



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA
INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO ELÉCTRICO
FOTOVOLTAICO PARA UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR
EN ARAVACA (MADRID)

Autor: Jaime Puente Sánchez

Director: Consolación Alonso Alonso

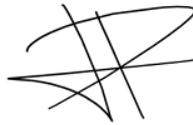
Madrid
Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título:
**ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO
ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO PARA UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR EN
ARAVACA (MADRID)**

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.: Jaime Puente Sánchez

Fecha: 20/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 20/ 07/ 2025



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA
INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO ELÉCTRICO
FOTOVOLTAICO PARA UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR
EN ARAVACA (MADRID)

Autor: Jaime Puente Sánchez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid
Julio de 2025

Agradecimientos...

A mis padres, por su apoyo incondicional, dedicación y paciencia; y a Consolación Alonso, por su colaboración, tiempo y ayuda.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO

Autor: Puente Sánchez, Jaime.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo analiza la viabilidad técnica, económica y energética de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo en una vivienda unifamiliar situada en Aravaca, Madrid. Se ha llevado a cabo un estudio comparativo de múltiples configuraciones posibles para seleccionar la solución óptima, considerando criterios de producción, rentabilidad, espacio disponible y coste. La instalación propuesta, con una potencia pico de 6,6 kWp, logra una importante reducción en la factura eléctrica y obtiene una rentabilidad de hasta 7.000 € en su vida útil.

1. Introducción

La transición energética requiere la adopción de tecnologías renovables, como la fotovoltaica. Este proyecto se enmarca en esa estrategia y tiene como objetivo diseñar y analizar una instalación solar de autoconsumo residencial, optimizada desde el punto de vista técnico y económico, que permita reducir la dependencia de la red eléctrica y fomentar la sostenibilidad.

2. Definición del proyecto

Para alcanzar este objetivo, se han llevado a cabo diversos estudios técnicos y económicos. En primer lugar, se ha realizado un análisis detallado del emplazamiento, evaluando tanto la superficie útil como las posibles limitaciones geométricas y sombreados. A continuación, se ha estudiado el consumo energético del inmueble, elaborando un perfil de consumo tipo a partir de datos históricos de facturación y registros del punto de suministro. Posteriormente, se ha llevado a cabo un estudio del recurso solar en la ubicación, empleando datos climáticos como la irradiación global horizontal (GHI), la irradiancia difusa (DHI), la temperatura ambiente y otros factores que afectan al rendimiento de una planta fotovoltaica.

Los datos de consumo y del recurso solar obtenidos se han empleado más adelante en el diseño de la instalación. Esta fase ha consistido en la simulación de múltiples configuraciones fotovoltaicas con el fin de evaluar su viabilidad técnica y económica.

Finalmente, se ha seleccionado el caso más favorable, en función de su rendimiento energético, coste, integración arquitectónica y beneficios económicos. Para este caso óptimo, se ha llevado a cabo un estudio económico detallado empleando métricas como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de retorno de la inversión.

3. Descripción de la instalación

La configuración óptima seleccionada consiste en una planta fotovoltaica formada por dos cadenas de seis módulos bifaciales Longi de 550 Wp, instalados con una inclinación

de 34° sobre estructuras fijas SOLARBLOC. La potencia pico total instalada es de 6,6 kWp, conectada a un inversor Huawei de 6 kW. La instalación incluye las protecciones eléctricas necesarias en corriente continua y se ha diseñado no solo para lograr el máximo aprovechamiento del recurso solar en la superficie disponible, respetando las limitaciones físicas del tejado; sino para reducir al mínimo el precio de la factura energética anual, evitando sobredimensionar innecesariamente la plantade forma que los vertidos energéticos no generen retorno económico al usuario.

Esta configuración fue seleccionada por su equilibrio entre coste, rendimiento energético y superficie aprovechada. Se ha estimado una producción anual promedio de 11.035 kWh, de los cuales aproximadamente 3.847 kWh se destinan al autoconsumo directo y 7.242 kWh se exportan a la red eléctrica. Esta combinación permite optimizar tanto el ahorro económico como el aprovechamiento del recurso solar disponible.

Tabla 1 Flujos de Energía Promedio de la Instalación



Flujos de Energía Promedio (kWh/año)	
Consumo Total	9.570
Generación Fotovoltaica Total	11.035
Autoconsumo Instantáneo	3.847
Exportación de Energía (Excedentes)	7.242
Importación de Energía (Consumo de red)	5.723

4. Resultados

Los resultados del análisis energético y económico son favorables. La planta presenta una producción estable a lo largo del año, con un rendimiento óptimo en los meses de mayor irradiación. El sistema alcanza un Performance Ratio medio superior al 80 %, lo que refleja una eficiencia global elevada.

Desde el punto de vista económico, la instalación tiene un coste total de aproximadamente 5.700 €, y su estudio financiero a 25 años, con una tasa de descuento del 4 %, muestra un Valor Actual Neto (VAN) de 7.737 €, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 15,45 % y un período de retorno de la inversión inferior a siete años.

Adicionalmente, la generación eléctrica renovable permitirá evitar la emisión de unas 27 toneladas de CO₂ durante la vida útil estimada de la instalación, lo que refuerza su impacto ambiental positivo.

Tabla 2 Resultados y Conclusiones de la Instalación Fotovoltaica

INVERSIÓN INICIAL	5.643,34 €
<u>Bonificaciones e Incentivos Aplicables</u>	
IRPF	2.257,34 €
ICIO	214,45 €
IBI	50%
<u>Rendimiento Energético de la Planta</u>	
Performance Ratio (PR)	86,30%
Generación Promedio	11.035 kWh/año
<u>Rendimiento Económico de la Planta</u>	
Reducción en Factura Promedio	79%
Valor Actual Neto (VAN)	7.737,59 €
Tasa Interna de Retorno (TIR)	15,45%
Payback	7 años
<u>Medioambiente</u>	
Toneladas de CO₂ Evitadas	27

5. Conclusiones

A través del estudio técnico y económico realizado, se concluye que la instalación fotovoltaica diseñada para el emplazamiento objeto de estudio es tanto viable como rentable. La propuesta no solo proporciona beneficios económicos significativos en forma de ahorro en la factura eléctrica y recuperación de la inversión, sino que además contribuye de manera directa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con los objetivos de sostenibilidad establecidos por la Agenda 2030.

La madurez alcanzada por las tecnologías solares, junto con la disponibilidad de soluciones como módulos bifaciales, inversores avanzados y sistemas constructivos eficientes, refuerzan el papel del autoconsumo como opción prioritaria en la generación distribuida. En este contexto, la instalación analizada no solo responde a una necesidad energética concreta, sino que se presenta como una solución replicable, eficaz y alineada con el modelo energético del futuro.

FEASIBILITY STUDY OF A PHOTOVOLTAIC SELF-CONSUMPTION INSTALLATION

Author: Puente Sánchez, Jaime.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

PROJECT ABSTRACT

This project analyzes the technical, economic, and energy feasibility of a photovoltaic self-consumption system for a single-family house located in Aravaca, Madrid. A comparative study of multiple possible configurations has been carried out to determine the optimal solution, considering criteria such as energy yield, profitability, available space, and cost. The proposed installation, with a peak power of 6,6 kWp, achieves a significant reduction in the electricity bill and a profitability of up to 7.000 € over its lifetime.

6. Introduction

The energy transition demands the widespread adoption of renewable technologies, such as photovoltaics. This project contributes to that objective by designing and evaluating a residential solar self-consumption system, optimized from both technical and economic perspectives, aiming to reduce dependence on the power grid and promote sustainability.

7. Project Definition

To achieve this goal, various technical and economic studies have been performed. First, a detailed assessment of the location was conducted, analyzing usable rooftop area and potential geometric or shading constraints. Next, the electricity consumption of the household was evaluated, creating a typical annual load profile based on historical billing and supply point data. A solar resource assessment followed, using local climate data such as Global Horizontal Irradiance (GHI), Diffuse Horizontal Irradiance (DHI), ambient temperature, and other variables affecting photovoltaic performance.

The consumption profile and solar resource data were used in the design phase, where multiple PV configurations were simulated to evaluate their technical and economic feasibility.

The optimal case was then selected based on energy performance, cost, architectural integration, and financial returns. For this case, a detailed financial study was carried out using indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Payback Period.

8. Description of the Optimal Installation

The optimal configuration consists of a photovoltaic array composed of two strings of six bifacial Longi modules rated at 550 Wp each, installed at a 34° tilt on SOLARBLOC fixed structures. The total installed peak power is 6,6 kWp, connected to a 6 kW Huawei inverter. The installation includes all necessary DC protections and is designed not only to maximize solar resource utilization within the available roof area, but also to minimize

the annual energy bill without unnecessary oversizing, avoiding uneconomical surplus exports.

This configuration was chosen for its balance between cost, energy output, and use of space. It is estimated to produce 11.035 kWh per year on average, with approximately 3.847 kWh used for direct self-consumption and 7.242 kWh exported to the grid. This combination ensures an optimal trade-off between cost savings and energy efficiency.

Table 1 Average Energy Flows of the Installation



Average Energy Flows (kWh/year)	
Total Consumption	9.570
Total Photovoltaic Generation	11.035
Instantaneous Self-Consumption	3.847
Energy Exported (Surplus)	7.242
Energy Imported (Grid Consumption)	5.723

9. Results

The energy and financial analyses yielded favorable results. The system achieves a stable output throughout the year, with peak performance in the months of highest irradiance. The average Performance Ratio exceeds 80 %, indicating a high overall efficiency.

From an economic perspective, the total installation cost is approximately 5.700 €. The financial analysis over a 25-year period, using a 4 % discount rate, results in a Net Present Value (NPV) of 7.737 €, an Internal Rate of Return (IRR) of 15,45 %, and a payback period of under seven years.

Additionally, the renewable generation will avoid the emission of approximately 27 tons of CO₂ over the system's lifetime, enhancing its positive environmental impact.

Table 2 Key Results and Conclusions of the PV Installation

INITIAL INVESTMENT	5.643,34 €
Applicable Tax Benefits and Incentives	
IRPF	2.257,34 €
ICIO	214,45 €
IBI	50%
Plant Energy Performance	
Performance Ratio (PR)	86,30%
Average Generation	11.035 kWh/año
Plant Economic Performance	
Average Bill Reduction	79%
Net Present Value (NPV)	7.737,59 €
Internal Rate Return (IRR)	8,56%
Payback	7 años
Environmental Impact	
Tons of CO₂ Avoided	27

10. Conclusions

Based on the technical and economic analysis performed, the photovoltaic installation designed for the studied site is both viable and profitable. The proposed system offers substantial economic benefits through electricity bill reduction and investment recovery, while also directly contributing to greenhouse gas emissions reduction, aligning with the sustainability targets of the 2030 Agenda.

The maturity of solar technologies, together with the availability of efficient solutions such as bifacial modules, advanced inverters, and simplified mounting systems, consolidates self-consumption as a priority option for distributed generation. In this context, the analyzed installation not only addresses a specific energy need but also serves as a replicable and effective solution aligned with the future energy model

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Objetivos del Proyecto	10
1.2 Motivación del Proyecto	10
1.3 Metodología.....	13
1.4 Planificación y Estimación Económica.....	15
1.4.1 Planificación Temporal.....	15
1.4.2 Estimación Económica del Desarrollo.....	16
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	18
2.1 El Efecto Fotovoltaico.....	18
2.2 Tecnologías Disponibles	20
2.3 Marco Regulatorio.....	22
2.4 El Autoconsumo Fotovoltaico.....	24
2.5 Autoconsumo Fotovoltaico en España.....	26
2.5.1 Potencia Generada.....	26
2.5.2 Energía Autoconsumida	27
2.5.3 Desafíos del Autoconsumo	27
2.5.4 El Futuro del Autoconsumo.....	28
2.6 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	29
Capítulo 3. Descripción de las Tecnologías.....	34
3.1 Programa PVsyst.....	34
3.1.1 Bifacialidad de los Módulos Fotovoltaicos.....	34
3.1.2 Creación de Subconjuntos.....	38
3.1.3 Reparto de Potencia en Inversores.....	39
3.1.4 Creación de Orientaciones.....	40
3.2 Google Earth Pro.....	41
3.3 Microsoft Excel	41
Capítulo 4. Descripción del Emplazamiento	42
4.1 Localización y Entorno	43
4.2 Morfología y Superficie Disponible Para la Instalación	45

4.3	Datos Solares y Condiciones Climáticas.....	46
4.4	Disponibilidad de Datos de Consumo Eléctrico.....	46
4.5	Información Catastral.....	47
Capítulo 5. Estudio del Consumo Eléctrico.....		49
5.1	Datos Disponibles de Consumo	49
5.1.1	Perfil Inicial de Consumo Y Variabilidad.....	50
5.1.2	Criterios de Filtrado de Datos Anómalos	52
5.1.3	Resultados del Filtrado y Perfil Depurado	54
5.2	Estimación del Consumo.....	55
5.3	Conclusión: Datos de Consumo Estimados.....	57
Capítulo 6. Estudio del Recurso Solar.....		58
6.1	Definiciones Básicas	58
6.2	Radiación Global y Difusa Sobre el Plano Horizontal.....	60
6.3	Temperatura.....	63
6.4	Velocidad del Viento.....	65
6.5	Síntesis de Resultados Obtenidos.....	67
Capítulo 7. Diseño de la Instalación.....		69
7.1	Selección De Parámetros.....	70
7.1.1	Orientación.....	70
7.1.2	Sistema.....	72
7.1.3	Pérdidas Detalladas.....	76
7.1.4	Autoconsumo	85
7.1.5	Almacenamiento	86
7.2	Parámetros Opcionales.....	86
7.2.1	Horizonte.....	86
7.2.2	Sombreados Cercanos.....	87
7.2.3	Diseño del Módulo, Gestión de la Energía y Evaluación Económica.....	88
Capítulo 8. Estudio Energético.....		90
8.1	Análisis de la Configuración del Caso Óptimo	92
8.1.1	Estrategia de Dimensionamiento.....	92
8.1.2	Análisis Comparativo de Configuraciones Relevantes.....	93
8.1.3	Análisis con Distintos Módulos Fotovoltaicos	96

8.2	Análisis de Resultados Detallados del Caso Óptimo.....	97
8.3	Toneladas de CO ₂ Evitadas	105
Capítulo 9. Estudio Económico.....		107
9.1	Factores Económicos.....	107
9.1.1	Costes de Importación y Exportación de Energía y Límite Teórico del Emplazamiento	107
9.1.2	Módulos, Inversores y Estructuras Fijas.....	108
9.1.3	Protecciones	110
9.1.4	Montaje y Mantenimiento.....	111
9.2	Análisis del Caso Óptimo.....	111
9.2.1	Coste Total de la Instalación.....	111
9.2.2	Reducción de la Factura	113
9.3	Ayudas e Incentivos Para Instalaciones Fotovoltaicas	115
9.3.1	Deducción del IRPF	115
9.3.2	Bonificación en el IBI.....	116
9.3.3	Bonificación del ICIO (Madrid).....	116
9.3.4	Fondos Next Generation.....	117
9.4	Rentabilidad del Proyecto	117
Capítulo 10. Conclusiones.....		120
Capítulo 11. Bibliografía.....		122
Parte II ANEXOS.....		127
ANEXO I. Selección de Emplazamiento		128
1.1	Chalé Particular en Monteclaro	130
1.1.1	Recurso Solar	130
1.1.2	Morfología.....	131
1.1.3	Consumo Eléctrico	132
1.2	Colegio Everest	132
1.2.1	Recurso Solar	133
1.2.2	Morfología.....	133
1.2.3	Consumo Eléctrico	134
1.3	Ático en Urbanización Altos de Aravaca	134

1.3.1	Recurso Solar	134
1.3.2	Morfología.....	135
1.3.3	Consumo Eléctrico	136
1.4	Conclusión.....	136
1.5	Descripción Técnica del Emplazamiento	138
ANEXO II. Plano Urb. Altos de Aravaca		139
ANEXO III. Análisis del Consumo Detallado.....		140
1.1	Filtrado de los Datos.....	141
1.1.1	Selección del Valor de Filtrado N.....	143
1.1.2	Coficiente de Variación	146
1.2	Análisis del Filtrado	148
Anexo IV Estudio del Recurso Solar		162
ANEXO V. Estudio Energético Detallado.....		176
1.3	Caso Base	176
1.3.1	Inversor Utilizado.....	176
1.3.2	Bifacialidad	177
1.3.3	Análisis del Caso	177
1.4	Búsqueda Caso Óptimo	180
1.4.1	Introducción de Dos Strings.....	181
1.4.2	Strings Simétricos o Asimétricos	185
1.4.3	Límite de la Superficie Disponible	187
1.4.4	Expansión de la Superficie	191
1.5	Conclusión: Casos Potencialmente Óptimos.....	192
1.6	Selección del Módulo.....	194

Índice de figuras

Figura 1 Evolución de la Potencia Instalada (MW) [1].....	12
Figura 2 Evolución de la Potencia Acumulada (MW) [1].....	12
Figura 3 Efecto Fotovoltaico	19
Figura 4 Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	33
Figura 5 Ventana Sistema Bifacial 1 (PVsyst).....	36
Figura 6 Ventana Sistema Bifacial 2 (PVsyst).....	37
Figura 7 Escena de Sombreado Caso 0 (PVsyst)	37
Figura 8 Ventana Sistema (PVsyst).....	38
Figura 9 Ventana Potencia Compartida (PVsyst).....	40
Figura 10 Ventana Gestión de Orientaciones (PVsyst).....	41
Figura 11 Imagen Satelital Ático Particular Aravaca 1 (Google Earth Pro)	44
Figura 12 Imagen Satelital Ático Particular Aravaca 2 (Google Earth Pro)	44
Figura 13 Imagen Satelital Ático Particular Aravaca 3 (Google Earth Pro)	45
Figura 14 Información Catastral del Inmueble (Sede Electrónica de Catastro).....	47
Figura 15 Imagen 3D del Inmueble (Sede Electrónica de Catastro).....	48
Figura 16 Esquema de Radiación Global Horizontal, como suma de DNI, DHI y Radiación Reflejada.....	59
Figura 17 Interfaz de Proyecto (PVsyst)	70
Figura 18 Interfaz de Orientación (PVsyst).....	72
Figura 19 Interfaz del Sistema (PVsyst).....	76
Figura 20 Pérdidas Detalladas: Parámetro Térmico (PVsyst).....	77
Figura 21 Pérdidas Detalladas: Pérdidas Óhmicas (PVsyst).....	79
Figura 22 Pérdidas Detalladas: Calidad del Módulo - LID- Desajuste (PVsyst)	81
Figura 23 Pérdidas Detalladas: Pérdidas de Suciedad (PVsyst).....	82
Figura 24 Pérdidas Detalladas: Pérdidas IAM (PVsyst)	83
Figura 25 Pérdidas Detalladas: Auxiliares (PVsyst)	83

Figura 26 Pérdidas Detalladas: Envejecimiento (PVsyst).....	84
Figura 27 Pérdidas Detalladas: Disponibilidad (PVsyst).....	85
Figura 28 Valores Mensuales de Consumo Introducidos en PVsyst.....	86
Figura 29 Construcción/Perspectiva Sombreados Cercanos Caso 0 (PVsyst)	88
Figura 30 Construcción/Perspectiva Sombreados Cercanos Caso 21 (PVsyst)	91
Figura 31 Diagrama Unifilar Caso 21 (PVsyst)	91
Figura 32 Chalé Particular	132
Figura 33 Colegio Everest	134
Figura 34 Ático Particular en Altos de Aravaca.....	136
Figura 35 Diagrama Unifilar Caso 4.	181
Figura 36 Cálculo de Distancia Entre Strings, d	183
Figura 37 Diagrama Unifilar Caso 5.	184
Figura 38 Comparación de Diagramas de Sankey de Pérdidas de los Casos 4. y 5.....	185
Figura 39 Configuración de Módulos Caso 24.....	192

Índice de Tablas

Tabla 1 Flujos de Energía Promedio de la Instalación	10
Tabla 2 Resultados y Conclusiones de la Instalación Fotovoltaica.....	11
Tabla 3 Datos Geográficos y Promedio de GHI del Emplazamiento.....	46
Tabla 4 Consumo Eléctrico Promedio y Desviación Típica.....	52
Tabla 5 Datos de Consumo Eléctrico Filtrados (muestra depurada).....	54
Tabla 6 Estimación del Consumo del Emplazamiento a Través del Uso de Electrodomésticos	56
Tabla 7 Año de Consumo Tipo a Introducir en PVsyst.....	57
Tabla 8 Coeficiente de Variación de Valores de Recurso Solar.....	61
Tabla 9 Análisis de Datos Sin la Base NASA	62
Tabla 10 Datos Finales de Recurso Solar Introducidos en PVsyst	68
Tablas 11.1 y 11.2 Análisis Energético y Económico de los Distintos Casos	95
Tabla 12 Análisis de Casos Potencialmente Óptimos: Selección de Módulo	96
Tabla 13 Tabla de Balances y Resultados Principales (PVsyst)	99
Tabla 14 Flujos de Energía en la Instalación en el primer año.....	100
Tabla 15 Resultados de Simulación a 25 Años (PVsyst)	104
Tabla 16 Precios de Importación/Exportación de energía, Montaje y Mantenimiento, Módulos Fotovoltaicos, Inversores, Estructuras Fijas, y Protecciones	109
Tabla 17 Desglose del Coste de la Instalación	112
Tabla 18 Flujos de Energía Promedio en la Instalación	113
Tabla 19 Cálculo de la Reducción Anual Promedio en la Factura Energética.....	114
Tabla 20 Valor Actual Neto y Recuperación de la Inversión.....	118
Tabla 21 Resultados y Conclusiones de la Instalación Fotovoltaica.....	121
Tabla 22 Clasificación de Emplazamientos.....	129
Tabla 23 GHI Anual Chalé Particular en Monteclaro	131
Tabla 24 GHI Anual Colegio Everest.....	133

Tabla 25 GHI Anual Ático en Altos de Aravaca.....	135
Tabla 26 Puntuación de Selección de Emplazamiento.....	137
Tabla 27 Consumo Eléctrico Mensual 2020 - 2025	141
Tabla 28 Consumo Eléctrico Promedio y Desviación Típica.....	142
Tabla 29 Valores de consumo que se encuentran a N=1 desviaciones típicas de la media	144
Tabla 30 Valores de consumo que se encuentran a N=1,2 desviaciones típicas de la media	145
Tabla 31 Coeficiente de Variación	148
Tabla 32 Valores de Consumo Eléctrico Revisados para N=1,2 y CV >20%	149
Tabla 33 Resumen Análisis Consumo Eléctrico	150
Tabla 34 Casos Potencialmente Óptimos: Selección de Módulo.....	195

Lista de Acrónimos

- **GHI:** *Global Horizontal Irradiance* - Irradiación global horizontal.
- **DHI:** *Diffuse Horizontal Irradiance* - Irradiación difusa horizontal.
- **CV:** *Coeficiente de Variación* - Relación entre la desviación típica y la media, utilizado para medir la dispersión de datos.
- **VAN:** *Valor Actual Neto* - Indicador económico que representa el valor presente de una inversión futura.
- **TIR:** *Tasa Interna de Retorno* - Rentabilidad media anual esperada de una inversión.
- **CA o AC:** *Corriente Alterna* - Tipo de corriente eléctrica que cambia de dirección periódicamente.
- **CC o DC:** *Corriente Continua* - Corriente eléctrica que fluye en una única dirección constante.
- **STC:** *Standard Test Conditions* - Condiciones estándar de prueba para módulos fotovoltaicos (1000 W/m², 25 °C, AM 1.5).
- **AM:** *Air Mass* - Describe la trayectoria que sigue la radiación solar a través de la atmósfera.
- **LID:** *Light Induced Degradation* - Degradación inducida por la luz en módulos solares, especialmente en los primeros días de exposición.
- **IAM:** *Incidence Angle Modifier* - Factor de corrección que representa las pérdidas ópticas debidas al ángulo de incidencia de la radiación.
- **MPPT:** *Maximum Power Point Tracking* - Seguimiento del punto de máxima potencia, técnica utilizada por los inversores para optimizar la producción.
- **PERC:** *Passivated Emitter Rear Cell* - Tecnología de célula solar que mejora la eficiencia mediante una capa pasivada en la parte trasera.

