kWh) o diciembre (5,22 kWh) la necesidad de almacenamiento es significativamente menor.

Si se considera la media anual de las capacidades diarias, el resultado es de aproximadamente 10,03 kWh. No obstante, al analizar la mediana de los valores, que resulta ser de 8,48 kWh, se aprecia que únicamente en 5 de los 12 meses del año la demanda supera los 10 kWh.

Con estos datos, se concluye que la solución más equilibrada y eficiente es la instalación de una batería adicional de 10 kWh, lo que corresponde a la incorporación de dos módulos de 5 kWh de la gama Huawei LUNA2000. De este modo, se logra una ampliación ajustada a las necesidades medias de la vivienda:

En algunos meses la capacidad disponible resultará suficiente, aunque pueda sobrar almacenamiento. En otros, sobretudo en primavera, es posible que la capacidad se quede algo corta, pero sin que ello comprometa de forma significativa la autonomía del sistema.

En definitiva, esta configuración permite optimizar algo la inversión, evitando sobredimensionar la instalación con una batería de 15 kWh que resultaría excesiva para la mayoría de los meses del año, y garan-

tizando al mismo tiempo un equilibrio entre costes y cobertura de la demanda real.

8.1.2. Evaluación económica y retorno de inversión

Una vez determinada la capacidad óptima de la nueva batería, resulta necesario analizar su viabilidad económica. Para ello, se calculan los beneficios potenciales derivados de los ahorros que se generarían con su incorporación, considerando los distintos escenarios de funcionamiento planteados anteriormente. Estos beneficios se obtienen multiplicando los kilovatios hora gestionados en cada escenario por el diferencial correspondiente mencionado anteriormente para cada uno de los casos:

	[€/KWh]
Beneficio de cargar con excedentes y descargar en punta	0,188828
Beneficio de cargar en valle y descargar en punta	0,124763
Beneficio de cargar con excedentes y descargar en valle	0,064065

Figura 8.4: Beneficios unitarios en €/kWh para cada uno de los escenarios de carga y descarga de la batería.

La tabla a continuación muestra los ahorros mensuales en euros que supondría la instalación de una nueva batería y el ahorro total anual.

Meses 2024	Ahorro mensual nueva batería
Enero	35,15
Febrero	41,12
Marzo	33,39
Abril	52,66
Mayo	40,93
Junio	22,20
Julio	11,93
Agosto	12,03
Septiembre	27,75
Octubre	11,76
Noviembre	22,15
Diciembre	23,17
TOTAL	334,23

Figura 8.5: Resultados mensuales y total anual de los ahorros obtenidos con la nueva batería, expresados en euros.

Para completar el análisis de viabilidad de la incorporación de una nueva batería, se han considerado los siguientes supuestos:



Figura 8.6: Precio de mercado de la batería Huawei LUNA2000 de 10 kWh. Fuente: Solarmat.

La inversión inicial estimada asciende a 10.000 euros, incluyendo el coste de la batería de 10 kWh (1 módulo de energía y dos módulos de 5 kWh) y los gastos asociados de instalación y puesta en marcha.

Se ha considerado una vida útil de 15 años para la batería [19], sin costes de mantenimiento anuales y con un valor residual nulo al final de su vida útil. Los ahorros anuales derivados de su funcionamiento se han estimado en 334,23 euros, de acuerdo con los resultados obtenidos en el análisis energético previo.

Para la actualización de los flujos de caja se ha empleado una tasa de descuento del 3%, valor representativo en proyectos residenciales de eficiencia energética.

Con estas hipótesis se calculan los principales indicadores económicos: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de retorno simple (payback), que permiten evaluar la rentabilidad del proyecto en el horizonte temporal de 15 años.

Año	Flujo de caja (€)	Factor de descuento	Flujo descontado (€)	Acumulado (€)	Acumulado descontado (€)
0	-10.000,00	1,0000	-10.000,00	-10.000,00	-10.000,00
1	334,23	0,9709	324,50	-9.665,77	-9.675,50
2	334,23	0,9426	315,04	-9.331,54	-9.360,46
3	334,23	0,9151	305,87	-8.997,31	-9.054,59
4	334,23	0,8885	296,96	-8.663,08	-8.757,63
5	334,23	0,8626	288,31	-8.328,85	-8.469,32
6	334,23	0,8375	279,91	-7.994,62	-8.189,41
7	334,23	0,8131	271,76	-7.660,39	-7.917,65
8	334,23	0,7894	263,84	-7.326,16	-7.653,81
9	334,23	0,7664	256,16	-6.991,93	-7.397,65
10	334,23	0,7441	248,70	-6.657,70	-7.148,95
11	334,23	0,7224	241,45	-6.323,47	-6.907,50
12	334,23	0,7014	234,42	-5.989,24	-6.673,07
13	334,23	0,6810	227,59	-5.655,01	-6.445,48
14	334,23	0,6611	220,97	-5.320,78	-6.224,51
15	334,23	0,6419	214,53	-4.986,55	-6.009,98

VAN (€)	-6.009,98
TIR (%)	-7,60%
Payback simple (años)	No se alcanza
Payback descontado (años)	No se alcanza

Figura 8.7: Cálculos de viabilidad económica del proyecto: VAN, TIR y periodo de retorno.
Fuente: elaboración propia

Los resultados obtenidos son coherentes con lo que cabía esperar a la luz del análisis de ahorros de la batería ya instalada. Por un lado, la nueva batería no contaría con bonificación, de modo que el desembolso inicial es más elevado y el periodo de retorno se alarga. Por otro, las baterías siguen teniendo un coste de inversión alto y, en términos puramente económicos, su amortización suele ser lenta. En nuestro caso concreto, el margen adicional de ahorro es limitado porque gran parte de la demanda residual ya se concentra en horas valle, donde el diferencial de precios frente a la punta es menor y la batería existente ya cubre buena parte de los picos. En suma, la segunda batería aporta resiliencia y mayor autosuficiencia, pero su rentabilidad financiera bajo las condiciones actuales (sin incentivos y con el patrón de consumo observado) no es rentable: el VAN es negativo $-6\,284$ euros y la TIR resulta negativa $-7,6\%$, el proyecto pierde dinero; incluso sin aplicar tasa de descuento, en 15 años solo se recuperan en torno a 5.013 €, aproximadamente la mitad de la inversión.

Capítulo 9

Conclusiones y líneas futuras

9.1 Resumen de hallazgos

1. La vivienda presenta un nivel de eficiencia elevado por diseño y operación. La combinación de bomba de calor geotérmica con sistema emisor de baja temperatura (suelo radiante) favorece un funcionamiento con impulsiones moderadas y un buen rendimiento estacional. A esto se suma la producción fotovoltaica existente y un sistema de almacenamiento de 15 kWh, que desplaza consumos fuera de las horas más caras y reduce importaciones de red. En 2024 se observa, además, que una parte sustancial del consumo residual ya se concentra en periodo valle, lo que limita el margen adicional de arbitraje económico.
2. El dimensionamiento operativo de una ampliación de almacenamiento muestra que no es necesario replicar otros 15 kWh. A partir de la capacidad diaria requerida por mes, la media es 10,03 kWh y la mediana 8,48 kWh; solo en 5 de los 12 meses la necesidad diaria supera los 10 kWh. Desde un punto de vista estrictamente funcional, una ampliación de 10 kWh cubriría razonablemente la mayor parte de los días, asumiendo algunos meses con ligera infra-capacidad y otros con sobrecapacidad.
3. La evaluación económica descarta la conveniencia de acometer la ampliación propuesta. Con los beneficios unitarios por escenario y los kWh asignados mes a mes, el ahorro anual agregado estimado es de 334,23 € (véase Fig. 8.5). Bajo una vida útil de 15 años e inversión inicial aproximada de 10.000 €, los indicadores financieros resultantes son:
 - VAN a una tasa de descuento representativa: $-6\,284$.
 - TIR negativa: $-7,6\%$.

- Payback simple no alcanzado en 15 años; incluso sin descontar, la suma de ahorros en el horizonte analizado recupera en torno a 5.013 €, aproximadamente la mitad de la inversión.

Estos resultados se muestran en la figura de cálculos de viabilidad (Fig. 8.7).

4. En consecuencia, la ampliación de almacenamiento no resulta rentable en las condiciones actuales: no existen incentivos disponibles para una segunda batería, el diferencial tarifario punta–valle es limitado para el perfil de consumo de la vivienda y la batería existente ya cubre buena parte de los picos. La ampliación aportaría resiliencia y mayor autonomía frente a apagones, pero no se justifica económicamente.
5. De forma complementaria, se recuerda que la alternativa de aumentar potencia fotovoltaica debe valorarse con cautela por el impacto sobre la bonificación del IBI vinculada al umbral de 10 kW; en el contexto actual, esta restricción normativa refuerza la conclusión de no acometer ampliaciones que no aporten un retorno claro.

En síntesis, la vivienda parte de una base tecnológica y operativa eficiente, y la ampliación de almacenamiento analizada no merece la pena desde el punto de vista económico bajo los precios, usos y restricciones vigentes.

9.2 Líneas futuras

Como línea de trabajo futura se propone evaluar la optimización del uso de la batería ya instalada, habilitando su carga también en horas del periodo valle cuando exista demanda suficiente prevista en horas punta. El objetivo es incrementar el arbitraje horario sin añadir nueva capacidad, manteniendo al mismo tiempo margen de almacenamiento para los excedentes fotovoltaicos diurnos.

Planteamiento

La idea consiste en programar, en los meses con demanda prevista en punta sin suficientes excedentes, (enero, febrero, noviembre y diciembre) (Fig. 8.1) una carga nocturna parcial en valle para descargar en punta.

Entradas necesarias

- Demanda diaria esperada por periodos ($D_{\text{punta}}(d)$, $D_{\text{valle}}(d)$) a partir de históricos de 2024 y patrones estacionales.
- Excedentes esperados ($E_{\text{exc}}(d)$).
- Precios por periodo (valle, punta) coherentes con los usados en el análisis económico.

Para cada mes:

1. Estimar la demanda en punta no cubierta por FV ni por la operación actual de la batería.
2. Calcular el beneficio diario incremental, en coherencia con el estudio previo.

Evaluación y métricas

- Ahorro adicional anual $\Delta S_{\text{anual}} = \sum_d \Delta S(d)$.
- Tasa de utilización de la batería (ciclos equivalentes/año) y su variación respecto a la operación actual.
- Impacto en el autoconsumo: porcentaje de excedentes efectivamente almacenados tras introducir la carga en valle.

Implementación práctica

- Configurar el plan de cargas por periodos (horario valle) y la ventana de descarga en punta en el sistema de gestión del inversor, para aquellos meses en los que sea coherente hacerlo.
- Ensayar una prueba piloto de 4 a 8 semanas en temporada representativa, registrando energía cargada en valle, descargada en punta, excedentes absorbidos y posibles penalizaciones por falta de capacidad en horas solares.

Meses 2024	Optimización batería actual
Enero	24,13
Febrero	10,91
Marzo	0,00
Abril	0,00
Mayo	0,00
Junio	0,00
Julio	0,00
Agosto	0,00
Septiembre	0,00
Octubre	0,00
Noviembre	8,78
Diciembre	14,38
TOTAL	58,20

Figura 9.1: Ahorros mensuales y total anual adicionales estimados al habilitar la carga nocturna en periodo valle en los meses que lo requieren. Fuente: elaboración propia.