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este Trabajo de Fin de Grado (TFG) tiene como objetivo diseñar y estudiar la viabilidad económica de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo eléctrico, enfocada al ámbito residencial o industrial. Para alcanzar este propósito general, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- **Analizar el consumo eléctrico** del emplazamiento seleccionado sobre el que se realizará la instalación, y obtener un año de consumo tipo que sirva de base para los cálculos de la planta.
- **Estudiar el recurso solar** disponible en la ubicación, empleando bases de datos y herramientas de simulación para caracterizar la radiación solar incidente.
- **Realizar un estudio energético** completo con la finalidad de seleccionar la tecnología óptima para la instalación (tipo de paneles solares, inversores, configuración, etc.).
- **Evaluar la viabilidad económica** del proyecto mediante un análisis de costos e ingresos, determinando indicadores financieros como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN), a fin de estimar la rentabilidad del proyecto.

1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La rápida y profunda evolución tecnológica de los últimos años, junto con la creciente preocupación por el cambio climático y la degradación ambiental, han desencadenado una transformación del modelo energético mundial. Esto ha llevado a recurrir a la implementación de fuentes de energía limpias, sostenibles y de baja huella de carbono: las fuentes de energía renovables. Entre todas las opciones, la madurez tecnológica y progresiva

reducción de los costes de implementación de la energía solar hace de ésta una de las soluciones más relevantes y accesibles para abordar estos desafíos.

El efecto fotovoltaico fue descubierto en el siglo XIX, pero no fue hasta un siglo más tarde que se diseñó la primera célula solar práctica. Desde entonces, la evolución de esta tecnología ha sido continua y prácticamente exponencial, acompañada de drásticas reducciones de costes y mejoras en la eficiencia de los paneles. A nivel global, la potencia fotovoltaica instalada se ha convertido en un pilar fundamental de la transición energética en los últimos 20 años. Este rápido progreso, junto con su creciente disponibilidad, ha hecho de la energía solar una alternativa viable tanto para grandes plantas de generación como para pequeños proyectos de autoconsumo energético doméstico, como el que aborda este Trabajo de Fin de Grado.

Es en este contexto socioeconómico y tecnológico en que nace la motivación de este proyecto. Existe una necesidad creciente de transformar el modelo energético actual hacia uno más sostenible, resiliente y descentralizado, y el autoconsumo fotovoltaico surge como una herramienta clave para afrontar los retos del sistema energético contemporáneo. En España, por ejemplo, el autoconsumo cubrió ya más del 3,7% de la demanda eléctrica nacional en 2024, consolidando su papel en el mix energético [1]. A pesar de una ligera desaceleración en nuevas instalaciones durante ese año (se añadieron 1.431 MW de autoconsumo, un 26 % menos que en 2023 [1]), el sector muestra signos de madurez con un total acumulado de 8.585 MW operativos [1] (Figura 1 y Figura 2). Este crecimiento sostenido ha venido acompañado por proyectos cada vez más ambiciosos (especialmente en el sector industrial), la incorporación de sistemas de almacenamiento, y un impacto tangible en la reducción de emisiones de CO₂ y en la estabilidad de los precios energéticos para los consumidores.

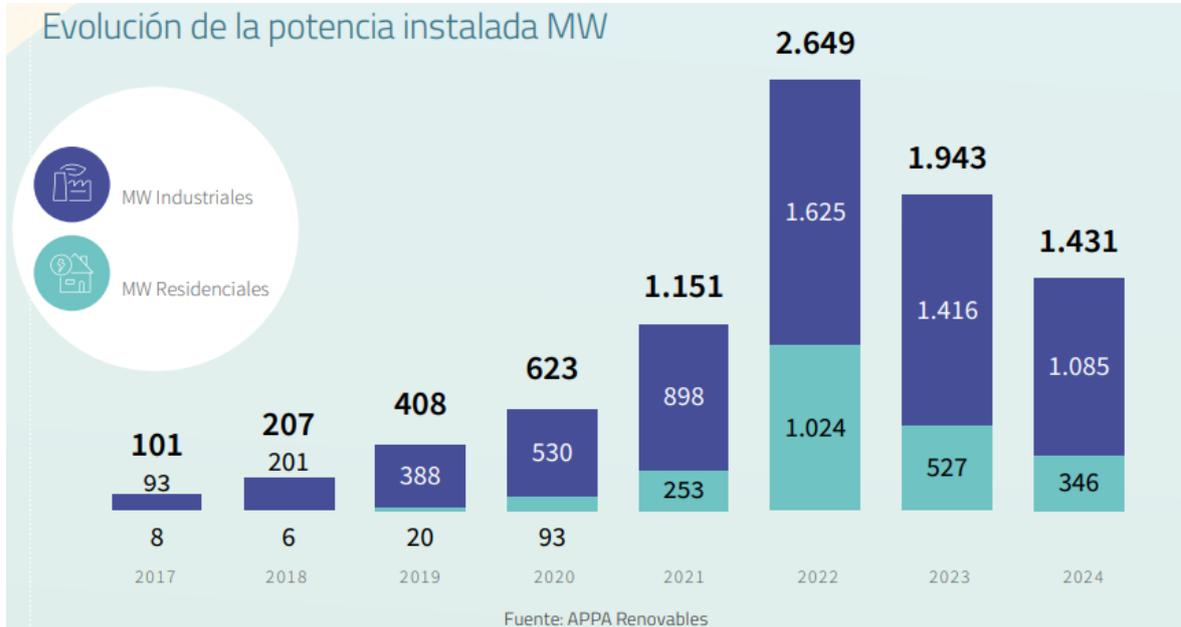


Figura 1 Evolución de la Potencia Instalada (MW) [1]

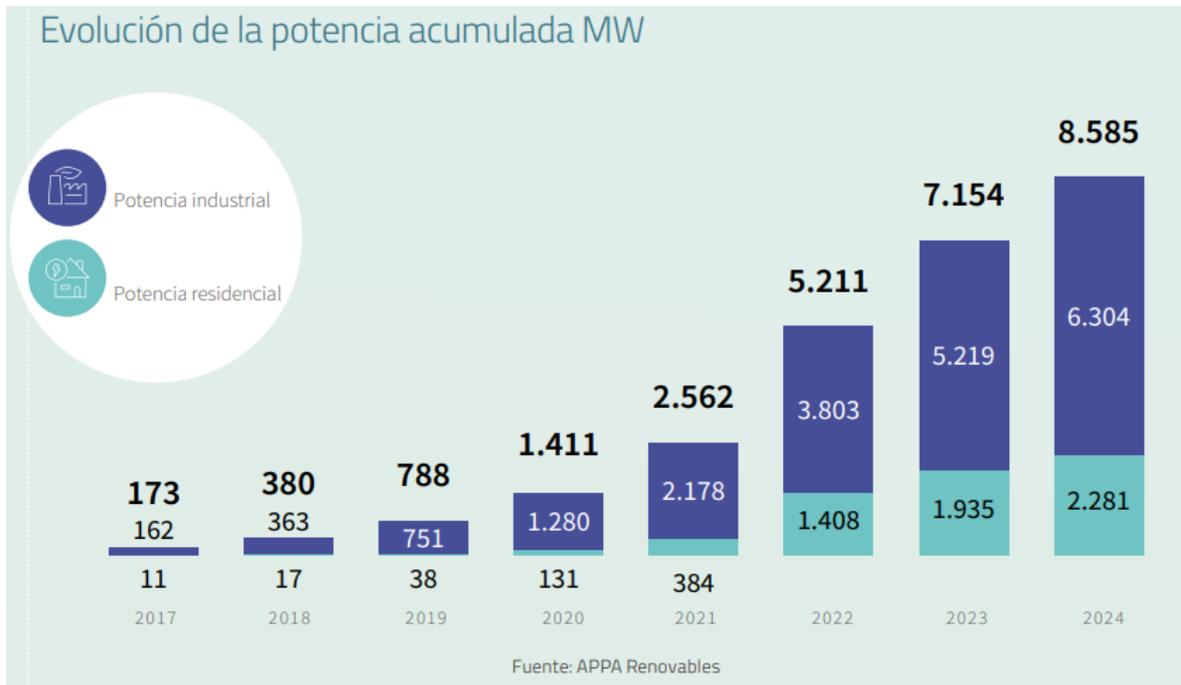


Figura 2 Evolución de la Potencia Acumulada (MW) [1]

La justificación técnica y económica de este proyecto no es otra que aprovechar dicha tendencia y contribuir a ella. Por un lado, desde la perspectiva del usuario final, una instalación fotovoltaica de autoconsumo bien dimensionada permite reducir

significativamente los costes energéticos e incrementar la independencia respecto a la red eléctrica convencional. Estudios recientes indican que el ahorro anual promedio gracias al autoconsumo en 2024 fue del orden de 157 € por kW instalado en el sector residencial, y de 101 € por kW en el sector industrial [1]. Estos ahorros se traducen típicamente en periodos de retorno de la inversión de unos 7 a 8 años para instalaciones tipo, subrayando la rentabilidad y atractivo económico de la fotovoltaica distribuida. Por otro lado, a nivel ambiental, el proyecto contribuye directamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, al evitar el consumo de fuentes fósiles.

En suma, la motivación del presente trabajo es doble: por una parte, fomentar el desarrollo de soluciones técnicas que aceleren la transición ecológica hacia un modelo energético más limpio y distribuido; y por otra, demostrar la viabilidad de dichas soluciones. De esta forma, el proyecto pretende contribuir tanto a los objetivos particulares de quien lo lleva a cabo, como a los compromisos globales de sostenibilidad y a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030, tal y como se detallará más adelante.

1.3 METODOLOGÍA

Para desarrollar el estudio de viabilidad de la instalación fotovoltaica propuesta, se seguirá una metodología estructurada en varias etapas, que abarcan desde la recopilación de datos iniciales hasta el análisis de resultados finales. A continuación, se describen los hitos principales del procedimiento metodológico:

1. **Selección y descripción del emplazamiento objetivo:** Antes de comenzar, se determinará el emplazamiento específico sobre el cual se diseñará la instalación y se realizará el estudio. En esta selección se valorarán criterios como la accesibilidad a datos históricos de consumo eléctrico (como facturas o perfiles de carga) que permitan estimar el consumo mensual promedio, la disponibilidad de espacio o superficie apta para la instalación de paneles, y la calidad de dicho emplazamiento en términos de recurso solar (horas de sol, sombras, climatología, etc.). Elegir un buen sitio es fundamental para garantizar tanto la viabilidad técnica (espacio

suficiente, buena irradiación) como la viabilidad económica (alta fracción de consumo cubierta) del proyecto. Dicho estudio se ha ubicado en el ANEXO I. Selección de Emplazamiento adjunto a esta memoria, y la descripción del emplazamiento seleccionado se detalla a continuación en el Capítulo 4. Descripción del Emplazamiento.

2. **Estudio del consumo eléctrico:** Se recopilarán y analizarán datos de consumo del lugar (facturas eléctricas, registros horarios, etc.) con el fin de obtener una caracterización de la demanda energética. Esto incluye determinar el consumo medio, de forma que se cuente con un “año de consumo” tipo que será empleado para realizar los cálculos de la planta. Mediante este estudio de carga se podrá dimensionar adecuadamente la planta fotovoltaica, de modo que su potencia instalada y capacidad de generación se ajusten a sus necesidades reales.
3. **Estudio del recurso solar:** Paralelamente, se evaluará el potencial solar del emplazamiento utilizando bases de datos meteorológicas y herramientas especializadas. Se recurrirá, entre otras, a fuentes como PVGIS, Meteonorm, NREL o la NASA, obteniendo valores estadísticos de irradiación global, directa y difusa, entre otros. Con estos datos se realizará una estimación fiable del recurso solar disponible, y se compilarán los resultados para introducirlos en el programa PVsyst, mediante el cual se llevará a cabo la simulación de la planta. Este análisis permitirá conocer la inclinación, orientación y disposición óptimas de los paneles para aprovechar al máximo la energía solar incidente.
4. **Diseño de la instalación fotovoltaica:** Empleando la herramienta de simulación PVsyst, se procederá a diseñar la instalación fotovoltaica óptima. En esta etapa se seleccionará la configuración técnica más adecuada (tipo y número de paneles solares, inversor o inversores, sistema de montaje, etc.), evaluando distintas combinaciones para maximizar la rentabilidad del proyecto. Las simulaciones incorporarán factores como el ángulo de inclinación y la orientación de los módulos, sombras cercanas, temperaturas de operación y otras pérdidas sistémicas, obteniendo así una estimación detallada de la producción eléctrica esperada.

5. **Evaluación económica y análisis de viabilidad:** Con la información técnica recopilada, se elaborará un modelo económico-financiero del proyecto. Se calculará la inversión inicial requerida (coste de los paneles, inversores, estructura, instalación, etc.), así como los costes anuales de operación y mantenimiento. A continuación, se proyectarán los flujos de caja considerando el ahorro en la factura eléctrica logrado por el autoconsumo y, en su caso, los ingresos por compensación de excedentes vertidos a la red. Empleando indicadores como la TIR y el VAN, y estimando el período de retorno, se evaluará la rentabilidad de la inversión.
6. **Elaboración de la memoria descriptiva:** Finalmente, como parte integral de la metodología (desarrollada en paralelo a las etapas anteriores), se redactará esta Memoria Descriptiva del proyecto, que recopilará todos los análisis, cálculos, resultados y conclusiones obtenidos. La memoria incluirá, además, los planos eléctricos unifilares, presupuestos detallados, anexos de cálculos, documentación técnica de los componentes y cualquier otra información de soporte necesaria para la comprensión y verificación del proyecto. La elaboración de la memoria se irá realizando conforme se completen los apartados técnicos, asegurando la coherencia global del documento y facilitando su posterior revisión.

1.4 PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA

En este apartado se presenta, por un lado, la planificación temporal de las actividades necesarias para desarrollar el proyecto, y por otro, una estimación de los recursos económicos requeridos para llevarlo a cabo.

1.4.1 PLANIFICACIÓN TEMPORAL

El proyecto se ha programado en dos fases principales. La primera fase, de carácter formativo y preparatorio, abarcó la investigación preliminar y el aprendizaje del uso de las herramientas especializadas como PVsyst. Mientras que la segunda fase comprende la

ejecución del estudio técnico y la redacción de la documentación final. De manera resumida, el calendario seguido es el siguiente:

- **Octubre 2024 – Febrero 2025:** Periodo dedicado al estudio y capacitación, incluyendo la revisión de la bibliografía sobre energía fotovoltaica, la familiarización con la normativa vigente y el aprendizaje del manejo del software PVsyst mediante cursos en línea y prácticas. Paralelamente, en estos meses se recopiló información del emplazamiento y se solicitó el acceso a datos de consumo para etapas posteriores.
- **Marzo 2025 – Julio 2025:** Periodo destinado a la realización del estudio de viabilidad y la redacción de la memoria. En estos meses se ejecutaron las tareas de análisis de consumo y recurso solar, las simulaciones energéticas con distintas configuraciones, el dimensionamiento de la instalación, y finalmente la evaluación económica. Conforme se obtenían resultados, se fueron documentando en la memoria del proyecto. A finales de julio de 2025 se completó la redacción final, incorporando las conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio.

1.4.2 ESTIMACIÓN ECONÓMICA DEL DESARROLLO

Dado que el presente trabajo es un TFG de carácter académico, los costes económicos directos asociados a su desarrollo son relativamente reducidos. No se requirieron inversiones en equipamiento más allá de un ordenador personal estándar, y las herramientas de software empleadas (como PVsyst o bases de datos meteorológicas) estuvieron disponibles mediante licencias educativas que redujeron el coste de los programas, o eran recursos abiertos para el estudiante. Por tanto, el principal recurso invertido en el proyecto ha sido el tiempo y dedicación personal del autor, estimado en unas 150 horas totales de trabajo a lo largo de los 10 meses de proyecto. Si se valorase ese tiempo a tarifas profesionales, podría asimilarse a un coste humano significativo; sin embargo, al tratarse de un proyecto formativo, no se ha contabilizado un presupuesto económico convencional. En conclusión, no se han identificado gastos significativos en materiales ni servicios externos para la realización del estudio, más allá del esfuerzo

personal y el acceso a información y software especializado proporcionado en el entorno universitario.

En un contexto profesional real, la ejecución de un estudio de estas características implicaría costes asociados a horas de ingeniería, posibles mediciones in situ, tramitaciones y otros, pero dichos costes quedarían ampliamente justificados por los ahorros que la implementación efectiva del proyecto generaría a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica. En todo caso, para los fines de este TFG, la viabilidad económica se evaluará principalmente en términos del retorno de la inversión de la propia instalación solar (y no del coste de realizar el estudio), considerando que este último ha sido mínimo gracias a los recursos académicos disponibles.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 *EL EFECTO FOTOVOLTAICO*

El efecto fotovoltaico es el fenómeno físico que permite convertir la radiación solar en electricidad de corriente continua mediante dispositivos semiconductores conocidos como células fotovoltaicas. En esencia, cuando la luz solar incide sobre ciertos materiales, la energía de los fotones es absorbida y provoca la liberación de electrones de sus átomos, generando así pares electrón-hueco (cargas negativa y positiva, respectivamente).

Las células fotovoltaicas están compuestas por capas de material semiconductor, generalmente silicio, que han sido dopado con diferentes impurezas para modificar su comportamiento eléctrico. En este contexto, es necesario distinguir entre dos tipos de semiconductores [2]:

- **Un semiconductor intrínseco** es un material puro (como el silicio o el germanio) que en condiciones normales posee una conductividad eléctrica muy limitada. Su capacidad de conducción depende únicamente de la excitación térmica o lumínica que promueve la generación de pares electrón-hueco.
- **Un semiconductor extrínseco**, en cambio, es aquel al que se le han añadido impurezas (dopantes) para aumentar su conductividad. Dependiendo del tipo de dopante, se obtiene material tipo n (exceso de electrones libres) o tipo p (exceso de huecos libres)

Cuando se colocan en contacto dos regiones de silicio dopadas de forma distinta (una tipo n y otra tipo p), se forma lo que se denomina una unión P-N. En esta zona de unión se establece un campo eléctrico interno debido al movimiento inicial de portadores de carga (electrones y huecos) que se recombinan en la frontera, dejando cargas fijas. Este campo eléctrico actúa como un diodo natural que permite que los electrones libres y los huecos generados por la luz solar sean separados y dirigidos en sentidos opuestos, en lugar de recombinarse [3].

Como resultado de esta separación, se genera una diferencia de potencial entre las dos caras de la célula fotovoltaica. Si se conecta un circuito externo entre sus terminales, esta diferencia de potencial da lugar a una corriente continua. En resumen, al incidir luz sobre la célula, aparece un voltaje y comienza a fluir corriente, lo que constituye el efecto fotovoltaico aprovechado para la generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar.

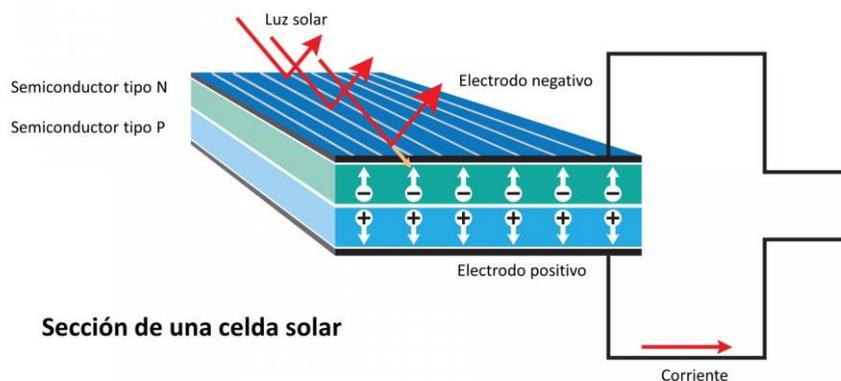


Figura 3 Efecto Fotovoltaico

Las primeras evidencias del efecto fotovoltaico datan de 1839 de la mano de A. Becquerel [4], y la primera célula solar de silicio eficiente se desarrolló en 1954 en los Laboratorios Bell [5]. Desde entonces, las mejoras tecnológicas han incrementado notablemente la eficiencia de conversión de las células fotovoltaicas (actualmente entre el 17 % y el 22 % para las comerciales de silicio monocristalino, con récords de laboratorio por encima del 45 % [6]). Asimismo, el costo de producción de los módulos solares se ha reducido exponencialmente en las últimas décadas gracias a economías de escala y avances en fabricación. Esto ha permitido que la energía fotovoltaica pase de ser una curiosidad experimental a una fuente competitiva de generación eléctrica en muchos mercados.

2.2 TECNOLOGÍAS DISPONIBLES

En cuanto a las tecnologías disponibles, hoy predominan los paneles fotovoltaicos de silicio cristalino. Dentro de ellos, los módulos monocristalinos con tecnología PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) [7] son los más utilizados debido a su alta eficiencia y buen rendimiento térmico. Más recientemente han cobrado auge los paneles bifaciales, capaces de captar radiación solar por ambas caras (aprovechando la luz difusa reflejada en el suelo u otras superficies). El costo de los módulos bifaciales se ha ido aproximando al de los monofaciales tradicionales, lo que, pese a que la ganancia de generación por la cara trasera es reducida, justifica su adopción al incrementar la producción total por panel. En instalaciones con superficie suficiente y entorno reflectante, los módulos bifaciales pueden aumentar la generación entre un 5 % y un 15 % respecto a un panel convencional del mismo tamaño, mejorando la relación costo-beneficio de la planta solar [8].

Además de los paneles, un componente crítico en todo sistema fotovoltaico es el inversor. Este dispositivo se encarga de convertir la corriente continua (CC) producida por las células solares en corriente alterna (CA) sincronizada con la red eléctrica, para que la energía pueda ser consumida en los equipos habituales o inyectada a la red. En instalaciones de pequeña y mediana escala (como las domésticas o comerciales), son comunes los inversores string en configuración serie-paralelo, que agrupan varios paneles. También existen microinversores (inversores muy pequeños que se conectan a uno o pocos paneles, optimizando individualmente el rendimiento de cada módulo) utilizados en casos específicos donde se requieren gestiones independientes por panel o hay sombras parciales [9]. Cabe destacar la aparición de inversores híbridos, que además de gestionar la generación solar permiten el almacenamiento de energía en baterías, operando de forma bidireccional. Estos inversores híbridos abren un abanico de posibilidades, ya que hacen posible combinar la producción fotovoltaica con sistemas de baterías, aumentando la independencia de la instalación respecto a la red [10]. Sin duda, el desarrollo de soluciones de almacenamiento económicas y eficientes se vislumbra como la próxima gran evolución en el sector fotovoltaico, pues aborda el mayor inconveniente de la energía solar: su intermitencia.

En efecto, a pesar de sus ventajas, la tecnología fotovoltaica tiene también limitaciones. La producción de electricidad depende exclusivamente de la irradiación solar, lo que significa que no genera energía por la noche y su rendimiento disminuye con condiciones de nubosidad o mal tiempo. Este desajuste entre el perfil de generación solar (máximo al mediodía, cero en horas nocturnas) y el típico perfil de consumo eléctrico en los hogares (picos en las horas de la tarde-noche) introduce desafíos para la gestión eficiente de la energía. Sin algún tipo de mecanismo de almacenamiento o apoyo, una vivienda con paneles solares seguirá necesitando consumir de la red en las horas sin sol y puede tener excedentes no aprovechados al mediodía. Esta variabilidad inherente dificulta la integración de grandes porcentajes de fotovoltaica en el sistema eléctrico sin medidas complementarias, ya que la red debe estar preparada para suplir la demanda cuando la producción decae y absorber excedentes cuando la producción supera al consumo [11].

Otra área de desarrollo importante son los sistemas de monitorización y control. En las instalaciones modernas, se incorporan sistemas de monitorización en tiempo real que permiten al usuario supervisar la producción fotovoltaica, el consumo, o el estado del inversor, desde aplicaciones móviles o plataformas web. Esta monitorización personalizada e instantánea tiene un efecto pedagógico y de concienciación: el usuario toma mayor conciencia de sus hábitos de consumo y de la importancia de optimizar el uso de la energía. Además, la detección temprana de incidencias (por ejemplo, una caída anómala en la producción que pueda indicar suciedad en paneles o un fallo en algún componente) permite un mantenimiento proactivo, mejorando el rendimiento a largo plazo de la instalación. En definitiva, la conjunción de tecnología fotovoltaica madura, sistemas de almacenamiento emergentes y monitorización inteligente está sentando las bases de un nuevo ecosistema energético, más participativo y sostenible.

2.3 MARCO REGULATORIO

El desarrollo del autoconsumo fotovoltaico no solo depende de la tecnología, sino también, y en gran medida, del marco regulatorio vigente. En España, la regulación de la generación solar y el autoconsumo ha experimentado cambios drásticos en las últimas dos décadas, pasando por periodos de gran impulso y también de barreras significativas. A grandes rasgos, se pueden distinguir tres etapas en la evolución normativa:

- **Etapas de incentivos y boom inicial (años 2000-2008):** Durante la primera década de los 2000, el Gobierno español implementó políticas de primas a las energías renovables para promover su desarrollo. A través de Reales Decretos como el 436/2004 [12] y el 661/2007 [13], se aseguraron tarifas reguladas muy atractivas para la energía fotovoltaica, garantizando a los productores solares la compra de la electricidad generada a precios superiores al mercado [14]. Este esquema, conocido como régimen especial, aseguró una rentabilidad elevada para las inversiones en solar, desencadenando un crecimiento histórico de la potencia instalada: solo en 2007, la nueva capacidad fotovoltaica en España creció cerca de un 450% [14]. Los años 2007 y 2008 fueron un auténtico boom fotovoltaico, alcanzándose el objetivo de 400 MW fijado en el Plan de Energías Renovables mucho antes de lo previsto [14]. Sin embargo, este crecimiento descontrolado llevó al Gobierno a frenar las primas: a finales de 2008 se aprobó el RD 1578/2008 [15] que recortó drásticamente las tarifas para nuevas instalaciones, enfriando el mercado de forma abrupta.
- **Etapas de restricciones: el “impuesto al sol” (2012-2018):** Tras la crisis financiera, la política energética dio un giro y se impusieron recortes retroactivos y nuevas trabas al sector renovable. En 2015 entró en vigor el Real Decreto 900/2015 [16], una normativa que regulaba el autoconsumo pero que introdujo lo que popularmente se conoció como impuesto al sol. En esencia, se estableció un cargo económico sobre la energía autogenerada y consumida por uno mismo, como una forma de contribuir a los costos del sistema eléctrico [17]. Aunque en la práctica dicho peaje apenas llegó a aplicarse a pequeños consumidores (quedaban exentas las instalaciones residenciales de menos de 10 kW) [17], el efecto disuasorio fue enorme: se generó

la percepción de que el autoconsumo era poco rentable e incluso arriesgado, lo cual prácticamente paralizó nuevas instalaciones solares de pequeña escala durante esos años. Este impuesto al sol fue muy criticado por amplios sectores de la sociedad y calificado de incoherente con los objetivos de descarbonización. Finalmente, en octubre de 2018 se derogó el impuesto al sol mediante el Real Decreto-ley 15/2018 [18], eliminando esos cargos y sentando las bases para un nuevo impulso al autoconsumo.

- **Etapa actual: marco de fomento al autoconsumo (desde 2019):** La eliminación de las barreras dio paso a una regulación más favorable. En abril de 2019 se aprobó el Real Decreto 244/2019 [19] por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Este RD 244/2019 configura el marco jurídico más flexible y propicio para el autoconsumo hasta la fecha, incorporando varias novedades clave: reconoce legalmente diferentes modalidades de autoconsumo (según si se vierten o no excedentes a la red y cómo se gestionan), permite expresamente el autoconsumo colectivo (varios usuarios compartiendo una misma instalación de generación), introduce la compensación simplificada de excedentes vertidos a la red (los kWh exportados se valorizan y descuentan de la factura de consumo), y simplifica enormemente trámites y cargas administrativas. Por ejemplo, las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, o con excedentes de potencia hasta 15 kW, quedaron exentas de solicitar permisos de acceso y conexión a la red de distribución, agilizando su puesta en marcha. Asimismo, el RD 244/2019 exime a la energía autoconsumida de todo tipo de peajes y cargos, eliminando definitivamente el impuesto al sol. Todas estas medidas supusieron un revulsivo: a partir de 2019 el autoconsumo en España creció exponencialmente, impulsado tanto por la bajada de costes tecnológicos como por un entorno regulatorio más claro y favorable.

En resumen, el marco regulatorio español ha pasado de un extremo a otro en pocos años: de subvencionar generosamente la fotovoltaica, a gravarla e incluso frenarla, y finalmente a promover activamente su desarrollo. Actualmente, con la normativa vigente, España se alinea con las directrices europeas para facilitar el autoconsumo y la generación distribuida,

reconociendo el derecho de los ciudadanos a producir, consumir, almacenar e incluso vender su propia energía. Este soporte institucional es fundamental para que proyectos como el presente puedan prosperar. El resultado es un ecosistema normativo que incentiva a hogares, comercios e industrias a sumarse a la transición energética instalando sus propios paneles solares.

2.4 EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Antes de profundizar en aspectos concretos, conviene aclarar qué se entiende por autoconsumo en el contexto energético actual. De acuerdo con la definición recogida en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico (modificada por RDL 15/2018 [18]), el autoconsumo eléctrico es el consumo, por parte de uno o varios usuarios, de energía eléctrica generada en instalaciones próximas a las de consumo y asociadas a los mismos [20]. En términos más simples, se habla de autoconsumo fotovoltaico cuando un consumidor instala paneles solares para generar parte o la totalidad de la electricidad que él mismo utiliza, reduciendo así la energía que necesita importar de la red. Esto permite al usuario ser a la vez productor y consumidor (de ahí el término prosumer o prosumidor), con las ventajas económicas y medioambientales que ello conlleva.

El Real Decreto 244/2019 [19], que desarrolla la normativa de autoconsumo en España, establece tres modalidades principales de autoconsumo, diferenciadas por sus características técnicas y el tratamiento de los excedentes de generación:

- **Autoconsumo sin excedentes:** La instalación fotovoltaica está configurada de modo que no inyecta energía sobrante a la red eléctrica en ningún momento. Para ello incorpora sistemas anti vertido que cortan la producción solar si esta supera el consumo instantáneo. En esta modalidad, la energía generada se usa íntegramente para autoconsumo, y si en algún instante los paneles producen más de lo que se consume, ese excedente simplemente no se aprovecha (se desperdicia o se limita la

producción). Legalmente, en el autoconsumo sin excedentes solo existe la figura del consumidor (no se considera productor, al no entregar electricidad a la red).

- **Autoconsumo con excedentes acogido a compensación:** En este caso la instalación sí puede verter los excedentes de energía solar a la red de distribución, y el usuario se acoge al mecanismo de compensación simplificada. Dicho mecanismo, regulado por RD 244/2019, permite que la energía exportada se valore económicamente y se descuenta de la factura eléctrica de ese mismo usuario. La compensación se realiza en periodos mensuales y tiene como tope que el valor de la energía vertida no supere al de la energía consumida de la red en ese mes (es decir, nunca se “paga” al autoconsumidor, solo se puede reducir su factura hasta un mínimo de cero). Esta modalidad es especialmente atractiva para pequeños autoconsumidores, ya que aprovecha los excedentes y los remunera a un precio razonable, simplificando la operación (no es necesario inscribirse como productor en el mercado eléctrico). En la instalación objeto de este proyecto se adoptará precisamente esta modalidad de excedentes con compensación, por ser la que maximiza el beneficio económico del autoconsumo residencial sin incurrir en complejidades administrativas adicionales.
- **Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación:** Aquí la instalación también vierte sus excedentes a la red, pero el productor no se acoge al esquema de compensación simplificada, sino que los excedentes se venden directamente en el mercado eléctrico o mediante un acuerdo de compra de energía (PPA). Esta opción suele aplicarse a instalaciones mayores (normalmente industriales o plantas de generación distribuida) donde la potencia excede los 100 kW, caso en el cual la ley no permite la compensación simplificada. Los autoconsumidores con excedentes no compensados asumen las obligaciones administrativas y fiscales de cualquier productor de energía (por ejemplo, deben darse de alta como productores, liquidar los ingresos de venta de energía, etc.), pero a cambio pueden obtener un rendimiento económico por la energía vertida, sin la limitación de la compensación neta.

Además de estas modalidades, la normativa distingue entre autoconsumo individual (único consumidor asociado a la planta fotovoltaica) y autoconsumo colectivo (varios consumidores próximos comparten la electricidad generada por una instalación común). El

RD 244/2019 innovó al reconocer explícitamente el autoconsumo colectivo, facilitando por ejemplo que los vecinos de un bloque de viviendas instalen paneles en el tejado compartido y repartan tanto la energía como los ahorros obtenidos. Este enfoque comunitario abrió la puerta a nuevos modelos de negocio y de colaboración entre usuarios (cooperativas energéticas, comunidades solares, etc.), multiplicando el impacto potencial del autoconsumo en entornos urbanos densos donde no todos los edificios tienen superficie individual suficiente.

En síntesis, el autoconsumo fotovoltaico se configura hoy como un modelo sumamente flexible: desde una vivienda unifamiliar con paneles dimensionados para no verter nada, hasta una gran industria que vende a red sus excedentes, pasando por comunidades de vecinos que comparten instalación. Esta flexibilidad, unida a la simplificación de trámites lograda con la normativa actual, está permitiendo que cada vez más particulares y empresas opten por el autoconsumo como vía para reducir sus costes energéticos y su huella de carbono.

2.5 AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

2.5.1 POTENCIA GENERADA

España, por su combinación de alto recurso solar y precios eléctricos relativamente elevados, es un país especialmente propicio para el desarrollo del autoconsumo. Tras la eliminación del “impuesto al sol” en 2018 y la aprobación del marco favorable en 2019, el sector ha experimentado un crecimiento acelerado. De acuerdo con el *Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico 2024* publicado por APPA Renovables, en el año 2024 se instalaron en España 1.431 MW de nueva potencia fotovoltaica de autoconsumo (Figura 1 Evolución de la Potencia Instalada (MW) [1]). Si bien esta cifra supuso una desaceleración del 26,3 % respecto a los 1.943 MW añadidos en 2023 (debido a factores como la moderación de los precios eléctricos y el fin de las ayudas del programa Next Generation EU) [1], aun así, fue superior a la capacidad añadida en 2021, lo que indica una consolidación del sector. Con los datos de 2024, la potencia acumulada de autoconsumo en España alcanzó los 8.585 MW

totales (Figura 2 Evolución de la Potencia Acumulada (MW) [1]), confirmando la tendencia ascendente en la adopción de instalaciones solares descentralizadas.

Esta potencia de autoconsumo instalada se reparte principalmente entre el sector industrial comercial y el sector residencial. En 2024, aproximadamente el 76% de la nueva capacidad correspondió a instalaciones en empresas (naves industriales, explotaciones agropecuarias, comercios, etc.), mientras que el 24% restante se instaló en el ámbito residencial. En el acumulado histórico, el segmento industrial/comercial representa cerca de las tres cuartas partes de la potencia total, y el residencial alrededor del cuarto restante (2.281 MW). Esto refleja que, si bien las familias y comunidades de vecinos están participando cada vez más en el autoconsumo, es el sector industrial el que lidera, por su capacidad de instalar sistemas de mayor tamaño. No obstante, el número de instalaciones residenciales es muchísimo mayor (miles de hogares), aunque de poca potencia cada una, frente a unas pocas instalaciones industriales que aportan megavatios cada una.

2.5.2 ENERGÍA AUTOCONSUMIDA

El autoconsumo no solo aporta potencia instalada, sino también energía efectiva generada y auto utilizada. En 2024, la producción eléctrica procedente de instalaciones de autoconsumo se estimó en unos 9.243 GWh a nivel nacional, lo que equivale a aproximadamente el 3,7% de la demanda eléctrica total de España en ese año [1]. En otras palabras, cerca del 3,7% de toda la electricidad consumida en el país durante 2024 fue generada in-situ por consumidores finales a través de sus paneles solares. Este dato evidencia la importancia creciente del autoconsumo en el mix energético: en muy pocos años ha pasado de porcentajes prácticamente nulos a aportar una contribución medible y en rápido ascenso. Se espera que esta cuota siga aumentando cada año conforme se instalen más sistemas, contribuyendo de manera sustancial a los objetivos de energías renovables y reducción de emisiones.

2.5.3 DESAFÍOS DEL AUTOCONSUMO

Ahora bien, el informe de APPA también señala algunos desafíos pendientes. Uno de ellos es el aprovechamiento de los excedentes. Durante 2024, a pesar de la compensación, se

estima que unas 2.094 GWh de potencial generación fotovoltaica de autoconsumo no pudieron ser aprovechadas (tuvieron que ser vertidas sin compensación o directamente restringidas) debido a limitaciones técnicas o regulatorias. Esta energía desaprovechada, que representa aproximadamente un 19 % de la producción potencial total, tendría un valor económico en el mercado de unos 88 millones de euros solo en 2024 [1]. Desde 2015, el acumulado de energía vertida sin uso asciende a casi 500 millones de euros en valor. Las causas principales de este desperdicio son las restricciones de red en ciertos momentos y la normativa que impide compensar excedentes más allá del propio consumo (o la imposibilidad de almacenarlos). Este fenómeno pone de manifiesto la necesidad de seguir mejorando la gestión de los excedentes: implementar más sistemas de almacenamiento, habilitar mecanismos de compartir energía (comunidades energéticas) o flexibilizar la compensación, de modo que se maximice el autoconsumo efectivo y se minimicen tanto las pérdidas económicas como la energía limpia desaprovechada.

2.5.4 EL FUTURO DEL AUTOCONSUMO

A pesar de estos retos, las perspectivas para el autoconsumo fotovoltaico en España son muy alentadoras. En términos económicos, ya se mencionó que las instalaciones típicas ofrecen ahorros significativos y retornos atractivos. Esto se traduce en que tanto particulares como empresas están encontrando rentable invertir en solar distribuida. Asimismo, las políticas públicas actuales, y previstas, respaldan esta tendencia. El Gobierno de España, en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima revisado, ha elevado notablemente los objetivos de capacidad fotovoltaica de aquí a 2030. Según la última actualización del PNIEC 2023-2030, se ha duplicado el objetivo de potencia solar fotovoltaica instalada para 2030, pasando de unos 39 GW previstos inicialmente a 76 GW [21]. De ese total, una fracción importante corresponde al autoconsumo: el PNIEC establece una meta específica de alcanzar 19.000 MW de potencia de autoconsumo instalada en 2030 [1]. Esto implica que, partiendo de los ~8,6 GW actuales, España debería añadir un promedio unos 1.700 MW de autoconsumo cada año durante el resto de la década [1] para lograr dicho objetivo. Se trata de un ritmo ambicioso pero alcanzable si se mantienen las condiciones favorables y se

refuerzan algunos aspectos (por ejemplo, continuando con programas de ayudas e incentivos, mejorando las redes de distribución locales, y sensibilizando a más consumidores). 35 36 37

Los beneficios de conseguir estas metas van más allá del sector energético: reducirán la dependencia energética exterior, democratizarán la producción eléctrica y contribuirán a cumplir con los compromisos climáticos internacionales. El autoconsumo fotovoltaico, en conjunto con otras renovables, es un pilar fundamental para un futuro sostenible. En palabras del PNIEC, el 81 % de la generación eléctrica en 2030 debería ser renovable [21], y el autoconsumo será responsable de una porción significativa de esa generación. Por tanto, promover estudios de viabilidad y proyectos como el que se presenta en este TFG resulta crucial. No solo se pretende instalar unos cuantos kilovatios más de solar, sino también demostrar su viabilidad técnica y económica en contextos reales, derribar mitos o incertidumbres que puedan tener algunos actores, y servir de ejemplo replicable que anime a otros consumidores a dar el paso hacia su propia producción de energía limpia.

En definitiva, la situación del autoconsumo fotovoltaico en España en 2025 es la de un sector en plena expansión y consolidación. Tras superar obstáculos pasados, ahora se encuentra impulsado tanto por la reducción de costes tecnológicos como por un apoyo institucional firme. Los indicadores de crecimiento, penetración y ahorro muestran una tendencia positiva. Queda trabajo por hacer en la optimización de la integración, pero las perspectivas son muy positivas. El desarrollo de este proyecto se enmarca en ese esfuerzo colectivo por transformar el sistema energético: cada nueva instalación de autoconsumo es un paso hacia las metas nacionales de renovables y hacia las metas globales de sostenibilidad, como se discutirá en el siguiente apartado.

2.6 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO

SOSTENIBLE

En septiembre de 2015 las Naciones Unidas adoptaron la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, un plan de acción global que establece 17 objetivos, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), orientados a resolver los grandes desafíos sociales, económicos y

ambientales de la humanidad. Estos objetivos abarcan desde la erradicación de la pobreza y el hambre, la promoción de la salud, la educación y la igualdad, hasta la protección del medio ambiente y la lucha contra el cambio climático, integrando así las tres dimensiones del desarrollo sostenible: la social, la económica y la ambiental. Cada ODS contiene metas concretas que los países se comprometen a alcanzar antes del año 2030, conformando un marco común de esfuerzo global hacia un futuro más justo, próspero y ecológicamente equilibrado.

El proyecto descrito en esta memoria se alinea de forma directa con dicha Agenda, contribuyendo activamente a varios ODS gracias a su enfoque en la generación de energía limpia, local y responsable. A continuación, se detalla la vinculación específica con algunos de los objetivos más relevantes:

- **ODS 7 (Energía asequible y no contaminante):** Este objetivo busca garantizar el acceso universal a una energía moderna, segura, sostenible y asequible. El fomento del autoconsumo fotovoltaico incide positivamente en esta meta, ya que proporciona a consumidores residenciales e industriales la capacidad de generar su propia electricidad renovable, reduciendo costes y aumentando la seguridad energética. El proyecto contribuye al ODS 7 al demostrar la viabilidad de aprovechar la energía solar en el entorno local, disminuyendo la dependencia de combustibles fósiles y de la red convencional. Asimismo, la integración de sistemas de autoconsumo como el planteado favorece la descentralización energética y la diversificación de fuentes, optimizando el uso de las infraestructuras existentes y reduciendo las pérdidas por transporte de electricidad. Todo ello ayuda a construir un modelo energético más asequible (menos costes a largo plazo para el usuario) y no contaminante (cero emisiones en la generación solar).
- **ODS 9 (Industria, Innovación e Infraestructura):** Este objetivo promueve la industrialización inclusiva y sostenible, la innovación y la construcción de infraestructuras resilientes. El presente proyecto aporta en este sentido mediante la introducción de tecnología innovadora en la infraestructura energética local. La energía solar fotovoltaica, aunque ya madura, sigue evolucionando rápidamente en

eficiencia y accesibilidad. Al implementar una instalación con módulos fotovoltaicos de alta eficiencia, inversores inteligentes y sistemas de monitorización digital en tiempo real, se está impulsando la modernización tecnológica a nivel microindustrial (en la comunidad o empresa donde se instale). Además, la experiencia obtenida estimula la investigación en soluciones de almacenamiento (p.ej. baterías de respaldo) para optimizar el uso de la energía solar. De esta forma, el proyecto refuerza el ODS 9 al contribuir a una infraestructura eléctrica más inteligente y robusta, capaz de hacer frente a fenómenos como picos de demanda o incluso eventos climáticos extremos, gracias a la dispersión de fuentes y al control avanzado.

- **ODS 11 (Ciudades y Comunidades Sostenibles):** Los esfuerzos por desarrollar autoconsumo fotovoltaico impactan directamente en la sostenibilidad urbana y comunitaria, que es la esencia del ODS 11. La integración de instalaciones solares en viviendas, edificios residenciales y pequeñas industrias locales permite construir ciudades más limpias y resilientes. Por un lado, cada kilovatio hora solar autoconsumido es un kilovatio hora menos que la ciudad necesita importar de plantas convencionales, lo que reduce las emisiones locales de contaminantes y gases de efecto invernadero, mejorando la calidad del aire urbano. Por otro lado, el autoconsumo refuerza el concepto de comunidades prosumer (productoras y consumidoras de energía), implicando activamente a los ciudadanos en el sistema energético. Esto reduce la presión sobre las redes de transporte de electricidad (al consumir cerca de donde se produce) y facilita la descentralización del modelo energético, haciéndolo más democrático y participativo. El proyecto contribuye al ODS 11 al fomentar este modelo descentralizado en la comunidad objetivo, sentando un precedente de cómo las ciudades pueden avanzar hacia la autosuficiencia energética a pequeña escala.
- **ODS 12 (Producción y Consumo Responsables):** La instalación fotovoltaica de autoconsumo propuesta incentiva prácticas de consumo de energía más conscientes y eficientes, alineándose con el ODS 12. La simple presencia de los paneles solares y la monitorización asociada suele provocar que los usuarios adapten sus hábitos para maximizar el autoconsumo (por ejemplo, usando los electrodomésticos en horas

diurnas de mayor producción) y minimizar los excedentes vertidos a la red. Este cambio de pautas lleva a una optimización de los patrones de consumo, evitando despilfarros y distribuyendo mejor la demanda a lo largo del día. Además, desde la perspectiva de producción, la energía solar es limpia y renovable, por lo que reemplaza a producción convencional que típicamente conlleva mayor impacto ambiental. En conjunto, el proyecto promueve un ciclo producción-consumo energético mucho más sostenible, donde la responsabilidad ambiental se internaliza en el usuario al ser partícipe de la generación.

- **ODS 13 (Acción por el Clima):** El cambio climático es uno de los mayores retos globales, y el sector energético es responsable de la mayor parte de las emisiones de CO₂ antropogénicas (alrededor de tres cuartas partes de las emisiones de gases de efecto invernadero provienen de la energía a nivel mundial [22]). Por tanto, cualquier acción que descarbonice la generación eléctrica contribuye de lleno al ODS 13. El desarrollo de una instalación de autoconsumo fotovoltaico como la planteada supone una contribución directa a la mitigación del cambio climático, ya que la electricidad producida a partir de la radiación solar no genera emisiones de CO₂ ni otros gases de efecto invernadero durante su operación. A lo largo de su vida útil (más de 25 años), los pocos kilovatios de potencia de este proyecto evitarán la emisión de varias toneladas de CO₂ que se habrían producido si esa energía proviniese de fuentes fósiles. Adicionalmente, el proyecto tiene un efecto ejemplarizante que puede motivar a otros a replicarlo, amplificando su impacto climático. En síntesis, la iniciativa actúa localmente, pero contribuye globalmente a la acción por el clima, evidenciando cómo las soluciones renovables distribuidas forman parte esencial de la respuesta al calentamiento global.

En conclusión, la ejecución de este proyecto de autoconsumo fotovoltaico genera un impacto positivo multidimensional, atendiendo simultáneamente objetivos económicos (ahorro y competitividad), sociales (empoderamiento del consumidor, creación de conciencia sostenible) y ambientales (reducción de emisiones, impulso de las renovables). Dicho impacto se enmarca perfectamente en los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas, tal como se ha descrito, destacando especialmente su contribución a los ODS 7, 9,

11, 12 y 13. De esta forma, el trabajo realizado no solo busca el éxito técnico-económico de una instalación solar, sino que también resuena con los compromisos globales que definen el tipo de desarrollo que queremos alcanzar de aquí a 2030: uno en el que la energía limpia y accesible para todos es un pilar fundamental.



Figura 4 Objetivos de Desarrollo Sostenible

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

En este capítulo se introducirán las tecnologías utilizadas durante el desarrollo de este Trabajo de Fin de Grado; y se aclararán y explicarán en detalle ciertas configuraciones y medidas tomadas.

3.1 PROGRAMA PVSYST

Para la simulación de los distintos casos objeto de estudio, se hará uso del software PVsyst. Esta herramienta es un programa de simulación energética ampliamente utilizado y reconocido en el sector fotovoltaico para el diseño, dimensionado y evaluación del rendimiento de instalaciones solares. Su capacidad para modelar con precisión componentes del sistema como lo son los paneles, inversores, orientación, sombras, o pérdidas térmicas; permitirá realizar estudios energéticos realistas y comparar diferentes configuraciones a fin de optimizar la instalación.

Para el cálculo de estos parámetros, se introducirán en el programa los datos meteorológicos de bases de datos como Meteonorm, NASA-SSE o PVGIS, entre otras, que facilitarán los datos del recurso solar en la ubicación del emplazamiento objetivo. Con PVsyst, se calculará la producción energética anual del sistema, y se analizarán las posibles pérdidas por orientación, temperatura, suciedad o mismatching.