La estrategia se considera probablemente viable, ya que no requiere inversión adicional ni modificaciones de hardware. El único impacto potencialmente negativo podría darse en días con suficiente producción fotovoltaica durante los meses en los que la carga nocturna en valle esté activada: si la batería se carga en periodo valle y resulta que el día siguiente es soleado y hay excedentes, se estaría desaprovechando la carga con menor coste de oportunidad al tener el almacenamiento completo. Será necesario validarlo con una prueba real; no obstante, con los datos empleados en el análisis previo se estima un ahorro adicional anual de 58,2 € al aplicar el diferencial valle→punta a los excesos de demanda identificados.

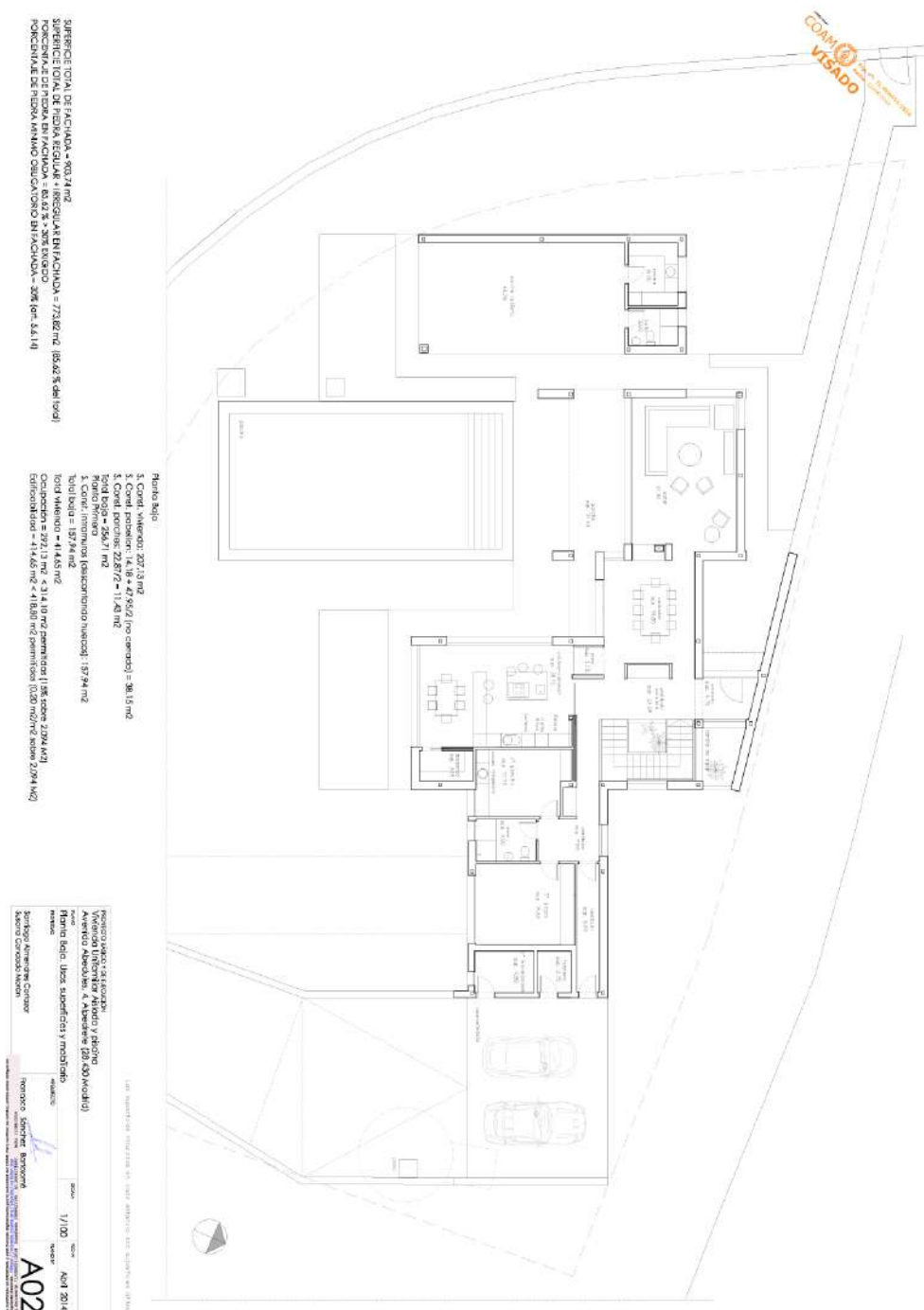
Bibliografía

- [1] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Proyecto SECH-SPAHOUSEC: Análisis del consumo energético del sector residencial en España,» Informe técnico, 2011. dirección: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_SPAHOUSEC_ACC_f68291a3.pdf.
- [2] Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, «Documento Básico HE: Ahorro de Energía. Código Técnico de la Edificación (versión 2019),» Normativa técnica, 2019. dirección: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DBHE.pdf>.
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y sus modificaciones por los Reales Decretos 238/2013 y 178/2021,» Normativa técnica, 2021. dirección: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/eficiencia/rite.html>.
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica, «Real Decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,» Real decreto, 2019. dirección: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>.
- [5] Gobierno de España, «Real Decreto-ley 19/2021, de medidas urgentes para impulsar la actividad de rehabilitación edificatoria en el contexto del Plan de Recuperación,» Real decreto-ley, 2021. dirección: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2021/10/05/19>.
- [6] Fundación Renovables y Unión Española Fotovoltaica (UNEF), «Incentivos fiscales al autoconsumo,» Fundación Renovables, inf. téc., 2025. dirección: <https://fundacionrenovables.org/wp-content/uploads/2025/07/Incentivos-fiscales-autoconsumo-2025.pdf>.
- [7] Otovo y Fundación Renovables, «Incentivos fiscales en el IBI y el ICIO para instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en municipios con más de 10.000 habitantes,» Fundación Renovables, inf. téc., 2024. dirección: https://fundacionrenovables.org/wp-content/uploads/2023/06/20230606-Incentivos-fiscales-autoconsumo_IBI_ICIO-1.pdf.
- [8] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021–2030,» Plan estratégico, 2020. dirección: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf.
- [9] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. «Etiquetado energético y vigilancia de mercado.» (2024), dirección: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/eficiencia/etiquetado-y-vigilancia/etiquetado-energetico.html>.

- [10] «Guía técnica: Diseño de sistemas de intercambio geotérmico de circuito cerrado,» IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid, inf. téc., 2012. dirección: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-tecnica-diseno-de-sistemas-de-intercambio-geotermico-de-circuito-cerrado>.
- [11] «La energía en España 2020,» Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Secretaría de Estado de Energía, Madrid, inf. téc., 2022. dirección: https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/energia/files-1/balances/Balances/LibrosEnergia/Libro_Energia_Espana_2020.pdf.
- [12] GROEN Energía, «Oferta técnica para sistema de climatización geotérmico en vivienda unifamiliar en Alpedrete (Ref. P.0120/02/14),» Documento interno, 2014, Incluido como Anexo.
- [13] «Reglamento Delegado (UE) n.º 811/2013 de la Comisión, de 18 de febrero de 2013, por el que se complementa la Directiva 2010/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo relativo al etiquetado energético de los aparatos de calefacción de espacios, los aparatos combinados de calefacción de espacios y producción de agua caliente sanitaria, y los conjuntos de aparatos combinados de calefacción de espacios, dispositivo de control de temperatura y dispositivo solar,» Diario Oficial de la Unión Europea, inf. téc. L 239, 2013. dirección: <http://boe.es/doue/2013/239/L00001-00082.pdf>.
- [14] Ecoforest Geotermia S.L., «Manual de usuario ECOFOREST,» Ecoforest Geotermia S.L., inf. téc., ver. V07E, 2022. dirección: https://downloads.ecoforest.com/download-file.php?file=https%3A%2F%2Fdownloads.ecoforest.com%2Fwp-content%2Fuploads%2Fecoforest%2Fheatpumps%2FManuals%2FManual%2520USUARIO%2520BOMBA%2520CALOR%2520PSM%2520Gen1%2520V07E_Multi.pdf&token=20250722085707&origin=web.
- [15] Ecoforest. «Catálogo bombas de calor Ecoforest 2025.» (2025), dirección: https://downloads.ecoforest.com/download-file.php?file=https%3A%2F%2Fdownloads.ecoforest.com%2Fwp-content%2Fuploads%2F2022%2F12%2FBR_ES_catalogo_bombas_calor_ecoforest_2025.pdf&token=20250814074843&origin=web.
- [16] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). «SECH-SPAHOUSEC: Análisis del consumo energético del sector residencial en España. Informe básico.» (2010), dirección: https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/Informe_SPAHOUSEC_Basico_logo_Eurostat_negro_FINAL.pdf.
- [17] Huawei Technologies Co., Ltd. «Manual del usuario: Inversores híbridos monofásicos SUN2000-(2KTL-6KTL)-L1.» (n.d.), dirección: [https://cdn.autosolar.es/pdf/manuales/Manual-Usuario-SUN2000-\(2KTL-6KTL\)-L1-Huawei.pdf](https://cdn.autosolar.es/pdf/manuales/Manual-Usuario-SUN2000-(2KTL-6KTL)-L1-Huawei.pdf).
- [18] M. y. A. U. Ministerio de Transportes. «Factores de paso de energía primaria para el cálculo de la certificación energética.» Consultado el 20 de agosto de 2025. (2025), dirección: <https://www.codigotecnico.org/visorepbd/#/weightingfactors>.

- [19] Huawei. «LUNA2000-7/14/21-S1: Sistema de almacenamiento de energía,» Huawei Solar. (n.d.), dirección: <https://solar.huawei.com/es/products/LUNA2000-7-14-21-S1/>.

ANEXO A: PLANOS DE LA VIVIENDA







SUPERFICIE TOTAL DE PACHADA = 903.71 m²
 SUPERFICIE TOTAL DE PACHA REGULAR + REGULAR EN PACHADA = 773.89 m² (86.66 % del total)
 SUPERFICIE TOTAL DE PACHA IRREGULAR = 129.82 m²
 POSIBILIDAD DE PACHA IRREGULAR EN PACHADA = 50% (ver. 5.4.1.4)

Punto Bogo
 S. Cont. vivienda: 207.13 m²
 S. Cont. población: 14.18 + 47.94/2 (no cerrado) = 36.15 m²
 S. Cont. población: 72.97/2 = 36.48 m²
 Total Bogo = 236.71 m²
 Punto Pimera
 S. Cont. vivienda: 157.94 m²
 S. Cont. población: 14.18 + 47.94/2 (no cerrado) = 36.15 m²
 S. Cont. población: 72.97/2 = 36.48 m²
 Total Pimera = 194.56 m²
 Edificación = 292.13 m² + 314.10 m² permitidos (1.55 m² x 2.04 m²)
 Edificación = 606.23 m² + 618.85 m² permitidos (6.20 m² x 2.04 m²)