A continuación, se detallará el proceso seguido para la configuración de alguno de los casos planteados en el estudio, de forma que el lector pueda entender qué criterios y modificaciones han sido implementados a lo largo de este proyecto.

3.1.1 BIFACIALIDAD DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Como se comentará más adelante en esta memoria, los módulos empleados para la instalación fotovoltaica objeto de estudio serán bifaciales. Para aprovechar la generación por el reverso de los módulos en las simulaciones del programa será necesario activar la

bifacialidad, haciendo clic en “sistema bifacial” en la sección Sistema del proyecto de PVsyst.

Al hacer esto se despliega la ventana emergente mostrada en la Figura 5 Ventana Sistema Bifacial 1 (PVsyst). Para activar la bifacialidad se deberá de seleccionar “utilizar cobertizos ilimitados modelo 2D” y posteriormente asegurar que o bien se han introducido automáticamente los parámetros de orientación y cobertizos en tierra definidos previamente, o, en caso contrario, introducirlos manualmente.

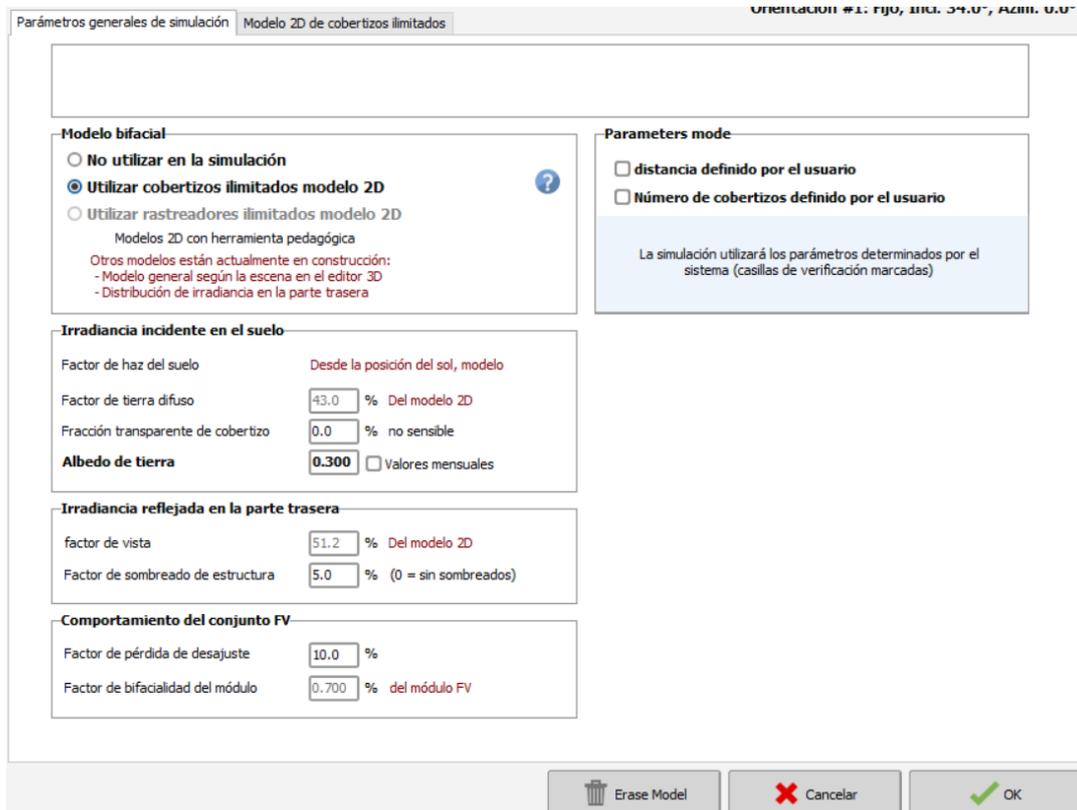
Con esto, el programa podrá estimar las ganancias provenientes de la captación solar del reverso de los módulos, y las incluirá en los resultados de las simulaciones.

Sin embargo, el cálculo de sistemas bifaciales de PVsyst es únicamente posible para configuraciones con más de una cadena, pues para realizar las estimaciones emplea la distancia entre strings (o cadenas) que, para configuraciones monocadena, no existe. Por ello, tras consultar con el soporte técnico de PVsyst, se obtuvo la forma de integrar la generación bifacial en los primeros casos analizados en esta memoria, cuya configuración consistía en la instalación de una única cadena de módulos fotovoltaicos.

La forma de activar esta funcionalidad en configuraciones monocadena es, como se muestra en la Figura 7 Escena de Sombreado Caso 0 (PVsyst), duplicar la instalación en la sección Sombreados Cercanos, pero mantener la cantidad de módulos e inversores objeto de estudio en la sección Sistema. No obstante, es necesario que la escena duplicada en la sección de sombreados cercanos no proyecte sombras sobre la escena inicial, por ello, para el análisis del Caso 0 y del resto de casos monocadena, se duplicó el emplazamiento a una distancia de 50 m del original. De esta forma el programa podrá simular la ganancia por bifacialidad sin que se introduzcan pérdidas por sombreados en el programa.

Finalmente, al incluir un número desigual de módulos en las secciones Sistema y Sombreados Cercanos, el programa avisa al usuario de que hay un “problema” con los indicadores en color amarillo (como se puede observar en la Figura 17 Interfaz de Proyecto

(PVsyst)). Sin embargo, esto no supone un problema, puesto que el proyecto se ha configurado así intencionalmente.



Parámetros generales de simulación Modelo 2D de cobertizos ilimitados Orientación #1: Fijo, Inc. 34.0°, Azim. 0.0°

Modelo bifacial

No utilizar en la simulación

Utilizar cobertizos ilimitados modelo 2D

Utilizar rastreadores ilimitados modelo 2D

Modelos 2D con herramienta pedagógica

Otros modelos están actualmente en construcción:

- Modelo general según la escena en el editor 3D
- Distribución de irradiancia en la parte trasera

Parameters mode

distancia definido por el usuario

Número de cobertizos definido por el usuario

La simulación utilizará los parámetros determinados por el sistema (casillas de verificación marcadas)

Irradiancia incidente en el suelo

Factor de haz del suelo Desde la posición del sol, modelo

Factor de tierra difuso 43.0 % Del modelo 2D

Fracción transparente de cobertizo 0.0 % no sensible

Albedo de tierra 0.300 Valores mensuales

Irradiancia reflejada en la parte trasera

factor de vista 51.2 % Del modelo 2D

Factor de sombreado de estructura 5.0 % (0 = sin sombreados)

Comportamiento del conjunto FV

Factor de pérdida de desajuste 10.0 %

Factor de bifacialidad del módulo 0.700 % del módulo FV

Erase Model Cancelar OK

Figura 5 Ventana Sistema Bifacial 1 (PVsyst)

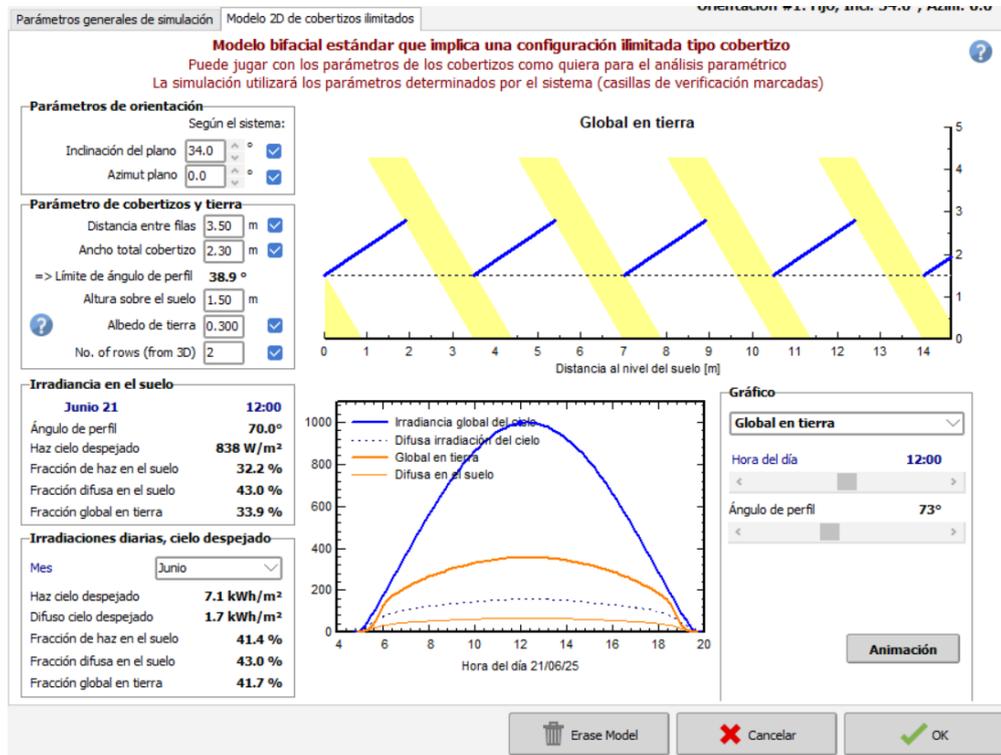


Figura 6 Ventana Sistema Bifacial 2 (PVsyst)

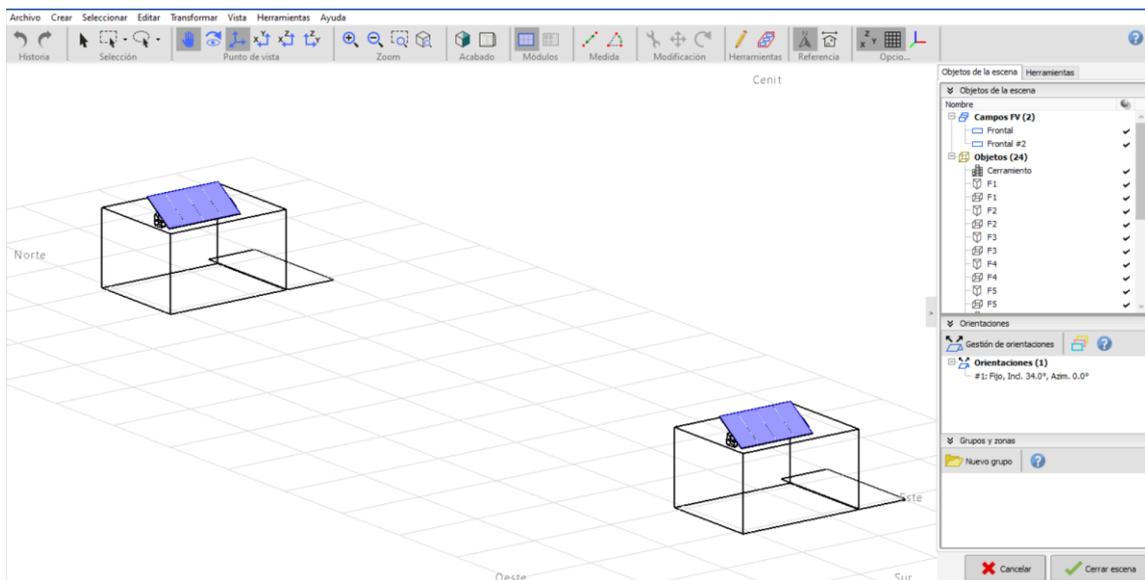


Figura 7 Escena de Sombreado Caso 0 (PVsyst)

3.1.2 CREACIÓN DE SUBCONJUNTOS

Durante el estudio energético de la instalación, para poder proceder con la optimización de la planta a instalar, se concluye que es necesario implementar una segunda cadena de módulos en el emplazamiento. Para poder hacer esto, se ha de crear un nuevo subconjunto “Trasera” independiente del primero.

El subconjunto se deberá integrar tanto en la sección Sistema, como en la de Sombreados Cercanos, y es indiferente en cuál se cree primero. En el caso de este proyecto, se optó por primero diseñar la escena del emplazamiento con la segunda cadena de módulos, y posteriormente se actualizó la sección Sistema para incluirla.

La forma de hacer esto es haciendo clic en el icono del “+” en la esquina superior izquierda de la ventana mostrada en la Figura 8 Ventana Sistema (PVsyst). Hecho esto, bastará con darle al subconjunto el nombre introducido en la escena de sombreados cercanos.

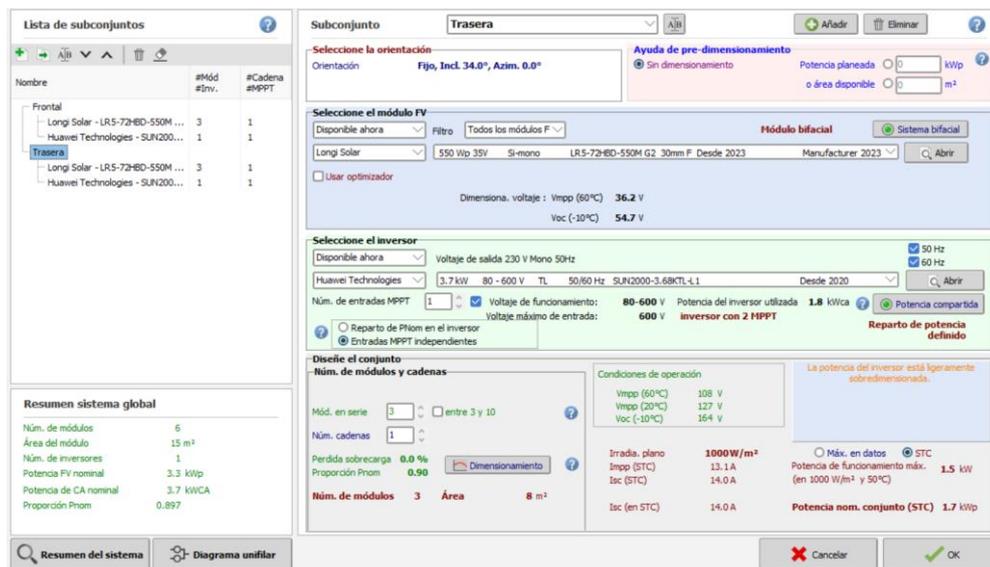


Figura 8 Ventana Sistema (PVsyst)

3.1.3 REPARTO DE POTENCIA EN INVERSORES

El siguiente aspecto técnico a tener en cuenta del programa PVsyst es la función “Potencia Compartida” de los inversores de la instalación.

Como se comenta en el ANEXO V. Estudio Energético Detallado, al contar con 2 MPPT’s, los inversores de la marca Huawei son capaces de dividir su potencia nominal entre las dos cadenas de la instalación, de forma que dediquen la mitad de su potencia nominal (o cualquier porcentaje de la misma) a una cadena, y la otra mitad (o el porcentaje restante) a la otra.

Esto es muy conveniente para evitar incurrir en gastos excesivos en la planta, dado que el inversor es el elemento unitario más caro de toda la instalación, y además permite ajustar la potencia nominal dedicada a cada cadena en los casos asimétricos estudiados durante la optimización de la planta.

Para activar esta funcionalidad, se deberá de hacer clic en el cuadro “Potencia Compartida” en la esquina inferior derecha de la selección de inversores en la Figura 8 Ventana Sistema (PVsyst). Al hacer esto emergerá una nueva ventana en la que se podrá hacer uso de todas las entradas MPPT de los inversores de forma completamente flexible.

En este caso, el inversor utilizado únicamente cuenta con 2 MPPT’s. Se deberá de activar el uso compartido de la potencia nominal del inversor en la caja resaltada en azul en la Figura 9 Ventana Potencia Compartida (PVsyst), y seguidamente, en el nombre del inversor (resaltado en azul también), y en el indicador “+” que aparece iluminado en verde inmediatamente después. Finalmente, se arrastrarán los dos subconjuntos “Frontal” y “Trasera” de la lista de subconjuntos a la “Configuración 1” creada y se presionará en auto igualar Pnom. Esto último igualará el factor de dimensionamiento de ambas cadenas, dedicando la misma cantidad de potencia nominal a cada cadena, en función de su potencia pico.

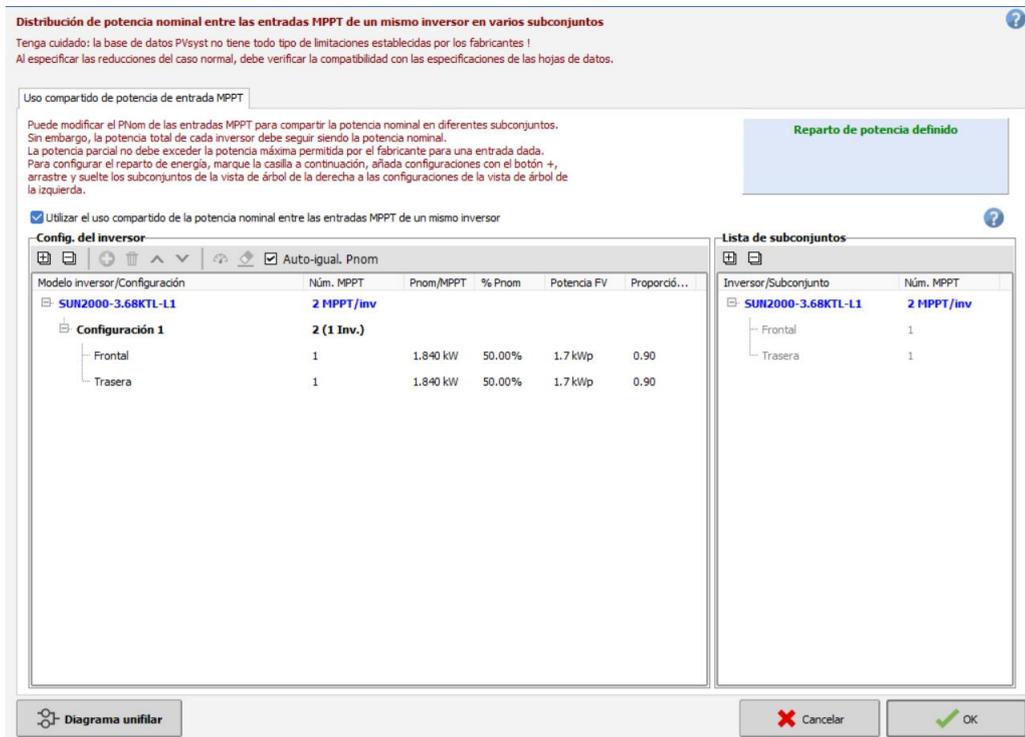


Figura 9 Ventana Potencia Compartida (PVsyst)

3.1.4 CREACIÓN DE ORIENTACIONES

Finalmente, el último aspecto técnico empleado a comentar en el diseño de la instalación de este Trabajo de Fin de Grado, es la creación de orientaciones secundarias.

La necesidad de emplear esta función se detalla en el ANEXO V. Estudio Energético Detallado, en el que se plantea integrar una combinación de módulos inclinados en el tejado principal del emplazamiento, y coplanares en el tejado secundario del mismo.

Para ello, se podrá o bien detallar dicha orientación en la sección “Orientación”, haciendo clic en la esquina superior derecha de la Figura 10 Ventana Gestión de Orientaciones (PVsyst), y posteriormente emplear dicha orientación en la creación de la escena en la sección “Sombreados Cercanos”; o bien diseñar los módulos coplanares en primera instancia y posteriormente añadir una nueva orientación.

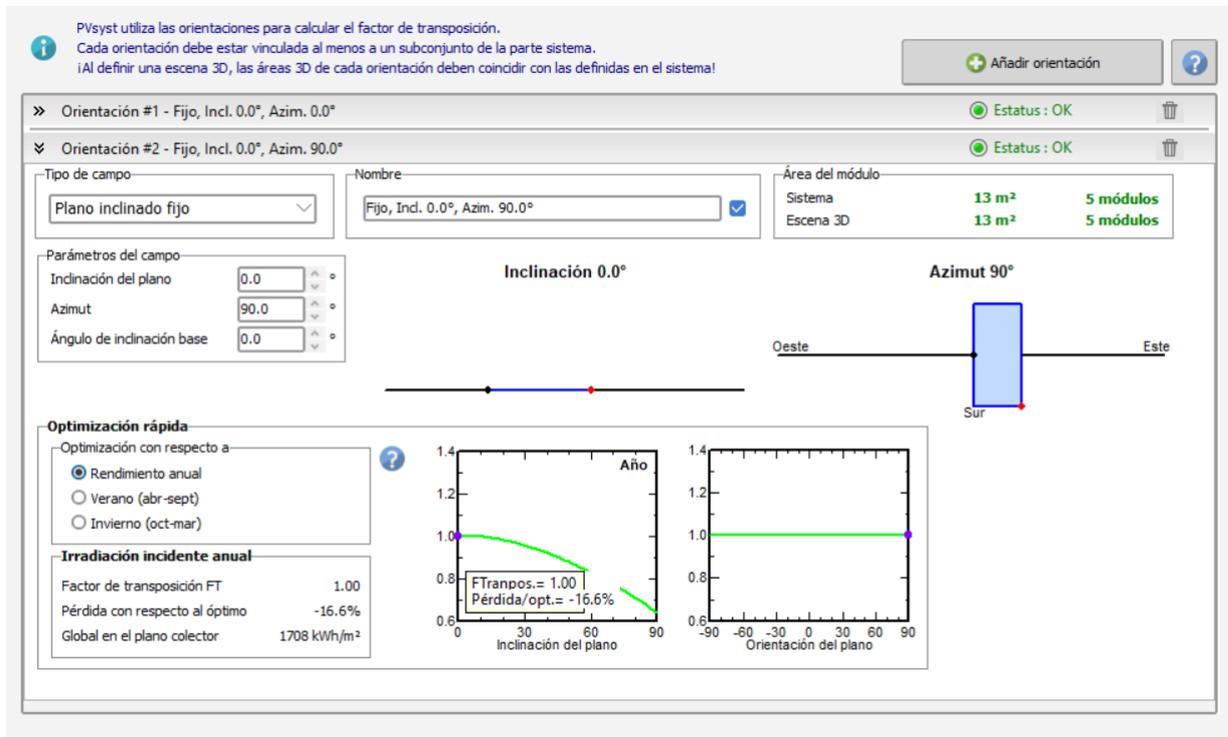


Figura 10 Ventana Gestión de Orientaciones (PVsyst)

3.2 GOOGLE EARTH PRO

A fin de localizar los emplazamientos y poder introducir sus coordenadas en el programa, se hará uso de la herramienta Google Earth Pro. Con ella, no solo se obtendrá la ubicación exacta de los emplazamientos, sino que se estudiará la morfología de los terrenos (analizando la posible proyección de sombras sobre los paneles debida a factores externos), y se calculará la superficie disponible para la instalación.

3.3 MICROSOFT EXCEL

Para tratar todos los datos que serán utilizados a lo largo del proyecto, se hará uso de Excel. Esta herramienta facilitará el análisis y la presentación de los resultados obtenidos.

Capítulo 4. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Antes de definir el emplazamiento final para el desarrollo del presente estudio de viabilidad, se ha llevado a cabo un análisis comparativo entre tres ubicaciones distintas, recogido en el ANEXO I. Selección de Emplazamiento de esta memoria. Las ubicaciones evaluadas fueron: un chalé particular en la urbanización Monteclaro, el colegio Everest, y el ático en Altos de Aravaca, que finalmente ha sido seleccionado para el proyecto. Este proceso de evaluación se ha basado en criterios técnicos clave que afectan directamente a la viabilidad del sistema fotovoltaico, asignando una puntuación relativa a cada emplazamiento en función de tres factores principales:

- **Recurso solar – Irradiancia global horizontal (GHI):** La irradiancia global anual es uno de los indicadores más determinantes del potencial fotovoltaico de un emplazamiento. Se ha considerado excelente toda irradiancia superior a $1850 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$, mientras que valores inferiores a $1400 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$ se consideran insuficientes para una instalación rentable.
- **Morfología – Inclinación del tejado:** Se ha valorado más positivamente aquellos tejados con pendientes reducidas, inferiores al 5 %, ya que permiten una mayor flexibilidad en la disposición de los paneles, incluso aunque estas inclinaciones no sean óptimas desde el punto de vista del drenaje o limpieza natural. En cualquier caso, la inclinación final de los módulos se ajustará mediante estructuras, independientemente de la pendiente del tejado.
- **Consumo eléctrico – Accesibilidad a los datos:** La posibilidad de acceder de forma directa, completa y fiable a los datos reales de consumo eléctrico se ha considerado esencial para realizar un dimensionado preciso y realista del sistema. Emplazamientos con acceso restringido o indirecto a estos datos han sido penalizados por introducir incertidumbre en el análisis.

Tras comparar los tres casos, el ático en Altos de Aravaca ha obtenido la mayor puntuación global, al presentar una excelente accesibilidad a los datos de consumo, una superficie útil

bien orientada y sin sombras, y un recurso solar favorable. En las siguientes secciones se detallan las características particulares de este emplazamiento, justificando su elección como base del estudio.

4.1 LOCALIZACIÓN Y ENTORNO

El presente estudio se centra en un ático ubicado en la urbanización situada en Altos de Aravaca, Madrid, un conjunto residencial construido en 2013 cuyo plano se encuentra en esta memoria en el ANEXO II. Plano Urb. Altos de Aravaca. El emplazamiento exacto se encuentra en el quinto piso del del bloque 7, en el portal 148. La urbanización consta de un total de 8 bloques de viviendas, 2 bloques de oficinas y 15 garajes. Cada bloque residencial alberga entre 2 y 5 portales, con 5 plantas por portal y un total de 2 a 4 viviendas por planta, reflejando una organización urbana densa pero bien estructurada.

Como apoyo visual, se incluyen las siguientes Figura 11, Figura 12, y Figura 13: una serie de imágenes satelitales del entorno obtenidas mediante Google Earth, que permiten identificar el emplazamiento (bordeado en azul) y la disposición de los tejados (resaltados en rojo).

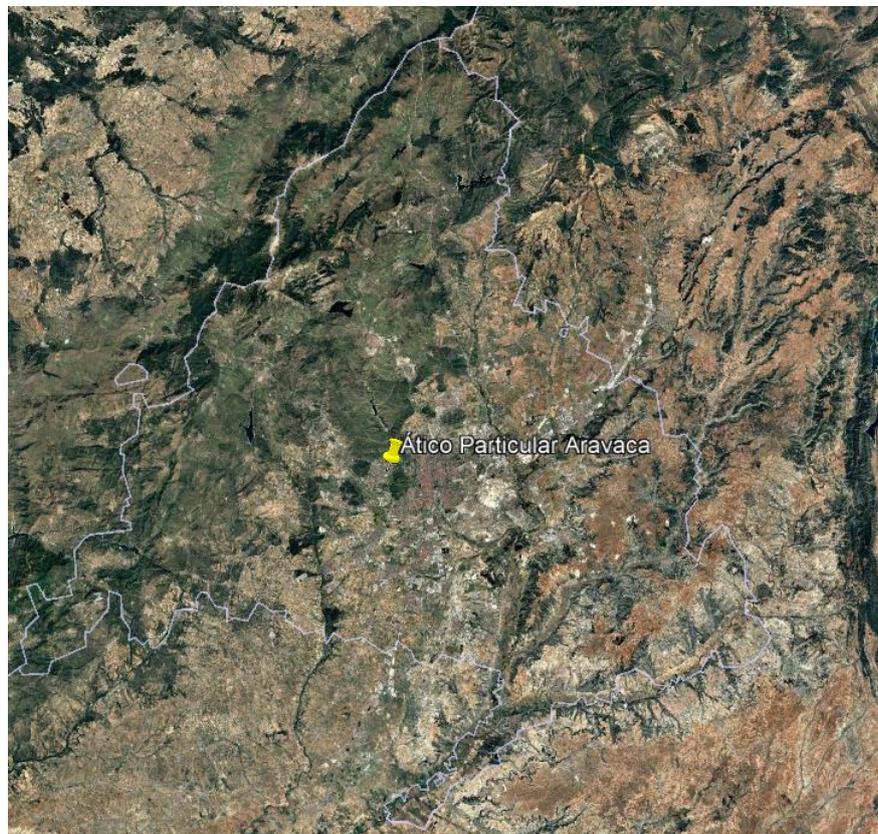


Figura 11 Imagen Satelital Ático Particular Aravaca 1 (Google Earth Pro)

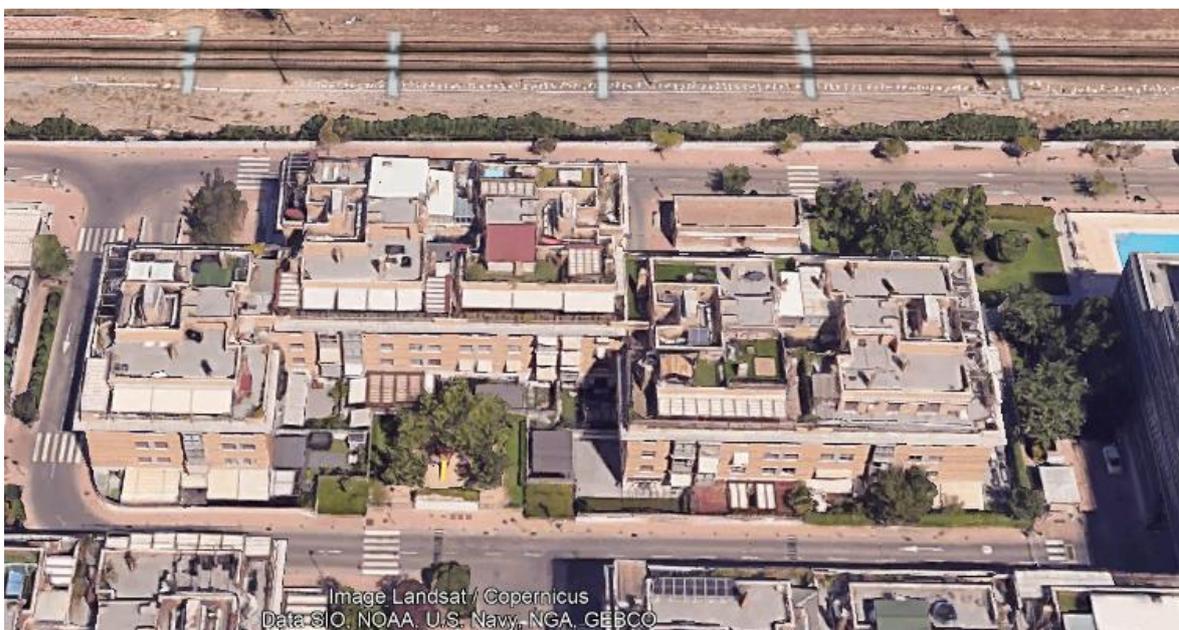


Figura 12 Imagen Satelital Ático Particular Aravaca 2 (Google Earth Pro)

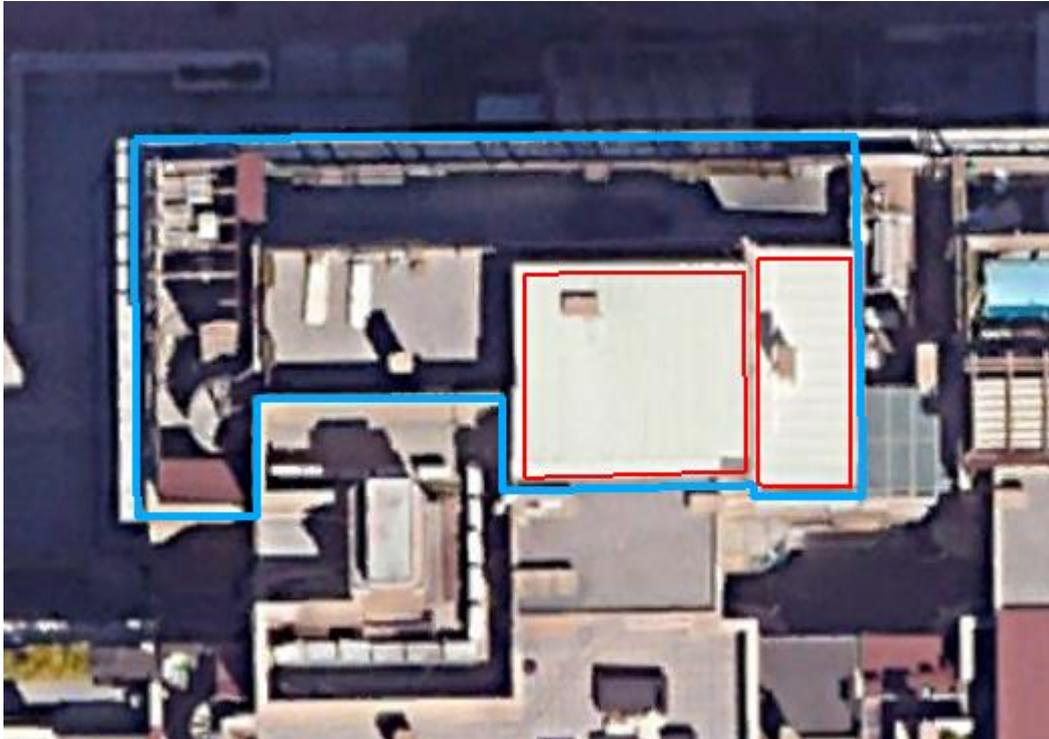


Figura 13 Imagen Satelital Ático Particular Aravaca 3 (Google Earth Pro)

4.2 MORFOLOGÍA Y SUPERFICIE DISPONIBLE PARA LA INSTALACIÓN

El ático estudiado dispone de dos tejados planos accesibles para la instalación fotovoltaica:

- Un tejado principal de aproximadamente $6 \text{ m} \times 7,5 \text{ m}$ (45 m^2).
- Un tejado secundario adyacente de $3 \text{ m} \times 7 \text{ m}$ (21 m^2), situado $4,4 \text{ m}$ por debajo del principal.

Ambas superficies son completamente planas, sin obstáculos ni elementos estructurales mayores que proyecten sombras durante las horas de mayor irradiación solar. Al tratarse de la última planta, se garantiza la exposición directa al sol durante todo el día, lo que optimiza la captación del recurso solar.

4.3 DATOS SOLARES Y CONDICIONES CLIMÁTICAS

La caracterización solar del emplazamiento ha sido realizada utilizando diversas fuentes de datos meteorológicos reconocidas. En la siguiente Tabla 3, se muestran los datos geográficos del emplazamiento, así como los valores promedio de radiación global horizontal (GHI):

Tabla 3 Datos Geográficos y Promedio de GHI del Emplazamiento

Ático en Altos de Aravaca	
Latitud	40,4484 °
Longitud	-3,7811 °
Altitud	711 m
Zona Horaria	0 GMT
Albedo	0,2
GHI Promedio (kWh/m²)	
Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=7%	1.729,80
PVGIS TMY 5.3	1.785,70
NASA-SSE 1983-2005	1.608,70
GHI PROMEDIO Meteonorm/PVGIS	1.757,75

Estos valores sitúan al emplazamiento dentro de una zona de alta irradiación solar anual, lo que refuerza la viabilidad técnica del sistema fotovoltaico proyectado.

4.4 DISPONIBILIDAD DE DATOS DE CONSUMO ELÉCTRICO

Una ventaja destacable de este proyecto es la disponibilidad directa y fiable de los datos de consumo eléctrico del inmueble. Al pertenecer a un particular, estos pueden obtenerse mediante las facturas eléctricas mensuales del suministrador (Iberdrola) y de la lectura directa del surtidor inteligente (contador digital).

Esta información permite una estimación precisa del patrón de consumo energético del usuario y mejora la calidad del estudio de autoconsumo, ajustando el dimensionado de la planta fotovoltaica a la demanda real.

4.5 INFORMACIÓN CATASTRAL

Se incluye también la información catastral del emplazamiento, obtenida de la Sede Electrónica de Catastro, donde se documenta oficialmente la geometría y delimitación del tejado disponible.

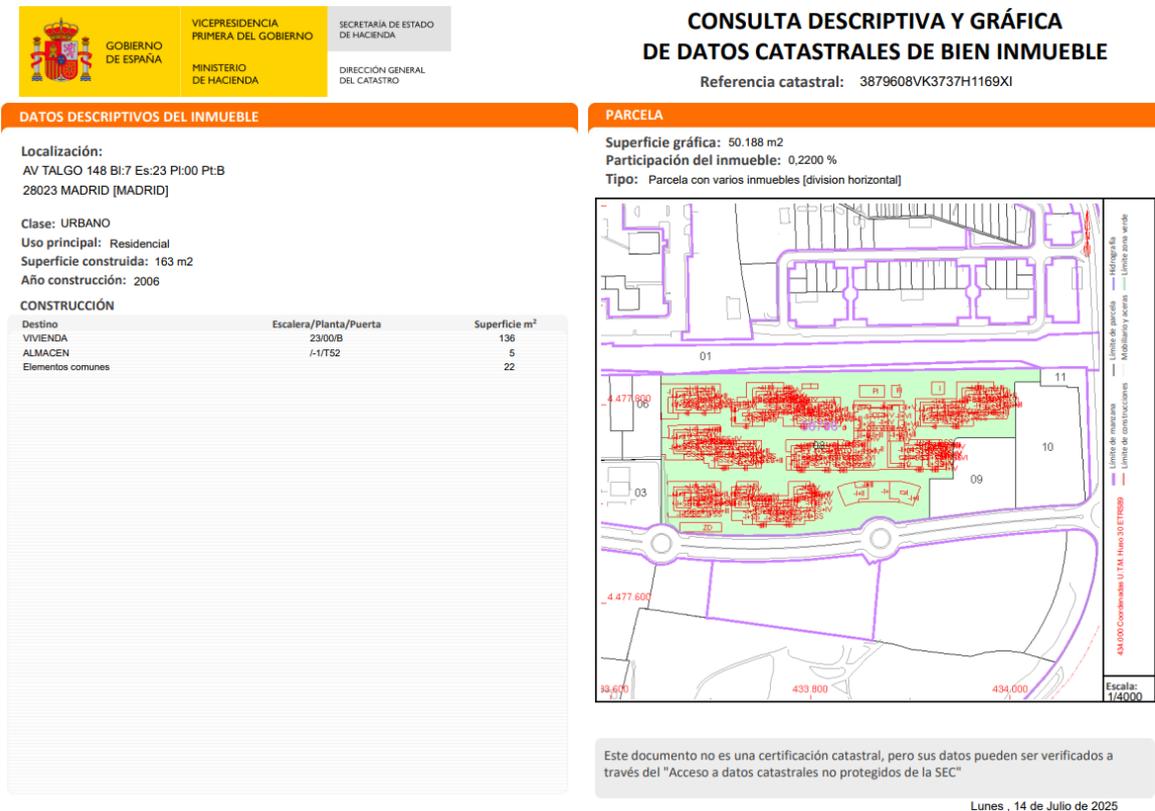


Figura 14 Información Catastral del Inmueble (Sede Electrónica de Catastro)

Referencia Catastral de la Vivienda: 3879608VK3737H1169XI

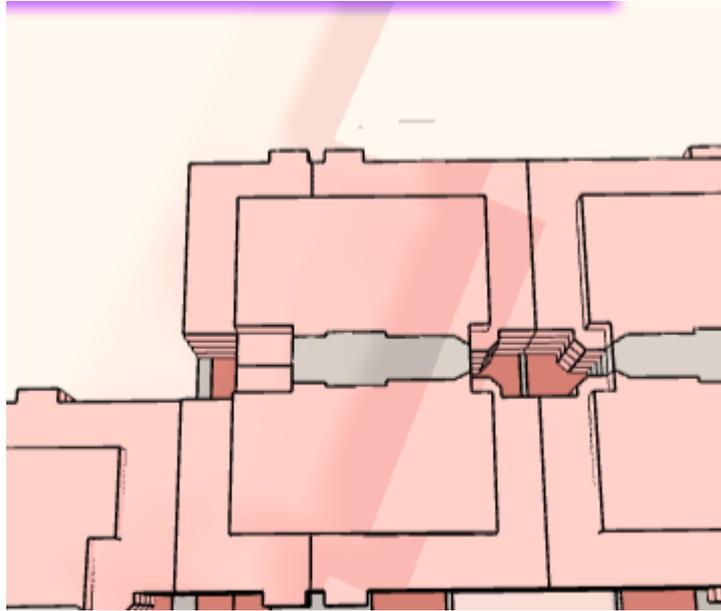


Figura 15 Imagen 3D del Inmueble (Sede Electrónica de Catastro)

Esta documentación sirve como apoyo técnico y jurídico para justificar la superficie útil del tejado, así como para una futura legalización o tramitación del sistema fotovoltaico.

Capítulo 5. ESTUDIO DEL CONSUMO ELÉCTRICO

El análisis del consumo eléctrico del emplazamiento se basa en los datos disponibles de facturación y medidas directas del suministro eléctrico. En concreto, se han recopilado las lecturas de consumo de las facturas eléctricas desde febrero de 2024 hasta abril de 2025, así como las lecturas facilitadas por el proveedor (Grupo Iberdrola) desde junio de 2020 hasta febrero de 2023. Estas fuentes proporcionan valores de consumo eléctrico reales del inmueble en distintos periodos. Adicionalmente, se dispone de una estimación teórica del consumo basada en el uso y potencias de los electrodomésticos de la vivienda, con el fin de comparar ambos enfoques.

En este capítulo se resumen los resultados obtenidos del tratado de los datos de consumo disponibles, descrito en profundidad en el ANEXO III. Análisis del Consumo Detallado.

5.1 DATOS DISPONIBLES DE CONSUMO

Cabe destacar que no se cuenta con datos completos para todos los meses del periodo estudiado debido a ciertas discontinuidades en la recolección. No obstante, se ha procurado que cada mes del año tenga al menos 3 medidas de consumo disponibles para poder realizar el estudio de forma representativa. Los datos brutos de consumo han sido organizados en un archivo Excel y se resumen en el Gráfico 1 Datos Brutos Iniciales de Consumo Eléctrico Mensual Enero 2020 - Diciembre 2025. En dicho gráfico se recoge el consumo eléctrico mensual (en kWh) para cada mes y año disponible, abarcando desde 2020 hasta 2025:

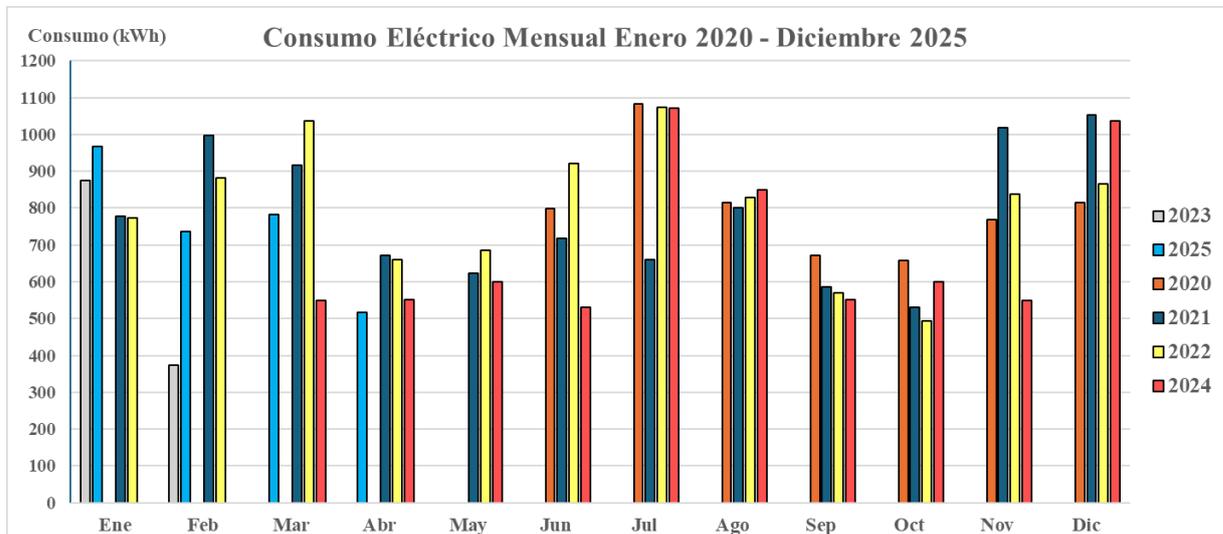


Gráfico 1 Datos Brutos Iniciales de Consumo Eléctrico Mensual Enero 2020 - Diciembre 2025

Como para los años 2023 y 2025 únicamente se dispone de los datos de consumo de los primeros meses del año, se ha optado por no ordenar las barras del Gráfico 1 de forma cronológica. De esta manera, los datos de cada mes quedan más compactos y diferenciados entre sí, evitando confusiones al lector.

5.1.1 PERFIL INICIAL DE CONSUMO Y VARIABILIDAD

De la inspección de los datos brutos se aprecia cierta tendencia estacional esperable en el consumo a lo largo del. Sin embargo, se observan meses con dispersión significativa: en algunos casos los valores de un mismo mes difieren ampliamente según el año considerado. Esta dispersión puede atribuirse a problemas en la toma de datos (lecturas incompletas) o a situaciones puntuales de consumo anómalo en ciertos años.

Un ejemplo ilustrativo es junio de 2021, donde se registró un consumo de solo ~650 kWh, frente a unos ~1100 kWh típicos en los junios de 2020, 2022 y 2024. Es razonable suponer que en junio de 2021 los habitantes estuvieran de vacaciones o ausentes, reduciendo drásticamente el consumo eléctrico ese mes. No obstante, de cara a caracterizar el perfil de consumo “normal” del emplazamiento, no sería riguroso descartar simplemente ese dato

bajo la suposición de ausencia, ya que no se tiene una prueba fehaciente del motivo y podría sesgarse el estudio.

El objetivo final es obtener un perfil de consumo anual modelo que se aproxime lo más posible a la realidad promedio del inmueble, por lo que se debe proceder con cautela al decidir qué datos considerar o excluir. En general, la falta de algunos datos y la alta variabilidad de otros justifican la necesidad de un filtrado estadístico de la muestra antes de obtener conclusiones.

En términos estadísticos, tras compilar los datos mensuales se calculó el consumo promedio y su desviación típica para cada mes del año (Tabla 4 Consumo Eléctrico Promedio y Desviación Típica). Estos indicadores permiten cuantificar la variabilidad interanual de cada mes. Los resultados mostraron que la muestra original no era completamente fiable: en varios meses, la desviación típica representaba aproximadamente un 30 % del valor promedio mensual. Esto sugiere que algunos valores mensuales son atípicos (anormalmente altos o bajos) comparados con la tendencia general. En resumen, el perfil inicial de consumo eléctrico del emplazamiento evidencia la necesidad de depurar los datos. A continuación, se describe el proceso seguido para filtrar los registros anómalos y obtener un perfil de consumo promedio más representativo.

Tabla 4 Consumo Eléctrico Promedio y Desviación Típica

PROMEDIO (kWh)		DESV. TÍPICA (kW/h)	
Enero	848,75	Enero	91,51
Febrero	747,25	Febrero	271,23
Marzo	821,75	Marzo	209,55
Abril	599,75	Abril	77,98
Mayo	637,00	Mayo	43,97
Junio	742,25	Junio	163,53
Julio	972,75	Julio	207,90
Agosto	823,50	Agosto	20,27
Septiembre	594,75	Septiembre	52,82
Octubre	570,75	Octubre	73,64
Noviembre	793,75	Noviembre	194,38
Diciembre	942,00	Diciembre	120,37
Total	9.094,25		

5.1.2 CRITERIOS DE FILTRADO DE DATOS ANÓMALOS

La medida usada para identificar los valores que se consideran “excepcionales” es el número (n) de desviaciones típicas a las que se encuentra cada medida del valor promedio calculado, cuyo valor se obtiene sustituyendo los valores del promedio (μ), desviación típica (σ), y del consumo eléctrico (C), correspondientes a cada mes en la Ecuación 1.

$$n = \frac{(C - \mu)}{\sigma}$$

Ecuación 1 Número (n) de desviaciones típicas que se aleja el consumo del promedio mensual

Con esta medida n , se identifican objetivamente los valores excepcionalmente alejados de la media mensual. El criterio inicial adoptado fue fijar un umbral N y eliminar cualquier dato cuyo $|n|$ superase dicho umbral. En otras palabras, se excluirían de la muestra aquellos consumos mensuales que estuvieran a más de N desviaciones típicas de la media de su mes.

Tras estudiar distintas posibilidades, detalladas en el ANEXO III. Análisis del Consumo Detallado, se escogió un valor $N=1,2$. Este valor se eligió después de observar qué tan alejados estaban los datos más extremos: se identificó que los peores outliers se encontraban aproximadamente a $1,5 \sigma$ de sus respectivas medias (casos de septiembre 2020 y julio 2021). Por tanto, se decidió probar un umbral ligeramente menor, buscando eliminar solo aquellos fuera de $1,2 \sigma$. Aplicando este filtro, el número de valores eliminados se reduciría a 8 registros (aproximadamente un 17 % de los datos) que superaban ese umbral.