Proyecto: Vivienda unifamiliar Vivienda unifamiliar Adosada y Placero Avenida Abdoles, 4, Alcorcón (28.430 Madrid) Santiago Alarcón Cortés Bureau Camacho Moren			
Autor: Santiago Alarcón Cortés	Fecha: 1/100	Escala: 1/100	Fecha: Abril 2014
Proyecto: Vivienda unifamiliar Vivienda unifamiliar Adosada y Placero Avenida Abdoles, 4, Alcorcón (28.430 Madrid) Santiago Alarcón Cortés Bureau Camacho Moren			



ANEXO B: FICHA TÉCNICA BCG

ecoGEO COMPACT 5-22 kW



- Control de potencia modulante en un amplio rango (25-100%) y control de caudal modulante en los circuitos de captación y producción (20-100%)
- Diseño compacto que incluye circuladoras de captación y producción, vasos de expansión de 8 y 12 litros para captación y producción respectivamente
- Sistema de recuperación de alta temperatura (HTR) para la producción de calefacción/refrigeración y ACS hasta 70 °C de forma simultánea sin apoyo eléctrico
- Gestión integrada de hasta 4 temperaturas de impulsión diferentes, 2 acumuladores de inercia (1 calefacción y 1 refrigeración), 1 acumulador de ACS, 1 piscina y control horario de la recirculación de ACS
- Gestión integrada de unidades de captación aerotérmicas modulantes, tanto en sistemas de captación aerotérmicos como en sistemas de captación híbridos geotérmico-aerotérmico
- Gestión integrada de equipos de apoyo externos auxiliares todo/nada o modulantes, por ejemplo resistencias eléctricas o calderas
- Gestión integrada de bloque de hasta 3 bombas de calor en cascada
- Contadores de energía integrados para consumo eléctrico, producción térmica de calor/frío y rendimientos instantáneos y estacionales mensual y anual



DATOS TÉCNICOS		Uds.	C1 5-22	C2 5-22	C3 5-22	C4 5-22
Aplicación	Lugar de instalación	-	Interior	Interior	Interior	Interior
	Tipo de sistema de captación	-		Geotérmico/Aerotérmico/Híbrido		
	Calefacción	-	✓			✓
	Depósito de ACS de acero inoxidable de 165 litros	-	✓		✓	✓
	Sistema recuperación de alta temperatura HTR	-	Opcional	Opcional	✓	✓
	Refrigeración activa integrada	-			✓	✓
	Refrigeración pasiva integrada	-		✓		✓
	Control de refrigeración pasiva externa	-	✓		✓	
Prestaciones	Resistencia eléctrica auxiliar integrada	-	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
	Rango de modulación del compresor	%	25 a 100	25 a 100	25 a 100	25 a 100
	Potencia de calefacción ¹ , B0W35	kW	6 a 25,9	6 a 25,9	6 a 25,9	6 a 25,9
	COP ¹ , B0W35	-	4,9	4,9	4,9	4,9
	Potencia refrigeración activa ¹ , B35W7	kW	-	-	7 a 29	7 a 29
	EER ¹ , B35W7	-	-	-	5,5	5,5
	Potencia refrigeración pasiva ² , B16W19/B16W23	kW	-	4/9,3	-	4/9,3
	Temperatura ACS máxima sin apoyo	°C	58	58	58	58
Límites de operación	Tasa de calentamiento de ACS sin apoyo	°C/min	1,9	1,9	1,9	1,9
	Temperatura ACS máxima con apoyo ³	°C	70	70	70	70
	Nivel de emisión sonora ⁴	dB	35 a 46	35 a 46	35 a 46	35 a 46
	Etiqueta energética con control clima medio	-	A+++	A+++	A+++	A+++
	Temperatura de impulsión a calefacción	°C	20 a 60	20 a 60	20 a 60	20 a 60
	Temperatura de impulsión a refrigeración	°C	4 a 35	4 a 35	4 a 35	4 a 35
	Temperatura de retorno de captación	°C	-10 a 35	-10 a 35	-10 a 35	-10 a 35
	Presión del circuito refrigerante	bar	2 to 45	2 to 45	2 to 45	2 to 45
Fluidos de trabajo	Presión del circuito de producción	bar	0,5 a 3	0,5 a 3	0,5 a 3	0,5 a 3
	Presión del circuito de captación	bar	0,5 a 3	0,5 a 3	0,5 a 3	0,5 a 3
	Presión máxima del acumulador de ACS	bar	8	8	8	8
	Tipo de refrigerante/Carga de refrigerante	kg	R410A/1,70	R410A/1,70	R410A/2,00	R410A/2,00
	Tipo de aceite del compresor/Carga de aceite	kg	POE/1,18	POE/1,18	POE/1,18	POE/1,18
	Anticongelante recomendado circuito captación ⁵	-	Propilenglicol	Propilenglicol	Propilenglicol	Propilenglicol
	1/N/PE 230 V / 50-60 Hz	-	✓	✓	✓	✓
	Protección externa máxima recomendada ⁶	A	C40A	C40A	C40A	C40A
Datos eléctricos Monofásica	Consumo máximo ¹ , B0W35	kW/A	5,8/25,2	5,8/25,2	5,8/25,2	5,8/25,2
	Consumo máximo ¹ , B0W35	kW/A	8,5/36,8	8,5/36,8	8,5/36,8	8,5/36,8
	Intensidad de arranque	A	11,1	11,1	11,1	11,1
	Corrección de coseno φ	-	0,96-1	0,96-1	0,96-1	0,96-1
	3/N/PE 400 V / 50-60 Hz	-	✓	✓	✓	✓
Datos eléctricos Trifásica	Protección externa máxima recomendada ⁶	A	C16A	C16A	C16A	C16A
	Consumo máximo ¹ , B0W35	kW/A	5,8/8,4	5,8/8,4	5,8/8,4	5,8/8,4
	Consumo máximo ¹ , B0W35	kW/A	8,5/12,2	8,5/12,2	8,5/12,2	8,5/12,2
	Intensidad de arranque	A	3,7	3,7	3,7	3,7
	Corrección de coseno φ	-	0,96-1	0,96-1	0,96-1	0,96-1
Dimensiones y peso	Alto x ancho x profundidad	mm	1804 x 600 x 710	1804 x 600 x 710	1804 x 600 x 710	1804 x 600 x 710
	Peso en vacío (sin carcasa)	kg	247	255	247	255
	Otros datos					
Tiempo de inversión de ciclo		Min y seg	-	-	1' 15"	1' 15"