Sin embargo, al aplicar un filtrado basado puramente en la variabilidad de la desviación típica de los valores, se filtrarían registros de meses que en realidad no presentaban gran variabilidad intrínseca. En particular, con $N=1,2$ habrían sido eliminados valores de agosto y septiembre que, aunque desviados ligeramente de su media, provenían de meses muy consistentes año tras año (Gráfico 1). Por ejemplo, se destacaba el consumo de 849 kW en agosto 2024 como outlier, cuando los otros años de agosto fueron 814, 802 y 829 kWh, valores todos ellos bastante cercanos. El motivo detrás de esto es que, al ser un mes de variación muy baja, una diferencia pequeña en su consumo basta para exceder $1,2 \sigma$. Esto evidenció que el criterio basado únicamente en el análisis de desviaciones respecto de la media podía sobredetectar outliers en meses de baja dispersión.

Por ello, se incorporó el Coeficiente de Variación (CV) como criterio complementario (definido y calculado en el ANEXO III. Análisis del Consumo Detallado). Se decidió considerar como meses con “alta variabilidad” aquellos con $CV > 20 \%$. De este modo, solo en los meses que de por sí muestran gran dispersión se aplicarían filtros estrictos, mientras que en meses muy estables no se eliminarían datos a menos que fueran claramente distintos. Al calcular el CV de cada mes, se verificó que meses como enero, agosto y septiembre tienen baja variabilidad ($CV < 20 \%$), indicando que sus consumos son consistentes y no se debería descartar ninguna medida en ellos. Por el contrario, meses como febrero, marzo, junio, julio o noviembre presentaban CV superiores al 20 %, revelando heterogeneidad significativa y justificando la búsqueda de outliers en esos casos.

5.1.3 RESULTADOS DEL FILTRADO Y PERFIL DEPURADO

Con el procedimiento anterior, se identificaron 5 registros anómalos a excluir de la muestra. En concreto, los valores eliminados fueron: julio 2021, febrero 2023, marzo 2024, junio 2024 y noviembre 2024. Estos meses coincidían con los casos donde, efectivamente, existían razones para sospechar datos atípicos, lo cual valida el filtrado aplicado. La Tabla 5 muestra los valores revisados de consumo tras el filtrado, conservando únicamente los registros considerados válidos ($N = 1,2$ y $CV > 20\%$).

Tabla 5 Datos de Consumo Eléctrico Filtrados (muestra depurada).

DATOS REVISADOS					
PROMEDIO REV (kWh/mes)		DESV. TÍPICA REV (kWh/mes)		COEF. VARIACIÓN REV	
Enero	848,75	Enero	91,51	Enero	10,8%
Febrero	872,00	Febrero	130,29	Febrero	14,9%
Marzo	912,67	Marzo	127,56	Marzo	14,0%
Abril	599,75	Abril	77,98	Abril	13,0%
Mayo	637,00	Mayo	43,97	Mayo	6,9%
Junio	812,67	Junio	101,80	Junio	12,5%
Julio	1.076,67	Julio	6,43	Julio	0,6%
Agosto	823,50	Agosto	20,27	Agosto	2,5%
Septiembre	594,75	Septiembre	52,82	Septiembre	8,9%
Octubre	570,75	Octubre	73,64	Octubre	12,9%
Noviembre	875,33	Noviembre	129,38	Noviembre	14,8%
Diciembre	942,00	Diciembre	120,37	Diciembre	12,8%
TOTAL	9.565,83				

Con la muestra filtrada, se construyó el perfil de consumo eléctrico promedio anual del emplazamiento. Este perfil consiste en el consumo medio estimado para cada mes del año, libre de distorsiones por datos atípicos. En el gráfico que sigue se presenta el resultado: un año “tipo” o modelo de consumo eléctrico para la vivienda estudiada.

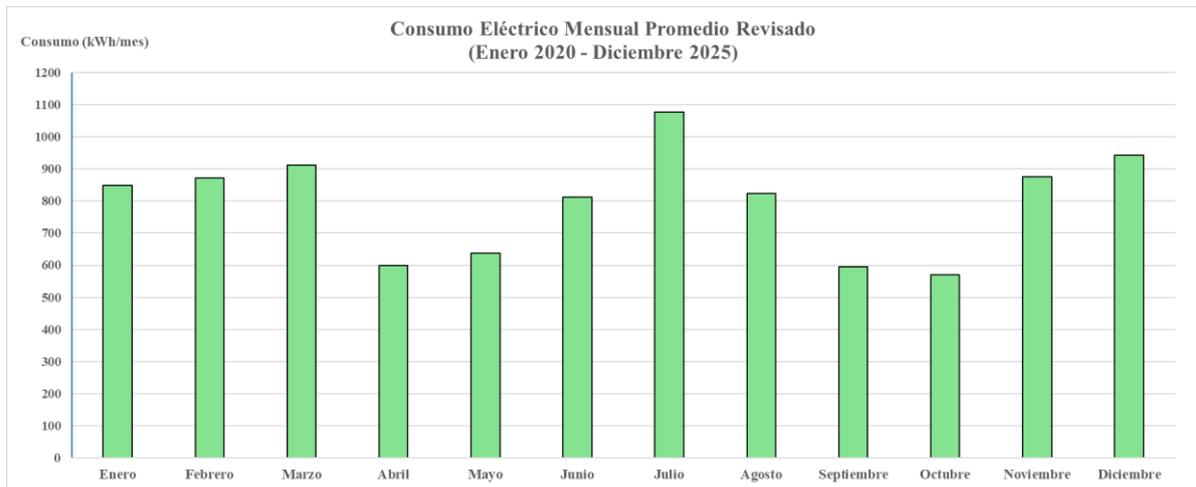


Gráfico 2 Consumo Eléctrico Mensual Promedio Revisado

Del gráfico se infiere el comportamiento estacional esperado: un consumo más elevado en invierno (picos en diciembre y enero, asociado a calefacción y menor eficiencia lumínica), un máximo en verano (julio, posiblemente por climatización) y consumos más bajos en meses templados como abril y septiembre. Integrando el perfil mensual, el consumo anual total estimado asciende a aproximadamente 9.566 kWh. Este sería el consumo eléctrico de referencia en un año típico de operación del inmueble, útil para el posterior estudio energético.

En conclusión, tras un riguroso proceso de filtrado y análisis de variabilidad, se ha obtenido un perfil de consumo eléctrico representativo para la vivienda. Este perfil promedio, respaldado por los datos reales disponibles depurados de anomalías, servirá de base confiable para el Estudio Energético global del Proyecto de Fin de Grado.

5.2 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO

Con el objetivo de contrastar los resultados obtenidos en el análisis anterior, donde se calculó un consumo anual de 9.565,83 kWh/año a partir de datos reales del punto de suministro, se ha realizado una estimación teórica del consumo eléctrico de la vivienda mediante un enfoque basado en los electrodomésticos instalados y sus hábitos de uso.

La siguiente tabla recoge los principales equipos eléctricos presentes en el hogar, junto con su potencia nominal, el número estimado de horas de uso al año y el consumo resultante:

Tabla 6 Estimación del Consumo del Emplazamiento a Través del Uso de Electrodomésticos

ELEMENTO	POTENCI A INDIV. (kW)	Nº Horas de Uso (h/año)	Consumo Anual (kWh/año)
Iluminación LED	0,01	43.800,0	438,0
Refrigerador	0,15	3.504,0	525,6
Microondas	1,2	100,0	120,0
Vitrocerámica	2	262,0	524,0
Lavavajillas	1,5	180,0	270,0
Horno	2	120,0	240,0
Televisores	0,15	1.825,0	273,8
Lavadora	1	170,0	170,0
Sistema HVAC	3	2.190,0	6.570,0
Cargadores	0,01	2.920,0	29,2
Cargadores Ráp.	0,03	2.190,0	65,7
PC	0,15	1.976,0	296,4
Router	0,01	3.504,0	35,0
TOTAL			9.557,7

El consumo total estimado con este método asciende a 9.557,69 kWh/año, lo que representa una coincidencia notable con el valor calculado previamente, y valida la consistencia de ambos enfoques y aporta robustez al perfil de consumo establecido.

Es importante destacar que el método empleado aquí está sujeto a cierto grado de incertidumbre, dado que se basa en estimaciones de uso medio anual para cada equipo. La desviación entre ambos resultados puede explicarse por:

- Errores en la estimación de horas de uso, especialmente en aparatos con alta variabilidad como el aire acondicionado o los electrodomésticos de cocina.
- Cambios en los hábitos de consumo a lo largo del año, como estacionalidad, ocupación de la vivienda o eventos puntuales.

- Aparición o retirada de equipos no considerados en esta tabla.
- Eficiencia energética real de los dispositivos frente a los valores nominales utilizados.

En cualquier caso, esta aproximación alternativa permite reafirmar que el consumo eléctrico de la vivienda se sitúa de forma estable en torno a los 9.550 - 9.600 kWh/año, cifra que será utilizada como base para el dimensionado de la instalación fotovoltaica.

5.3 CONCLUSIÓN: DATOS DE CONSUMO ESTIMADOS

Recogidos, analizados, depurados, y contrastados los datos de consumo disponibles, se procede a compilar el año de consumo tipo estimado en una tabla que posteriormente será introducida en el programa PVsyst para la realización de las simulaciones:

Tabla 7 Año de Consumo Tipo a Introducir en PVsyst

Año de Consumo Tipo (kWh/mes)	
Enero	848,75
Febrero	872,00
Marzo	912,67
Abril	599,75
Mayo	637,00
Junio	812,67
Julio	1.076,67
Agosto	823,50
Septiembre	594,75
Octubre	570,75
Noviembre	875,33
Diciembre	942,00
TOTAL	9.565,83

Capítulo 6. ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR

6.1 DEFINICIONES BÁSICAS

El dimensionado adecuado de una instalación fotovoltaica exige, como paso previo, el análisis detallado del recurso solar disponible en el emplazamiento. Este recurso se cuantifica en términos de radiación solar, la cual puede descomponerse en distintas componentes según su origen y comportamiento óptico. Entender las características de estas componentes es esencial para estimar con precisión la energía que podrá captarse mediante los módulos fotovoltaicos.

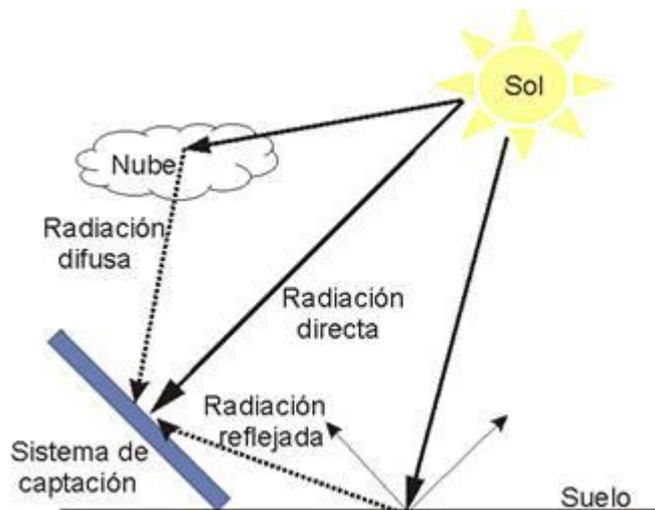
Antes de desglosar las componentes de la radiación solar, conviene introducir dos conceptos fundamentales que se utilizan en este tipo de estudios: la radiación y la irradiancia solar. La radiación solar (también conocida como insolación) es la energía proveniente del Sol que incide sobre una superficie durante un período de tiempo determinado. Se expresa habitualmente en kWh/m² y representa la cantidad de energía solar acumulada en una superficie concreta (por ejemplo, a lo largo de un día, un mes o un año). Mientras que la irradiancia solar, por su parte, es la potencia instantánea de esa radiación solar que incide sobre una unidad de superficie. Se expresa en W/m² y varía a lo largo del día en función de la posición del sol, la nubosidad, la atmósfera y otros factores [23].

Uno de los indicadores más representativos del potencial solar de un emplazamiento es la radiación global horizontal (Global Horizontal Irradiance, GHI). Esta magnitud representa la totalidad de radiación solar que incide sobre una superficie horizontal y es el resultado de la suma de tres componentes principales [24]:

- **Radiación directa (Direct Normal Irradiance, DNI):** Es la fracción de radiación solar que llega en línea recta desde el disco solar al suelo, sin haber sido dispersada por la atmósfera. Se mide sobre una superficie perpendicular a la dirección del sol.

Esta componente es especialmente intensa en condiciones de cielo despejado y constituye la mayor parte de la energía aprovechable en instalaciones bien orientadas.

- **Radiación difusa (Diffuse Horizontal Irradiance, DHI):** Es la parte de la radiación que ha sido dispersada por partículas y moléculas en la atmósfera (como polvo, vapor de agua o aerosoles), y que llega al suelo desde todas las direcciones del cielo. Se mide sobre un plano horizontal y es especialmente relevante en días nublados o con baja incidencia directa.
- **Radiación reflejada (o albedo):** Es la radiación que, tras incidir sobre superficies como el suelo, tejados o estructuras, se refleja hacia los módulos fotovoltaicos. Su intensidad depende del tipo de superficie (siendo mayor en suelos claros, nevados o superficies metálicas) y del ángulo de incidencia. Aunque suele ser la componente menos significativa, adquiere mayor relevancia en sistemas bifaciales que pueden captar radiación por ambas caras.



$$R.Total = R.Directa + R.Difusa + R.Reflejada$$

Figura 16 Esquema de Radiación Global Horizontal, como suma de DNI, DHI y Radiación Reflejada

A continuación, se realizará un estudio en profundidad del recurso solar disponible en el emplazamiento seleccionado. Para ello, se hará uso de la plataforma PVsyst, así como de otros recursos, a fin de determinar de la forma más precisa posible la calidad del recurso solar en la ubicación del emplazamiento. Se introducirán los datos del ático en Altos de Aravaca y extraerán los datos de las bases de datos disponibles.

Todas las gráficas obtenidas durante este estudio, así como las tablas empleadas para el análisis de los datos se presentan en el Anexo IV Estudio del Recurso Solar.

6.2 RADIACIÓN GLOBAL Y DIFUSA SOBRE EL PLANO HORIZONTAL

En el ANEXO I. Selección de Emplazamiento, se recurrió a las bases Meteonorm, NASA y PVGIS, cuyos datos eran accesibles a través del programa PVsyst, para la determinación de la radiación global anual estimada en la ubicación del emplazamiento. En este capítulo se hará lo mismo en más profundidad.

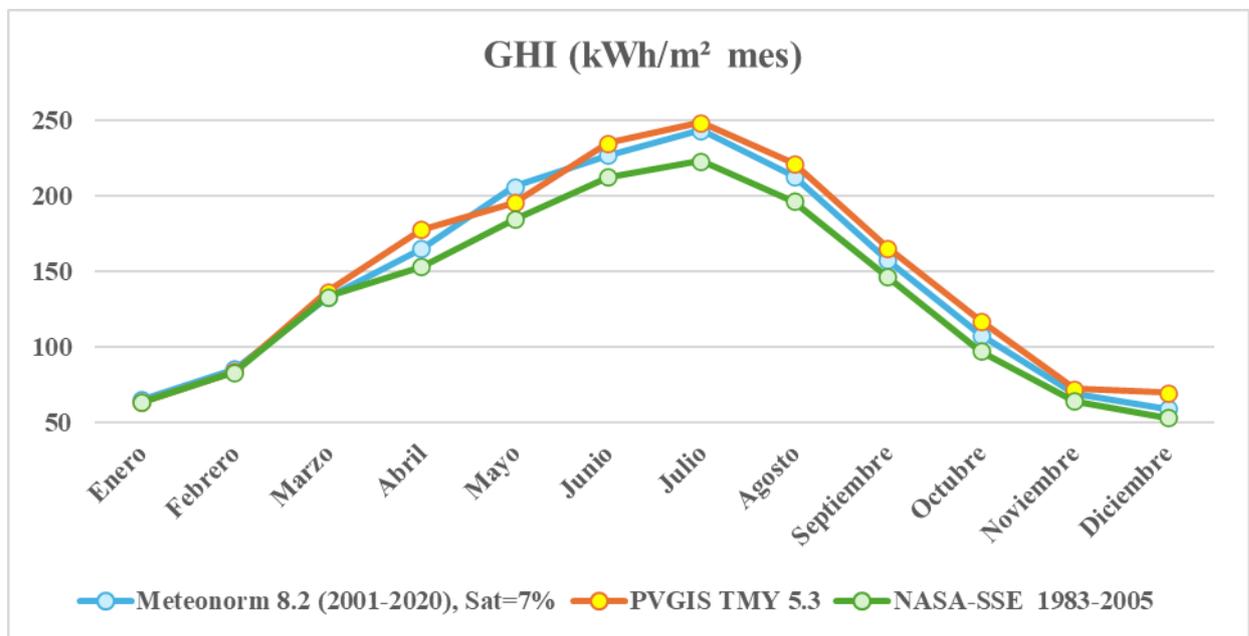


Gráfico 3 Radiación Global Sobre el Plano Horizontal

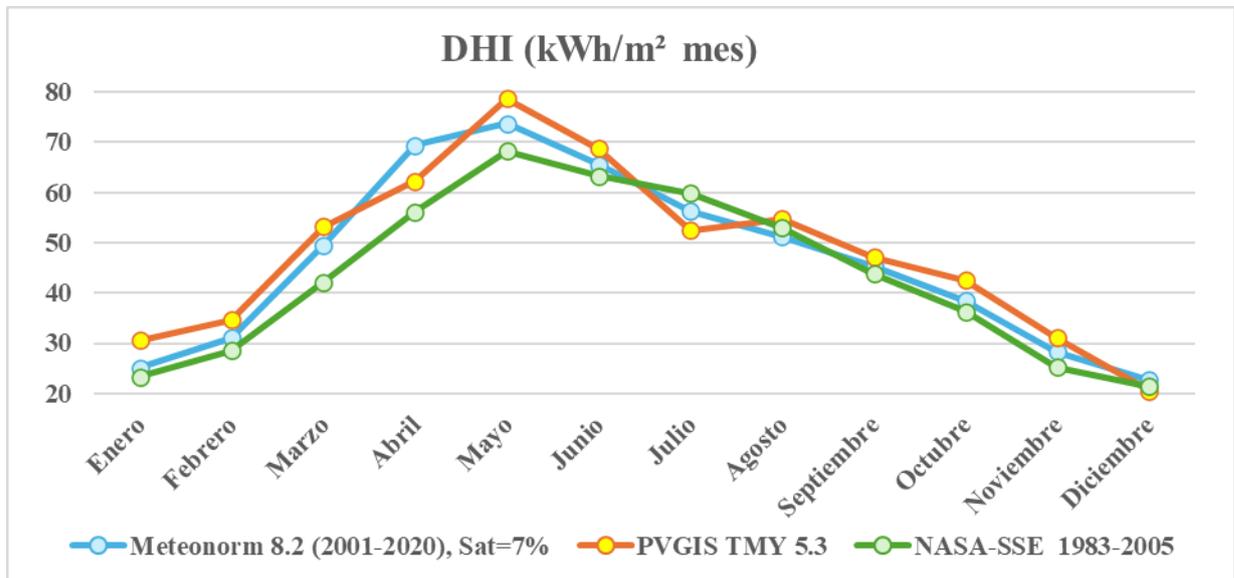


Gráfico 4 Radiación Difusa Sobre el Plano Horizontal

De las tres bases se obtienen los datos de radiación global y difusa sobre el plano horizontal mostrados en el Gráfico 3 y el Gráfico 4, respectivamente. Para el análisis del recurso solar en los distintos emplazamientos objetivo (ANEXO I. Selección de Emplazamiento), se descartó el uso de la base NASA para la selección del emplazamiento, porque sus valores distaban en cierta medida de los ofrecidos por las bases de Meteonorm y PVGIS. Sin embargo, se ha profundizado en el estudio de los datos y se han obtenido los siguientes resultados:

Tabla 8 Coeficiente de Variación de Valores de Recurso Solar

COEFICIENTE DE VARIACIÓN												
Month	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
GHI (kWh/m ²)	2%	1%	1%	7%	6%	5%	6%	6%	6%	9%	6%	14%
DHI (kWh/m ²)	14%	10%	12%	11%	7%	4%	7%	3%	4%	8%	10%	5%

Se ha obtenido el coeficiente de variación de las medidas registradas para las variables GHI y DHI.

En el caso de proceder de la misma manera que en el Capítulo 5. Estudio del Consumo Eléctrico (eliminar de la muestra todos aquellos valores cuyo coeficiente de variación sea

superior al 20%), no sería correcto eliminar de la muestra los datos de la base NASA. Sin embargo, y como se hizo ver al lector en el análisis de los emplazamientos, los datos de la base NASA están fechados entre 1985-2005, lo que sugiere que sus valores pueden no reflejar la realidad. Por ello, se ha optado por excluir los datos de esta base del estudio.

Al quedar únicamente dos valores para cada variable, no es coherente calcular de nuevo el coeficiente de variación para comprobar cómo se ha visto afectado el conjunto de datos tras eliminar la base NASA. No obstante, se han recalculado los valores promedio y de desviación de los datos, y se han comparado con los anteriores:

Tabla 9 Análisis de Datos Sin la Base NASA

Mes	% CAMBIO EN PROMEDIO		Mes	% CAMBIO EN DESVIACIÓN TÍPICA	
	GHI	DHI		GHI	DHI
Enero	0,5%	5,8%	Enero	18,8%	2,3%
Febrero	0,5%	4,6%	Febrero	8,6%	-17,0%
Marzo	0,4%	6,3%	Marzo	24,2%	-53,3%
Abril	3,7%	5,2%	Abril	-27,6%	-23,5%
Mayo	2,8%	3,6%	Mayo	-29,6%	-32,7%
Junio	2,7%	1,9%	Junio	-48,8%	-19,1%
Julio	3,2%	-3,2%	Julio	-71,3%	-25,5%
Agosto	3,3%	0,0%	Agosto	-52,7%	41,4%
Septiembre	3,3%	1,8%	Septiembre	-41,5%	-27,2%
Octubre	4,8%	3,6%	Octubre	-33,2%	-10,0%
Noviembre	3,2%	5,3%	Noviembre	-42,7%	-32,9%
Diciembre	6,3%	0,3%	Diciembre	-9,6%	40,6%
Año	2,9%	2,7%	Año	-38,7%	-21,1%

Aunque la desviación típica de los datos sí se ha visto reducida en gran parte, hasta en un 70 % en el mes de julio, eliminar los datos de la base NASA no altera el promedio de forma significativa. No obstante, se ha optado por no reintroducir los datos de dicha base en la muestra por lo mencionado anteriormente.

6.3 TEMPERATURA

Para la estimación de la temperatura anual en el emplazamiento seleccionado, se hará uso, además de los datos de las bases Meteonorm y PVGIS, ofrecidas por el programa PVsyst; de los datos registrados en WeatherSpark [25].

Weatherspark es una plataforma web que ofrece datos meteorológicos detallados y visualizaciones interactivas de clima y tiempo, tanto históricos como pronósticos, para cualquier lugar del mundo.