1) Conforme a EN 14511, incluyendo el consumo de las bombas de circulación y del Inverter.

2) Considerando caudales en los circuitos de captación y producción de 2500 l/h.

3) Considerando un apoyo con el sistema HTR o con resistencia eléctrica auxiliar. La Tª máxima de ACS con el sistema HTR puede estar limitada por la Tª de descarga del compresor.

4) Conforme a EN 12102.

5) Consultar siempre las regulaciones locales antes de utilizar el medio anticongelante.

6) El consumo máximo puede variar significativamente con las condiciones de trabajo, o si se limita el rango de operación del compresor.

ANEXO C: FICHA TÉCNICA PLACAS FV

NU-JC320B

Serie NU-JC

320 W

La solución de diseño

Half-cut cell

Potentes características

Tolerancia de potencia positiva garantizada (0/+5 %)	Probado y certificado VDE, IEC/EN61215, IEC/EN61730 Clase de seguridad II, CE Grado de resistencia al fuego: clase C	Tecnología de 5 busbars Fiabilidad mejorada Mayor eficiencia Menor resistencia en serie
Módulos fotovoltaicos PERC de silicio monocristalino Módulo de alta eficiencia 19,0 %	Half-cut cell Rendimiento mejorado en condiciones de sombra Menores pérdidas internas Menor riesgo de hot spots o puntos calientes	Diseño robusto Probado para resistencia PID Probado para niebla salina (IEC61701) Probado para amoníaco (IEC62716) Probado para polvo y arena (IEC60068)

Su socio solar para toda la vida

60 años de experiencia solar	Garantía de potencia lineal	Garantía de producto
Equipo de asistencia local en Europa	50 millones de módulos fotovoltaicos instalados	Premio a la mejor marca fotovoltaica

Energy Solutions

SHARP
Be Original.

* Aplicable a los módulos instalados en la UE y en los países adicionales enumerados.
Compruebe las condiciones de aplicación de la garantía en su área antes de comprar.

Datos eléctricos (STC)

NU-JC320B			
Potencia máxima	P_{max}	320	W_p
Tensión de circuito abierto	V_{oc}	40,65	V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	10,20	A
Tensión en el punto de máxima potencia	V_{mpp}	33,74	V
Corriente en el punto de máxima potencia	I_{mpp}	9,49	A
Eficiencia del módulo	η_{stc}	19,0	%

STC = Condiciones de prueba estándar: irradiación 1.000 W/m², AM 1,5, temperatura de las células 25 °C.
Las características eléctricas nominales se sitúan en una margen de $\pm 10\%$ de los valores indicados de I_{sc} , V_{oc} y de $\pm 4\%$ de P_{max} (incertidumbre de medición de potencia de $\pm 3\%$).

Datos eléctricos (NMOT)

NU-JC320B			
Potencia máxima	P_{max}	238,34	W_p
Tensión de circuito abierto	V_{oc}	38,53	V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	8,27	A
Tensión en el punto de máxima potencia	V_{mpp}	31,32	V
Corriente en el punto de máxima potencia	I_{mpp}	7,61	A

NMOT = Temperatura de funcionamiento del módulo 45 °C, irradiación a de 800 W/m², temperatura del aire de 20 °C, velocidad del viento de 1 m/s.

Datos mecánicos

Longitud	1.684 mm
Anchura	1.002 mm
Profundidad	40 mm
Peso	19,5 kg

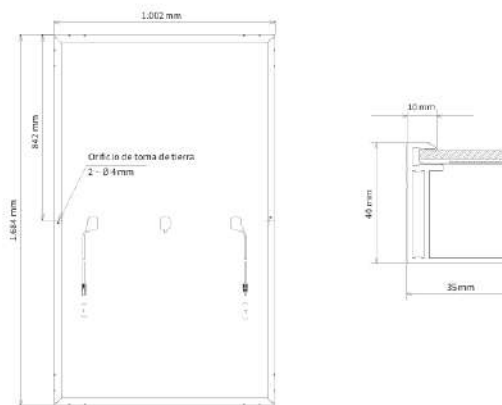
Coefficiente de temperatura

P_{max}	-0,353 %/°C
V_{oc}	-0,259 %/°C
I_{sc}	0,037 %/°C

Valores límite

Voltaje máximo del sistema	1.000 V CC
Protección de sobrecorriente	20 A
Intervalo de temperaturas	De -40 a 85 °C
Carga mecánica máxima (nieve/viento)	2.400 Pa
Carga de nieve probada (prueba IEC 61215*)	5.400 Pa

Dimensiones (mm)



*Consulte el manual de instalación de SHARP para obtener más detalles.