Los datos de temperatura de esta plataforma se recogen en el Gráfico 5:

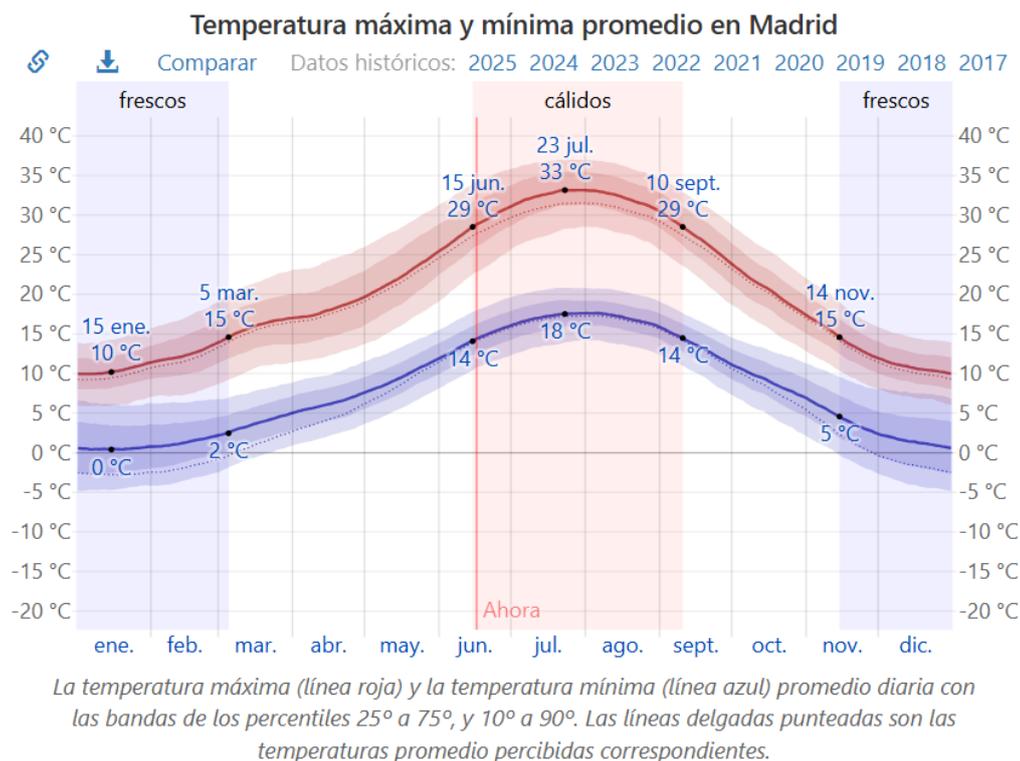


Gráfico 5 Temperatura (Weatherspark) [25]

La plataforma calcula las temperaturas máxima y mínima promedio estimadas, y presenta las bandas de los cuartiles extremos (primero y cuarto, en rojo y azul claros), e intermedios

(segundo y tercero, en rojo y azul oscuros). Como base de datos se ha utilizado a su vez, el promedio de estas dos temperaturas.

Por las razones ya detalladas, se ha optado por eliminar los datos de la base NASA de la muestra. No obstante, este caso, al contar con tres series de datos, sí es posible calcular el nuevo coeficiente de variación. Al hacerlo, se comprueba y reafirma la hipótesis planteada en la sección anterior: el coeficiente de variación se ve notablemente reducido tras eliminar la base NASA. Por no repetir de nuevo la explicación del proceso de filtrado de los datos, se presentan directamente los resultados del año de temperatura promedio estimado en el Gráfico 6:

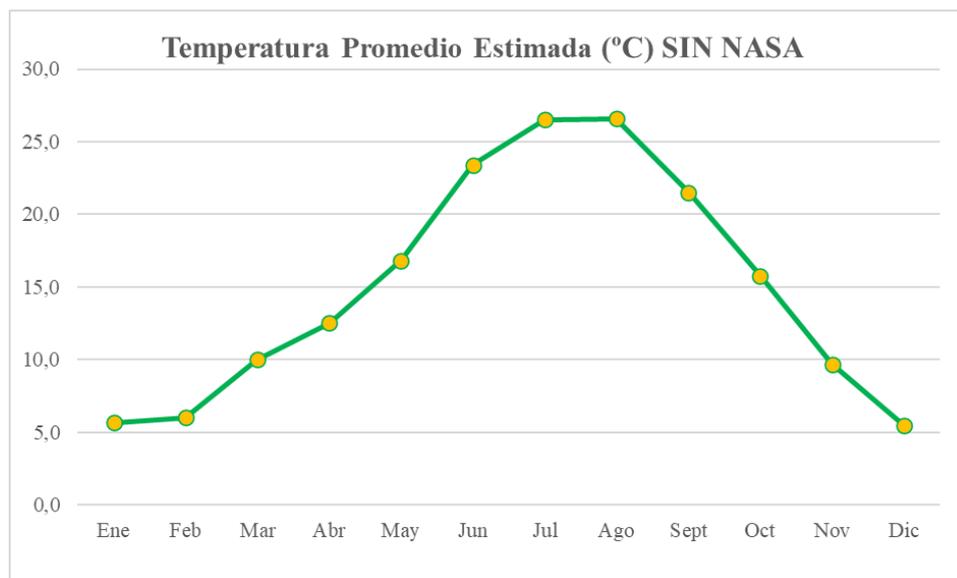


Gráfico 6 Temperatura Promedio Estimada (°C)

Este gráfico resultará clave para estimar el rendimiento de la instalación fotovoltaica. Se observa que el rango de temperaturas varía desde los 5°C en los meses invernales, hasta los 26°C en los meses de verano, tomando valores moderados durante la primavera y el otoño.

Este comportamiento térmico tiene una implicación directa en la eficiencia de los paneles solares. Aunque los meses de verano coinciden con la mayor irradiancia solar, las temperaturas elevadas pueden reducir la eficiencia de los módulos. Esto se debe a que la

mayoría de paneles fotovoltaicos pierden entre un 0,3 % y un 0,5 % de rendimiento por cada grado por encima de 25 °C. Por tanto, durante los meses de mayor producción solar, la eficiencia real puede verse ligeramente comprometida por el exceso de temperatura.

En cambio, la temperatura promedio de los meses de primavera y otoño es más favorable. Ello podría hacer de estos meses períodos de mayor eficiencia relativa del sistema. Finalmente, si bien es cierto que menores temperaturas favorecen un correcto funcionamiento de las células fotovoltaicas, también están asociadas a valores inferiores de irradiancia, lo que reduciría la producción solar en los meses invernales.

En conclusión, el perfil térmico del emplazamiento es en general favorable para una instalación fotovoltaica, destacando especialmente los meses templados por su alto potencial de rendimiento. Esta información se tendrá en cuenta a la hora de seleccionar paneles con bajo coeficiente de temperatura y garantizar una adecuada ventilación en el diseño del sistema.

6.4 VELOCIDAD DEL VIENTO

La plataforma WeatherSpark ofrece también datos históricos de la velocidad del viento en la localidad de Madrid. Como se puede observar en el Gráfico 7, en negro se marca la velocidad promedio del viento. Las bandas de los cuartiles vuelven a ser representadas, esta vez en gris claro los cuartiles extremos (primero y cuarto) y en gris oscuro los intermedios (segundo y tercero).

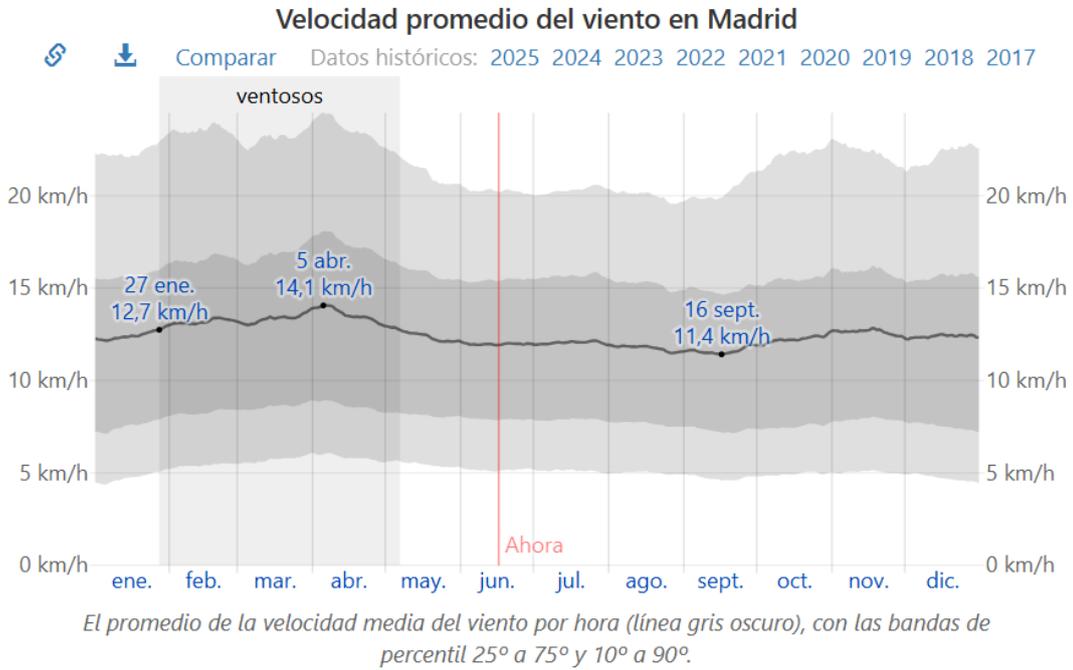


Gráfico 7 Velocidad Promedio del Viento en Madrid (Weatherspark) [25]

A la vista de la dispersión en las medidas de las tres fuentes disponibles, para la velocidad del viento se ha optado por mantener en la muestra todos los datos de los que se dispone, y calcular el promedio de las bases Meteonorm, PVGIS y Weatherspark. Para poder hacer esto, ha sido necesario convertir los datos de la base Weatherspark a m/s pues, tanto las otras dos bases como el programa PVsyst utilizan esta unidad de medida. Finalmente, se presentan los valores de la velocidad del viento promedio estimados en el Gráfico 8.

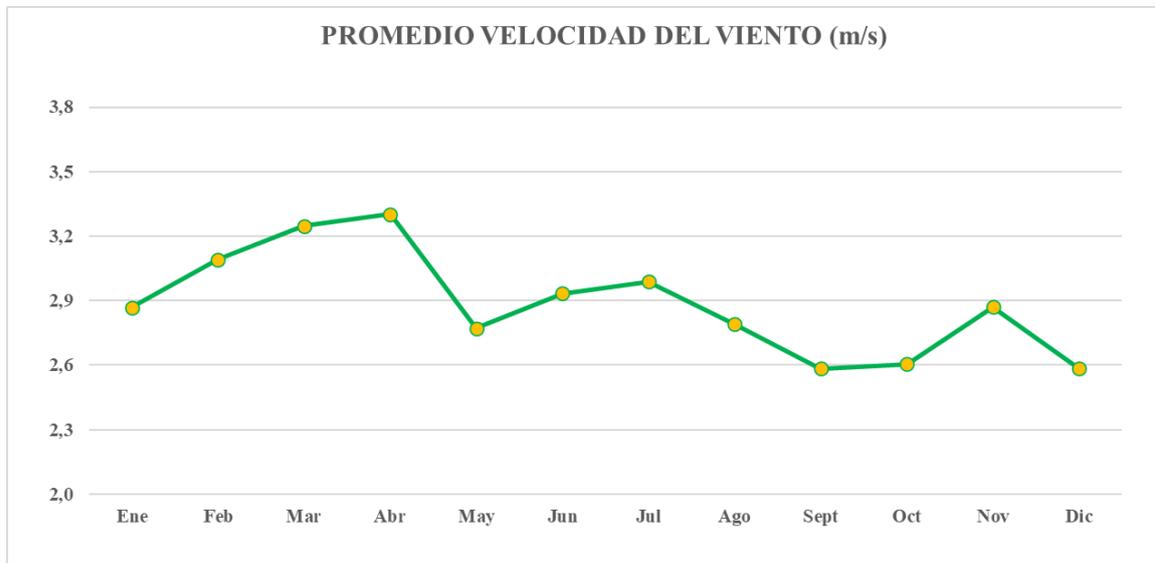


Gráfico 8 Promedio Velocidad del Viento (m/s)

6.5 SÍNTESIS DE RESULTADOS OBTENIDOS

Finalmente, se han recogido todos los datos de radiación, temperatura y velocidad del viento, y se han integrado en la Tabla 10 Datos Finales de Recurso Solar Introducidos en PVsyst, a fin de integrarlos más adelante en las simulaciones del programa PVsyst. De esta manera, los resultados tendrán un mayor grado de fiabilidad.

Tabla 10 Datos Finales de Recurso Solar Introducidos en PVsyst

Mes	GHI (kWh/m² mes)	DHI (kWh/m² mes)	Temperatura (°C)	Vel Viento
Enero	63,85	27,85	4,85	2,87
Febrero	84,2	32,9	5,53	3,09
Marzo	134,65	51,35	9,48	3,25
Abril	171,45	65,8	12,08	3,3
Mayo	200,8	76,2	16,58	2,77
Junio	231	67,15	22,95	2,93
Julio	246,15	54,35	26,1	2,99
Agosto	217,25	52,95	25,95	2,79
Septiembre	161,55	46,25	20,98	2,58
Octubre	112,35	40,5	15,18	2,61
Noviembre	70,35	29,7	9,05	2,87
Diciembre	64,05	21,6	5,03	2,58
Año	1757,65	566,6	14,48	2,89

Capítulo 7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

Estimados los datos de consumo eléctrico y del recurso solar del emplazamiento, sigue el diseño de la instalación. Para el diseño y dimensionado de la misma, y como ya se ha mencionado previamente, se hará uso del programa PVSyst. En esta sección se describirán todas las medidas tomadas e implementadas en el programa, para poder realizar un estudio fiable y preciso.

Antes de comenzar con la simulación, es necesario introducir todos los datos del emplazamiento, y seleccionar las configuraciones que se desean. Lo primero es cargar los datos de radiación global horizontal y difusa, temperatura, y velocidad del viento estimados en el Capítulo 6. Para ello, se deben crear un archivo “.met” y un archivo “.sit”. Estos son fundamentales para definir el contexto geográfico y meteorológico de las simulaciones. El archivo “.sit” contiene la ubicación geográfica y las condiciones básicas del emplazamiento, como sus coordenadas, altitud, o zona horaria. Mientras que el archivo “.met” será el que contenga los datos climáticos y solares del sitio, necesarios para simular la producción del sistema.

Hecho esto, se procede a la creación del proyecto. Las configuraciones que se impongan al programa condicionan la validez y precisión de la simulación, y ajustan las características físicas y operativas de la instalación fotovoltaica a la realidad. Los parámetros se dividen en “principales” y “opcionales” de la siguiente forma:

➤ **Parámetros Principales:**

- Orientación
- Sistema
- Pérdidas detalladas
- Autoconsumo
- Almacenamiento

➤ **Parámetros Opcionales:**

- Horizonte
- Sombreados Cercanos
- Diseño de Módulo
- Gestión de la Energía
- Evaluación Económica

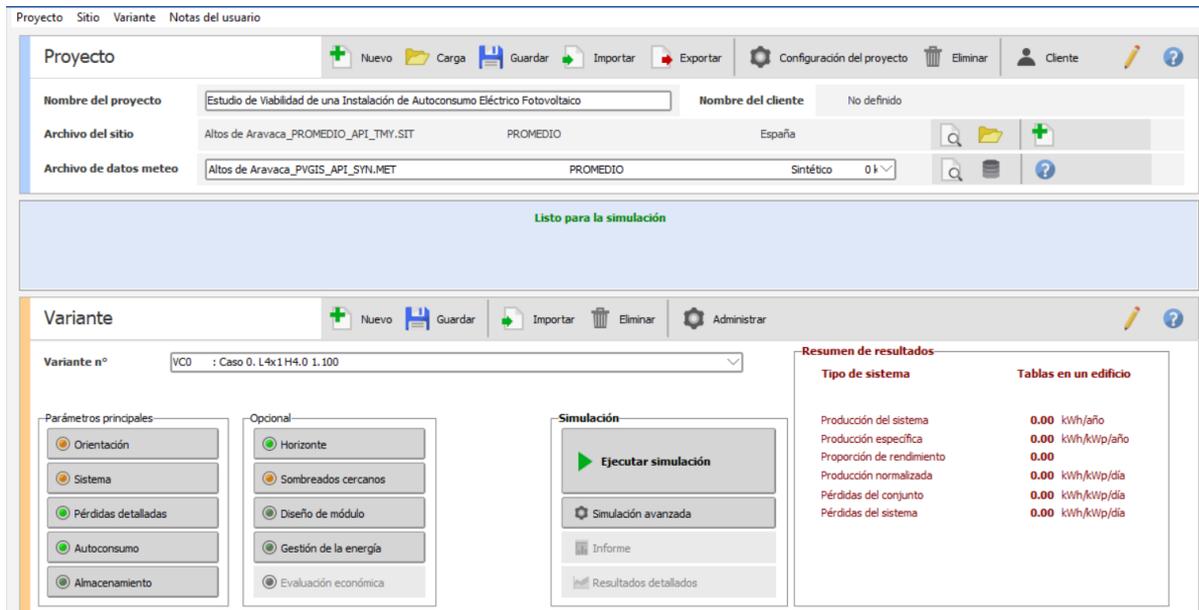


Figura 17 Interfaz de Proyecto (PVsyst)

El estado de la configuración de cada parámetro marca con un identificador rojo, amarillo, verde oscuro, o verde claro a su izquierda. Si alguno de los indicadores está en color rojo, no será posible ejecutar la simulación. Por otro lado, un indicador amarillo quiere decir que existe algún tipo de incidencia en el proyecto que no impide ejecutar la simulación, pero puede afectar a su resultado. En este caso, el motivo de que los parámetros Orientación, Sistema y Sombreados Cercanos en la Figura 17 Interfaz de Proyecto (PVsyst) estén de este color se ha explicado en la sección 3.1.1 Bifacialidad de los Módulos Fotovoltaicos, del Capítulo 3. Descripción de las Tecnologías. Finalmente, si un indicador está pendiente de definir, se marcará de color verde oscuro, y, al configurarlo completamente, se tornará verde claro.

7.1 SELECCIÓN DE PARÁMETROS

7.1.1 ORIENTACIÓN

PVsyst utiliza las orientaciones para calcular el factor de transposición. Este factor es un coeficiente que permite transformar la irradiancia global horizontal en la irradiancia sobre un plano inclinado, que es la que realmente incide sobre los paneles solares [26]. Para ello,

se debe definir la inclinación de los módulos (o “tilt”), el acimut [27], y el ángulo de inclinación base. La superficie sobre la que se realizaría la instalación, al ser plana y estar libre de obstáculos, permite la instalación de los paneles orientados de forma que se maximice la captación solar (en dirección sur), lo que supondría un acimut nulo. Por otro lado, también es posible, mediante el uso de estructuras fijas, colocar los módulos de forma que su inclinación se aproxime lo máximo posible a la óptima para la localización del emplazamiento que, de acuerdo con el propio programa, es de 37 grados.

En caso de optimizar estas variables, el factor de transposición alcanza un valor de 1,2, y la irradiación incidente anual en el plano colector un valor de 2.048 kWh/m². Se presentan a continuación las gráficas de optimización rápida del factor de transposición que ofrece el sistema, la primera en función del ángulo de inclinación de los paneles, y la segunda en función del acimut:

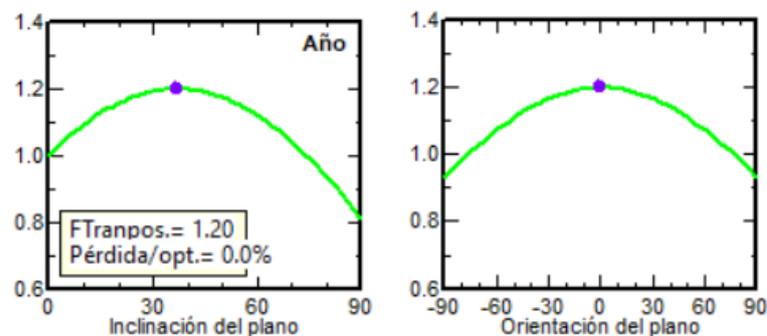


Gráfico 9 Optimización de la Orientación de los Módulos (PVsyst)

7.1.1.1 Estructuras Fijas

Pese a que la inclinación óptima de los paneles es de 37 grados, como para lograr dicha inclinación es necesario hacer uso de estructuras fijas, ésta vendrá determinada por aquella que permitan los soportes.

Para la instalación de los paneles se hará uso de las estructuras de hormigón para paneles solares de la empresa SOLARBLOC ([28], [29]). Al ser de hormigón, estas estructuras

tienen alta masa, densidad y resistencia a los agentes atmosféricos, lo que les permite contrarrestar la carga por viento fuerte que se originaría en los paneles solares al estar instalados con tanta inclinación. Por otro lado, estos soportes tienen un precio muy económico (de alrededor de 20€ por soporte), y su instalación es relativamente sencilla. Su precio tan reducido se debe a que la empresa no personaliza la fabricación de sus estructuras fijas, sino que ofrece una serie de opciones con inclinaciones desde 3° a 34°. Por tanto, aunque la inclinación óptima de los paneles es de 37°, se deberá colocar estos en la establecida por el proveedor de los soportes.

Para este caso, el factor de transposición sigue siendo de 1,2, pero se introducen unas pérdidas por optimización de un -0.1%, lo que se traduce en que la irradiación incidente anual global en el plano de los paneles pase de 2.048 kWh/m², a 2.045 kWh/m².

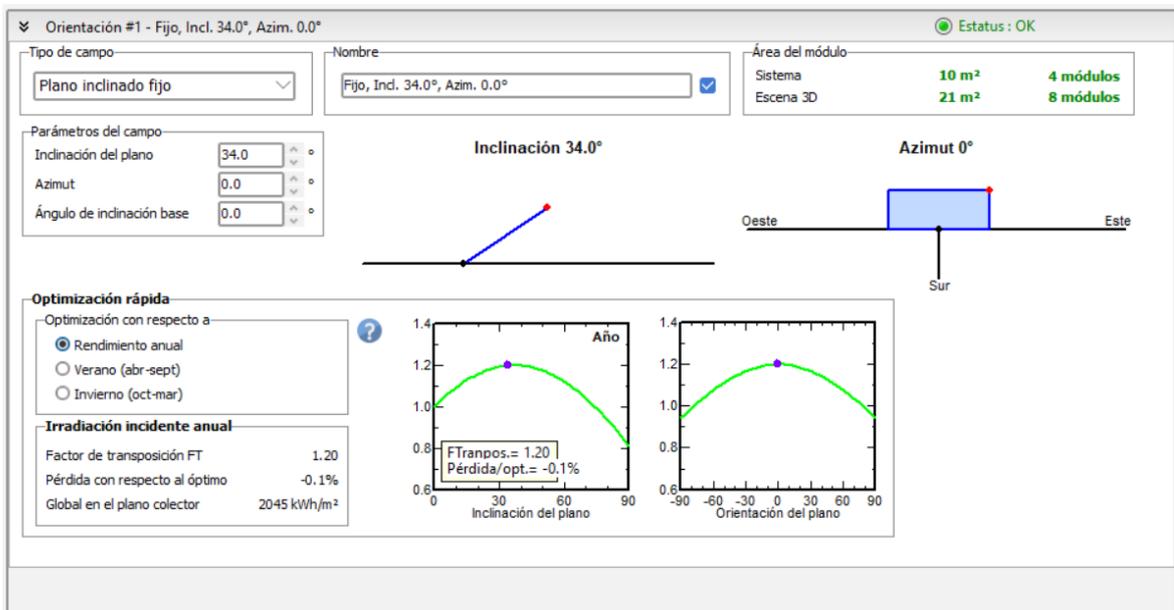


Figura 18 Interfaz de Orientación (PVsyst)

7.1.2 SISTEMA

En esta sección se configura la arquitectura eléctrica de la instalación: los tipos de módulos empleados, los inversores, y la configuración de los strings.

7.1.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Para la simulación de la instalación fotovoltaica en PVsyst se ha optado por utilizar paneles solares de 550 Wp de potencia pico, una elección justificada tanto desde el punto de vista técnico como económico. Esta potencia representa un estándar ampliamente adoptado en la industria fotovoltaica actual, especialmente en proyectos comerciales y de autoconsumo de mediana escala. Su elección permite alcanzar una potencia total significativa con un número reducido de módulos, lo que facilita el diseño eléctrico, reduce la complejidad estructural y optimiza el aprovechamiento del espacio disponible. A nivel económico, presentan una buena relación precio/Wp gracias a su elevada demanda y producción a gran escala, lo que los convierte en una opción rentable y tecnológicamente madura para el estudio de viabilidad energética.

Conocida la potencia pico que se utilizará para la selección de los módulos fotovoltaicos, para realizar un estudio preciso y riguroso, se han seleccionado tres modelos de paneles solares de 550Wp de las principales empresas comercializadoras actualmente: Longi, JA Solar y Sunpower. El objetivo de este análisis comparativo es determinar cuál de los modelos se adapta mejor a las condiciones particulares del emplazamiento. Los modelos de paneles seleccionados son los siguientes:

1. **LONGI SOLAR:** Hi-MO 5, LR5-72HBD-550M. [30]
2. **JA SOLAR:** Deep Blue 3.0, JAM72-S30-550-MR. [31]
3. **SUNPOWER:** Performance 6, SPR-P6-550-COM-M-BF. [32]

Los cuatro modelos, cuyas fichas técnicas se encuentran en la bibliografía de este trabajo presentan algunas diferencias en cuanto a tecnología, eficiencia y comportamiento a largo plazo, que podrían hacer un modelo más viable que otro. La simulación comparativa permitirá identificar cuál de estos modelos ofrece el mejor equilibrio entre producción, durabilidad y viabilidad económica para el proyecto.