Datos de embalaje

Módulos por palé	26 unidades
Tamaño del palé (L x A x P)	1,74 m x 1,12 m x 1,19 m
Peso del palé	Aprox. 540 kg

Datos generales

Células	Célula cortada mono, 159 mm x 79,5 mm, 120 medias células en serie
Vidrio frontal	Vidrio templado con bajo contenido de hierro, antirreflectante y altamente transmissivo de 3,2 mm
Marco	Aleación de aluminio anodizado, negro
Lámina posterior	Negro
Caja de conexión	Clasificación IP68, 3 diodos de bypass
Cable	Ø 4,0 mm ² , longitud 1.200 mm
Conector	MC4 (Multi Contact, Staübli), IP68

Nota: Los datos técnicos están sujetos a cambios sin previo aviso. Antes de utilizar los productos de SHARP, consulte las especificaciones técnicas más recientes de SHARP. SHARP no acepta ninguna responsabilidad por errores en los dispositivos que se hayan adquirido con productos de SHARP, sobre la base de información no verificada. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas. Las instrucciones de instalación y funcionamiento se pueden encontrar en los manuales correspondientes o se pueden descargar desde www.sharp.eu. Este manual no debe considerarse directamente a una copia.

NUJC2BES2004

SHARP Electronics GmbH
Energy Solutions
Nagelsweg 33 - 35
20097 Hamburg, Alemania
T: +49 40 2376 2436
E: Solarinfo.Europe@sharp.eu

SHARP
Be Original.

www.sharp.es/energysolutions | @SHARPSolarEMEA

ANEXO D: FICHA TÉCNICA BATERÍA



HUAWEI

SMART STRING ENERGY STORAGE SYSTEM

Model: LUNA2000-7/14/21-S1

The image displays three white, rectangular battery units of different sizes (small, medium, and large) arranged in a row. Each unit has a small display screen and a Huawei logo at the top. The background is a light blue gradient with abstract white lines.

- Flexible Capacity**
6.9 kWh per Battery Module
Scalable from 6.9 kWh to 20.7 kWh per Group
Max. 4 Groups with 82.8 kWh for an Inverter¹
- More Usable Energy**
Module+ Architecture, Built-in Energy Optimizer
Ultra-long Service Time
100% Depth of Discharge
- 5-layer Safety Protection**
Cell-level, Electrical-level, Structural-level
Active Protection, Emergency Protection
- Ultimate Use Experience**
-20°C to +55°C Operating Temperature
Max 10.5 kW Charging & Discharging Power per Group
Super Quiet Operation
- Easy Installation**
Cable Free Connection Between Modules
Horizontal Adjustment Design
Quick Commissioning
- Aesthetically Pleasing Design**
Breathing Star Ring Display
Silky Curve Design
Simplistic and Borderless

LUNA2000-7/14/21-S1 Technical Specification

	LUNA2000-7-S1	LUNA2000-14-S1	LUNA2000-21-S1
Technical Specification			
Performance			
Power module	LUNA2000-10KW-C1		
Number of power modules	1		
Battery module	LUNA2000-7-E1		
Battery module capacity	6.9 kWh		
Number of battery modules	1	2	3
Battery usable energy ¹	6.9 kWh	13.8 kWh	20.7 kWh
Max. charging & discharging power	3.5 kW	7 kW	10.5 kW
Operating voltage range (single-phase system)	350~560 V		
Operating voltage range (three phase system)	600~980 V		
Communication			
Display	SOC status indicator, LED indicator		
Communication ²	RS485/FE/CAN		
General Specification			
Dimensions (W x D x H)	590 mm x 255 mm x 510 mm	590 mm x 255 mm x 870 mm	590 mm x 255 mm x 1230 mm
Weight (Floor stand toolkit included)	80 kg	148 kg	216 kg
Power module dimensions (W x D x H)	590 mm x 255 mm x 150 mm		
Power module weight	10 kg		
Battery module dimensions (W x D x H)	590 mm x 255 mm x 360 mm		
Battery module weight ³	68 kg (110.2 lb) ²		
Installation	Floor stand (standard), Wall mount (optional)		
Operating temperature ⁴	-20°C to +55°C (-4°F to +131°F)		
Max. operating altitude ⁵	4,000 m (13,123 ft.) (Derated above 2,000 m)		
Environment ⁶	Outdoor / Indoor		
Relative humidity	5%~95%		
Cooling	Natural convection		
IP rating	IP 66		
Noise emission	< 29 dB ⁷		
Cell technology	Lithium-iron phosphate (LiFePO ₄)		
Scalability ⁸	Max 4 systems in parallel operation		
Compatible inverters ⁹	SUN2000-12/15/17/20/-25K-MB0, SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1 SUN2000-5/6/8/10/12K-MAP0, SUN2000-8/10K-LC0, SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1 SUN5000-8/12K-MAP0, SUN5000-17/25K-MB0		
Standards Compliance (More Available Upon Request)			
Certificates	CE, RCM, CEC, VDE2510-50, IEC62619, IEC 60730, UN38.3, ISO13849, REACH, RoHS		
Ordering and Deliverable Part			
Available for ordering ¹⁰	LUNA2000-7-E1, LUNA2000-10KW-C1, Wall Mounting Bracket for LUNA2000-7/14/21-S1		

¹ Test conditions: 100% depth of discharge (DoD), 0.2C rate charge & discharge at 25°C, at the beginning of service life.

² CAN is for communication between ESSs in parallel scenarios only. The launch time of the FE communication version is to be determined. Please confirm with your local product manager of Huawei for information about the final version.

³ The weight of the battery modules varies with products, with a tolerance of ±3%.

⁴ The output power may be affected by temperature. Please refer to the output derating curve for details.

⁵ The output power may be affected by altitude. Please refer to the output derating curve for details.

⁶ Outdoor installation is recommended. For indoor installation instructions, please refer to the user manual.

⁷ The data is from Huawei lab, and the test condition is 1 m distance and typical working voltage.

⁸ Only SUN2000-12/15/17/20/25K-MB0 supports 4 energy storage systems in parallel operation.

⁹ For details on the timetable of compatibility with SUN2000-8/10K-LC0 and SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1, please confirm with your local product manager of Huawei for final version.

¹⁰ The power module and battery modules of the storage system are separately ordered in the required quantity.

Disclaimer: The preceding values are measured by an internal laboratory of Huawei in a specific environment. The actual values may vary with products, software versions, usage conditions, and environmental factors.

ANEXO E: PROPUESTA TÉCNICA SISTEMA CLIMATIZACIÓN

3.- Solución técnica propuesta

La solución técnica geotérmica propuesta a nuestro cliente sería:

- 2 Intercambiadores geotérmicos verticales, compuestos por:
Sonda RAUGEO PE-RC 32 x 2,9 DUO - 4 tubos - 125 mts
 y relleno con mortero geotérmico de alta conductividad térmica,
EnerGrout HD 2.1



- 1 Campo de captación geotérmico, compuesto por:
tubería RAUGEO collect PE-RC SDR 11 de 40 mm
 (ida + retorno del pozo-intercambiador), estando cada pozo a
 un máximo de 3 y 10 mts de distancia de la BCG.

175,00 Litros de fluido calor portador glicolado con **Propilenglicol**
NO TÓXICO (exigible por C.A.M.) en concentración del **30 %**.
 Protegiendo la instalación hasta **-15 °C**.



Todos los **componentes del campo de captación electrosoldables**
 mediante equipo especialmente diseñado para estos
 componentes, del propio fabricante **REHAU**.

Colector geotérmico RAUGEO – REHAU, con tomas de vaciado
 y llenado, así como indicadores de presión y temperatura del
 campo de captación y caudalímetros.



- 1,00** B.C.G. **ECOFORST**
EcoGEO C2 5-22



- 281,00** m2 Suelo Radiante **Uponor**, compuesto por todos los componentes
 de la marca Uponor: plancha, tubería suelo, red general de distribución,
 armarios, colectores y elementos de regulación, para calor y frío.



ANEXO F: FACTURA BATERÍA



COMUNIDAD SOLAR POWER, S.L. - B-88223144
c/ Monte Esquinza, 10 2º dcha.
Madrid Madrid 28010
Spain

Factura
N.º de factura 22-0155

Facturar a
Santiago Almendres Cortázar
50.444.363-G
Avda Abedules, 4
Alpedrete
28430 Madrid
España

Fecha de la factura : 21/03/2022
Términos : Personalizada
N.º de orden de compra : SO-00533

#	Artículo & Descripción y desglose	Cant.	Tarifa	Cantidad
1	09. Paquete Baterías 15kw (3x5) Huawei + PU 1) [BA104 / ALH05K005 / HUA-LUNA-2000-5KW-POWER-MODULE]01. Sistema Inteligente de Almacenamiento Huawei Luna. Módulo de Potencia LUNA2000-5Kw-C0 - 1 box 2) [BA102 / ALH05K001 / HUA-LUNA-2000-5-E0-BATTERY-MODULE]01. Sistema Inteligente de Almacenamiento Huawei Luna. Módulo Batería 5Kwh LUNA2000-5-E0 - 3 box 3) CS - Material Eléctrico: Cables AC / DC, magnetotérmico & diferencial, meter, conectores Mc4, tubos - 1 box 4) 05. Equipo Instaladores día - 0,7 box 5) CS - Pequeño material - 1 box	1 box	8.320,00	8.320,00
Subtotal				8.320,00
IVA 21% (21%)				1.747,20
Total				€10.067,20
Pago realizado				(-) 9.060,48
Saldo adeudado				€1.006,72

Puede realizar una transferencia en una de las siguientes cuentas bancarias de Comunidad Solar Power SL
ES59 2100 0997 6102 0105 9492 LA CAIXA. ES69 0182 5889 6302 0159 6137 BBVA.

ANEXO G: FACTURA INSTALACIÓN FV



Gadir 1

Las Rozas Madrid 28290
Spain

Cotización

Presupuesto n.º EST-000663

Facturar a
Santiago Almendres
Avda Abedules 4
Alpedrete
España

Fecha de la
cotización : 03/03/2021

Fecha de Instalación : 25/04/2021

#	Artículo & Descripción	Cant.	Tarifa	Cantidad
1	CS - Instalación Planta Solar Fotovoltaica 9kw MAX m dual 1) 28 Paneles Solares Sharp Solar, 320W Black 2) 2 Inversores conexión a red y de autoconsumo Huawei Sun2000 6KTL-L1 6.000w 3) Estructuras sujeción paneles solares (Guías Aluminio, hooks, presores, tornillos) 4) Material Electrico: Cables AC / DC, magnetotermico & diferencial, conectores Mc4, Watimetro, pequeño material. 5) Equipo Instaladores 5 días 6) Extra Electricidad, cuadro 22 elementos y sustitución cuadro actual. 7) Acabado Premium Black 8) Memoria Técnica, Boletín, Tramites.	1 box	7.466,00	7.466,00
2	CS - Ampliación: Instalación, paneles & herrajes. 4 Paneles Solares Sharp Solar, 320W monocristalino all black Estructuras sujeción panel solar (Guías Aluminio, hooks, presores, tornillos) Equipo Instaladores	4 box	395,00	1.580,00
Subtotal				9.046,00
Descuento(10,00%)				(-) 904,60
IVA (21%)				1.709,69
Total				€9.851,09

Esperamos que el presupuesto sea de su agrado.

Términos y condiciones

- 10% pagadero a la firma del contrato.
- 60% pagadero 15 días antes instalación.
- 30% pagadero a la puesta en funcionamiento de la planta.