7.1.2.2 Inversores

La elección de la potencia de los inversores en una instalación fotovoltaica debe realizarse teniendo en cuenta el equilibrio entre la potencia pico instalada en los módulos (kWp) y la potencia nominal del inversor (kWac). Este ratio, conocido como ratio de dimensionamiento (o DC/AC ratio), suele oscilar entre 1,1 y 1,3 en instalaciones de autoconsumo, lo que implica que la potencia total de los paneles solares puede superar ligeramente la capacidad nominal del inversor sin comprometer su funcionamiento. Esta estrategia permite maximizar el rendimiento del inversor durante más horas del día, ya que los paneles rara vez trabajan a su potencia máxima nominal debido a factores como temperatura, suciedad o desviaciones en la irradiancia. No obstante, una sobredimensión excesiva podría provocar pérdidas por limitación (o clipping) en las horas de máxima radiación. Por ello, al seleccionar el inversor ideal, se debe considerar tanto la potencia total instalada, como el perfil de consumo del usuario, la ubicación geográfica y las condiciones de funcionamiento, priorizando un rendimiento estable, una eficiencia alta y la compatibilidad con los paneles elegidos.

El objetivo será, por tanto, determinar la potencia pico que se desea instalar en el emplazamiento y así, la potencia nominal de los inversores que se deberá de utilizar. En caso de que se buscara generar la totalidad del consumo anual del emplazamiento a través de la instalación fotovoltaica (unos 9.600 kWh de acuerdo con lo calculado en el Capítulo 5. Estudio del Consumo Eléctrico), y sabiendo que una instalación fotovoltaica bien orientada en el centro de España genera alrededor de 1.500 kWh/kWp, se deberían de instalar un total de $9.600 \text{ kWh} \div 1.500 \text{ kWh/kWp} = 6,4 \text{ kWp}$ de potencia de paneles solares, lo que requeriría de una potencia de $6,4 \text{ kWp} \div 1,2 \text{ kWp/kW} = 5,3 \text{ kW}$ de potencia de inversor.

Sin embargo, diseñar una instalación fotovoltaica que genere el 100 % del consumo eléctrico anual de un emplazamiento puede no ser una solución eficiente desde el punto de vista técnico ni económico, especialmente en configuraciones sin almacenamiento. Esto se debe a que la energía solar debe ser consumida de forma instantánea para ser aprovechada. Como los patrones de consumo doméstico y de generación fotovoltaica

suelen encontrar sus picos a horas distintas del día (por la mañana o el anochecer los primeros, y durante las horas centrales del día los segundos), una considerable parte de la energía generada sería vertida a la red. El problema de este vertido de energía excedente es que genera un retorno económico inferior al ahorro por autoconsumo (6-7c€/kWh por exportación de excedentes, frente a un potencial ahorro de 12-15c€/kWh por la importación de energía). Por tanto, una estrategia más razonable consiste en dimensionar la instalación para cubrir no la totalidad, sino un porcentaje del consumo del emplazamiento, optimizando así la rentabilidad del sistema y evitando sobredimensionar la planta.

7.1.2.3 Configuración de los Strings

La configuración de los strings será el parámetro a detallar conforme se vaya realizando el estudio económico del emplazamiento. Se realizarán numerosas simulaciones con distintas configuraciones en las que se valorará no solo el número de módulos fotovoltaicos a instalar, sino también el tipo de string que seguirán, la potencia de los inversores utilizados, y su inclinación, entre otros.

Para los distintos casos a analizar, será necesario tener en cuenta el espacio disponible para la instalación en el emplazamiento, pues se cuenta con una superficie limitada a la que se deberá de amoldar la distribución de los módulos fotovoltaicos.

Dicho esto, el estudio de viabilidad se partirá de un “Caso Base” para optimizar la producción fotovoltaica. Este caso consiste en la instalación de una generación fotovoltaica pico de 2,2 kWp, mediante un string de 4 módulos fotovoltaicos. Para lograr el factor de dimensionamiento buscado (de alrededor de 1,2 kWp/kW), se ha de emplear un inversor de potencia $2,2 \text{ kWp} \div 1,2 = 1,84 \text{ kW} \approx 2 \text{ kW}$. Los inversores utilizados a lo largo de este proyecto serán los de la empresa Huawei Technologies: SUN2000-XKTL-L1 [33], cuyas fichas técnicas se encuentran en la bibliografía de este proyecto.

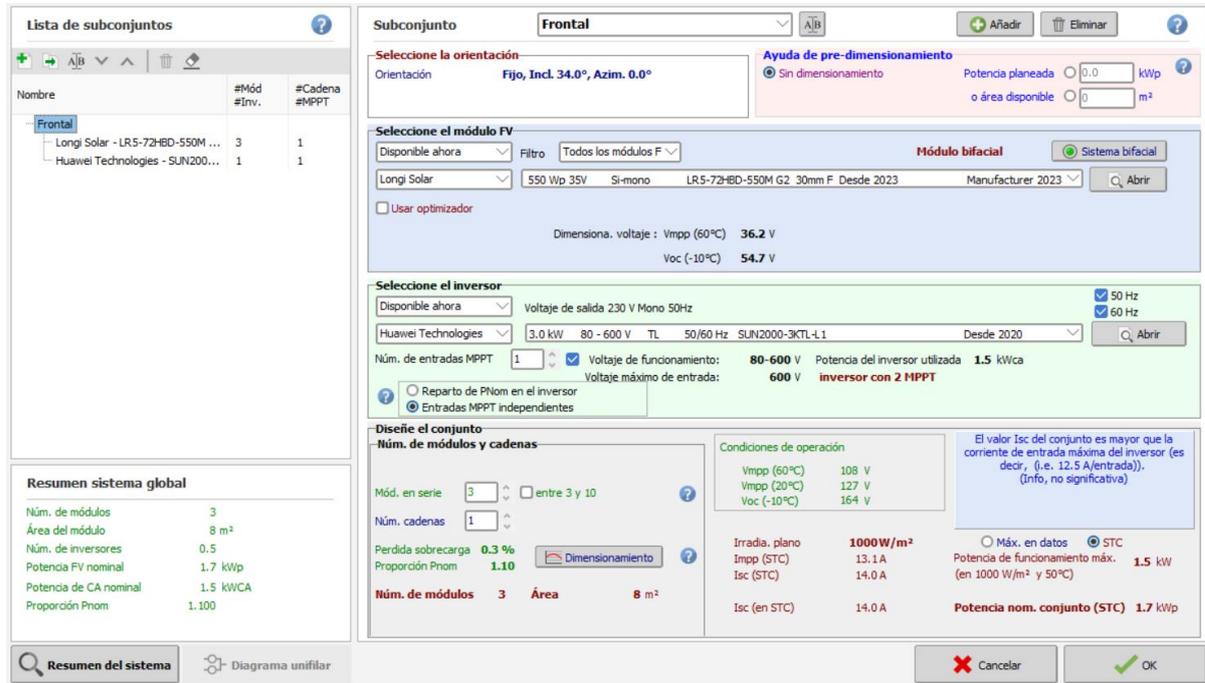


Figura 19 Interfaz del Sistema (PVsyst)

7.1.3 PÉRDIDAS DETALLADAS

Los sistemas fotovoltaicos están lejos de ser completamente eficientes, pues existen múltiples factores que afectan negativamente a la producción teórica ideal de energía: las pérdidas del sistema. Para lograr una simulación fiable de la instalación, deberán detallarse estas pérdidas de la forma más precisa posible.

7.1.3.1 Parámetro Térmico

La principal causa de pérdidas en los sistemas fotovoltaicos es la elevada temperatura que alcanzan los módulos fotovoltaicos al ser expuestos al sol. La producción energética pico de los paneles se da a una temperatura de las células de 25°C, sin embargo, la temperatura real de los paneles suele estar alrededor de unos 20°C por encima de la temperatura ambiente.

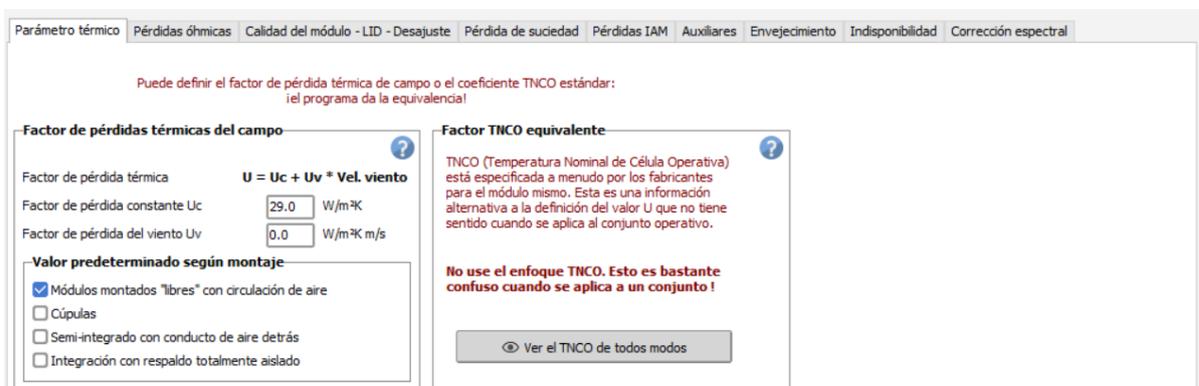
El factor que determina las pérdidas de un panel, por cada grado que éste se encuentre por encima de 25°C, se conoce como parámetro gamma. Este parámetro es distinto para

cada modelo, y viene dado en las fichas técnicas que se encuentran en la bibliografía. El programa PVsyst tiene un modelo de pérdidas térmicas que sigue la Ecuación 2:

$$U = U_c + U_v * Wind_{vel}$$

Ecuación 2 Pérdidas Térmicas PVsyst

Este modelo define que las pérdidas térmicas están determinadas por un factor constante U_c , y por un factor de refrigeración convectiva proporcional a la velocidad del viento. El valor de U_c que se utilizará para las pérdidas es uno de los predeterminados ofrecidos por el programa PVsyst: 0,29, para módulos montados “libres” con circulación de aire, que sería el caso objeto de estudio (paneles montados sobre un tejado plano utilizando estructuras de soporte fijas con una inclinación de 34°). En cuanto al factor U_v , se ha optado por darle un valor nulo para evitar hacer un estudio demasiado optimista, pues la refrigeración de los paneles por parte del viento tiene una efectividad cuestionable.



Parámetro térmico | Pérdidas óhmicas | Calidad del módulo - LID - Desajuste | Pérdida de suciedad | Pérdidas IAM | Auxiliares | Envejecimiento | Indisponibilidad | Corrección espectral

Puede definir el factor de pérdida térmica de campo o el coeficiente TNCO estándar: ¡el programa da la equivalencia!

Factor de pérdidas térmicas del campo

Factor de pérdida térmica $U = U_c + U_v * Vel. viento$

Factor de pérdida constante U_c 29.0 W/m²K

Factor de pérdida del viento U_v 0.0 W/m²K m/s

Valor predeterminado según montaje

Módulos montados “libres” con circulación de aire

Cúpulas

Semi-integrado con conducto de aire detrás

Integración con respaldo totalmente aislado

Factor TNCO equivalente

TNCO (Temperatura Nominal de Célula Operativa) está especificada a menudo por los fabricantes para el módulo mismo. Esta es una información alternativa a la definición del valor U que no tiene sentido cuando se aplica al conjunto operativo.

No use el enfoque TNCO. Esto es bastante confuso cuando se aplica a un conjunto!

Ver el TNCO de todos modos

Figura 20 Pérdidas Detalladas: Parámetro Térmico (PVsyst)

7.1.3.2 Pérdidas Dinámicas

Las pérdidas dinámicas, o pérdidas eléctricas son aquellas que surgen de la interacción entre el campo fotovoltaico y el inversor, especialmente cuando la producción instantánea no se encuentre dentro del rango de operación óptimo del inversor. En el programa PVsyst, se dividen las pérdidas en pérdidas en corriente continua (CC), y pérdidas en corriente alterna (CA).

Las pérdidas en corriente continua son aquellas que se dan en los propios paneles solares, pues es el inversor el que pasa la energía generada por éstos a corriente alterna. Como los paneles se conectan entre sí en cadenas o “strings”, existen unas pérdidas asociadas a la resistencia de estas interconexiones que siguen la ley de ohm y se conocen como pérdidas por el efecto Joule. Al fluir una corriente eléctrica por el conductor que conecta los distintos paneles, la resistencia intrínseca al propio conductor genera calor y disipa parte de la energía que producen siguiendo la siguiente ecuación: $P_{disipada} = R_{cableado} * I^2$.

Como la $R_{cableado}$ dependerá de la estructura y configuración de la instalación, PVsyst permite establecer estas pérdidas en función de un porcentaje de la $R_{cableado}$ para el punto de trabajo en las condiciones de trabajo estándares, o STC (Standard Test Conditions). Estas son las condiciones de laboratorio bajo las cuales se miden y comparan los parámetros eléctricos de los paneles solares. Para la simulación de la instalación, se han escogido unas pérdidas del 1 % en STC, que entran dentro de lo que cabe esperar para este tipo de instalaciones.

Para modelar las pérdidas en corriente alterna es necesario definir la longitud del inversor al punto de inyección (que también se puede establecer como porcentaje de las pérdidas en STC), el material del cableado, y su sección.

La fracción de pérdidas en CA corresponden a la energía disipada en los conductores eléctricos que transportan la energía generada por los paneles solares, ya transformada en corriente alterna, desde el inversor hasta el punto de inyección, donde se entrega la energía para su consumo o vertido a la red. Estas pérdidas, igual que las que se dan en CC, se deben principalmente al efecto Joule ya descrito y, por tanto, su valor influenciará en el material escogido, su longitud, y su sección. Para estas pérdidas, se ha tomado un valor del 0,1 %.

Por otro lado, se debe escoger el material para el cableado del sistema de corriente alterna: aluminio o cobre. Si bien es cierto que el aluminio es un material notablemente más barato que el cobre, existen numerosos motivos por los que se ha optado por realizar la instalación con el segundo material. Al tener una conductividad inferior a la del cobre

(~35 MSiemens/m el aluminio, frente a ~56 MSiemens/m el cobre), a igual sección de cables, el de aluminio presentaría pérdidas mayores que el de cobre. Esto quiere decir que, habiendo fijado las pérdidas en CA a un valor determinado, en caso de utilizar aluminio, se deberían de usar cables más gruesos. Además, el cobre es un material más dúctil, flexible y menos frágil ante dobleces que el aluminio, lo que supone que sea más fácil de instalar que el aluminio, que requiere de conectores específicos y su instalación está más regulada por riesgo de aflojamiento en las conexiones que podrían dar lugar a incendios.

Con esto en mente, y sabiendo que la cantidad de material necesario para la instalación de autoconsumo es suficientemente baja como para no considerar la diferencia en los precios de ambos materiales, se opta por emplear cables de cobre de la menor sección posible tal que se mantengan las pérdidas del 0,1 % establecidas.

En consecuencia, y en este Caso 0, el propio programa calcula que la forma de lograr esto es emplear cables de 2,5 mm² de sección de no más de 0,9 m de longitud entre el inversor y el punto de inyección. Sin embargo, conforme se aumente la potencia pico instalada, será necesario revisar estos parámetros, dado que, para mantener las pérdidas en corriente alterna en un 0,1 %, habrá que aumentar la sección de los cables empleados.



Figura 21 Pérdidas Detalladas: Pérdidas Óhmicas (PVsyst)

7.1.3.3 Calidad del Módulo – LID – Desajuste

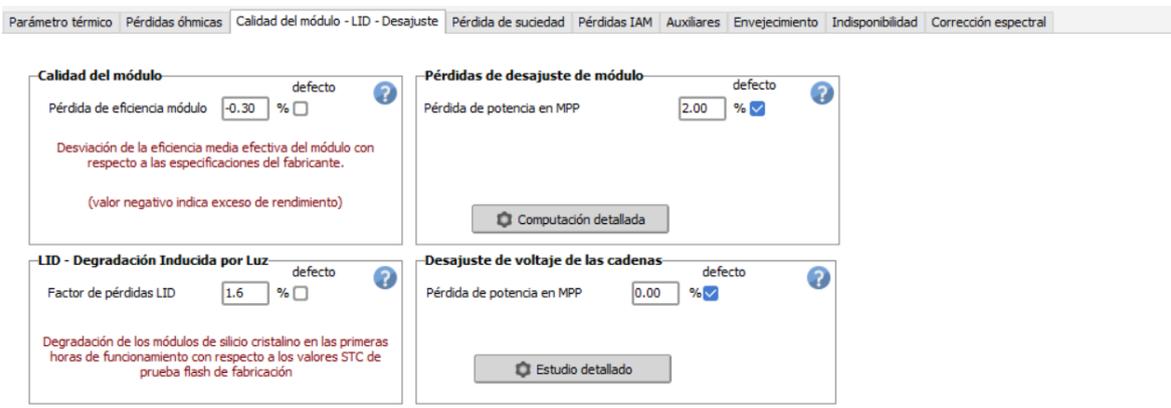
En esta sección se detallan las pérdidas por calidad del módulo, la degradación inducida por la luz (light induced degradation, o LID), y las pérdidas por desajuste.

Para garantizar un correcto funcionamiento de los módulos durante el período establecido por el fabricante, los módulos fotovoltaicos suelen tener una tolerancia positiva en su potencia nominal, es decir, pueden superar ligeramente la potencia especificada. De esta manera, el fabricante asegura cumplir con el factor de degradación fijado en la ficha técnica de los paneles. Esta ganancia se introduce en el sistema como una pérdida negativa llamada “calidad del módulo”. Generalmente, los módulos fotovoltaicos tienen una tolerancia de potencia de 0~+3 %. No obstante, y para no sobreestimar la ganancia de los paneles, se ha introducido como valor de calidad del módulo un 0,3 %, que corresponde con una décima parte de la ganancia máxima que garantiza el proveedor.

Las pérdidas inducidas por la luz, o LID (Light Induced Degradation), son una forma de degradación temprana y permanente que afecta a los módulos fotovoltaicos durante sus primeras horas o días de exposición al sol. Estas pérdidas se deben a una reacción entre el oxígeno residual en el silicio fundido y los átomos de boro, que provoca una disminución inicial en la eficiencia del módulo. Es difícil de determinar el valor de estas pérdidas para un módulo específico. Depende del origen de las obleas de silicio, y puede variar de un producto a otro, e incluso entre lotes de un mismo modelo. Por ello, los proveedores dan las pérdidas por degradación solar el primer año como un intervalo y sumadas a las pérdidas por degradación anual, que se detallarán más adelante. El valor que se establecerá en este primer Caso Base será el que se obtiene de la ficha técnica del modelo de panel escogido, el Longi. Este módulo tiene, a partir del segundo año, una degradación anual de 0,45 %, y una degradación el primer año inferior al 2 %. Esto quiere decir que, en el peor de los casos, las LID serán $2\% - 0,45\% = 1,55\%$.

Finalmente, las pérdidas por desajuste o “mismatch”, se deben a que, en un string de módulos, la corriente más baja es la que determina la corriente de todo el string. En la

práctica, al instalar módulos reales en campo, las características eléctricas de cada módulo, como son la corriente de cortocircuito (I_{sc}), el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) y la potencia en el punto de máxima potencia (P_{mpp}), nunca son rigurosamente idénticas. Estos parámetros presentan distribuciones estadísticas que pueden ser gaussianas o con formas específicas. Por ello, se supondrán unas pérdidas del 2 % pues, pese a que en la instalación se vayan a utilizar módulos “idénticos”, la corriente que circule por ellos será distinta y, en consecuencia, se verá reducida a la mínima de entre todos los módulos, afectando en última instancia a la potencia producida por el sistema.



The screenshot shows the 'Pérdidas de suciedad' tab selected in the software. It displays four configuration panels:

- Calidad del módulo:** 'Pérdida de eficiencia módulo' is set to -0.30%. Description: 'Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante. (valor negativo indica exceso de rendimiento)'. A 'defecto' checkbox is present.
- Pérdidas de desajuste de módulo:** 'Pérdida de potencia en MPP' is set to 2.00%. A 'defecto' checkbox is checked.
- LID - Degradación Inducida por Luz:** 'Factor de pérdidas LID' is set to 1.6%. Description: 'Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación'. A 'defecto' checkbox is present.
- Desajuste de voltaje de las cadenas:** 'Pérdida de potencia en MPP' is set to 0.00%. A 'defecto' checkbox is checked.

Figura 22 Pérdidas Detalladas: Calidad del Módulo - LID- Desajuste (PVsyst)

7.1.3.4 Pérdidas de Suciedad

Como su propio nombre indica, las pérdidas por suciedad representan la reducción de la irradiancia efectiva sobre los módulos fotovoltaicos debido a la acumulación de polvo, polen, arena, hollín u otras partículas en su superficie. Este tipo de pérdida afecta directamente a la cantidad de energía que el sistema puede generar, ya que reduce la luz incidente que las células pueden convertir en electricidad.

Se propone utilizar un valor del 2 % de pérdida por suciedad en la simulación del sistema fotovoltaico mediante PVsyst. Este valor representa una estimación realista y conservadora para una instalación ubicada en un entorno residencial o semiurbano como el considerado en este proyecto, donde las condiciones ambientales no implican una acumulación excesiva de partículas sobre los módulos. Por tanto, este valor permite

modelar con fiabilidad las condiciones reales de operación sin sobredimensionar innecesariamente las pérdidas.

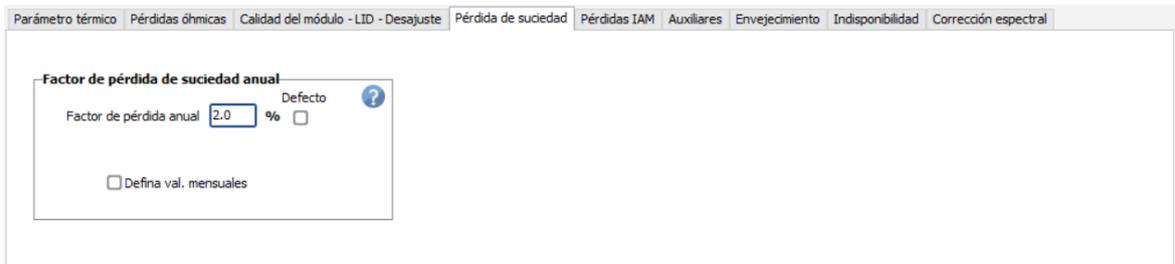


Figura 23 Pérdidas Detalladas: Pérdidas de Suciedad (PVsyst)

7.1.3.5 Pérdidas IAM

Aunque se inclinen los paneles de forma que los rayos incidentes en los módulos se den de forma óptima (perpendicular a las células), este no siempre es el caso.

Se conoce como pérdidas IAM (Incidence Angle Modifier) a las pérdidas que modelan la reducción de irradiancia útil que ocurre cuando la radiación solar incide sobre el panel con un ángulo diferente al perpendicular. Esta pérdida se debe a que, cuanto más inclinado es el ángulo de llegada de la luz respecto a la superficie del módulo, más radiación se refleja y menos entra en el vidrio y las células, reduciendo así la eficiencia de conversión. Estas pérdidas se representan mediante una curva que PVsyst aplica automáticamente o permite personalizar. Aunque su efecto es más notable en las horas extremas del día, su modelado es esencial para obtener estimaciones realistas de producción a lo largo del año.

La curva utilizada para estas pérdidas no será la ofrecida por el programa PVsyst como aquella que utiliza la definición del módulo fotovoltaico. En cambio, se usará el modelo de curva que sigue las leyes de Fresnel con revestimiento antirreflectante (AR). El modelo Fresnel con revestimiento AR es un modelo físico más robusto y generalmente más realista para modelar las pérdidas IAM en instalaciones modernas. Su uso es especialmente recomendable en simulaciones precisas de producción con paneles de vidrio con tratamiento óptico, como los empleados en este proyecto.

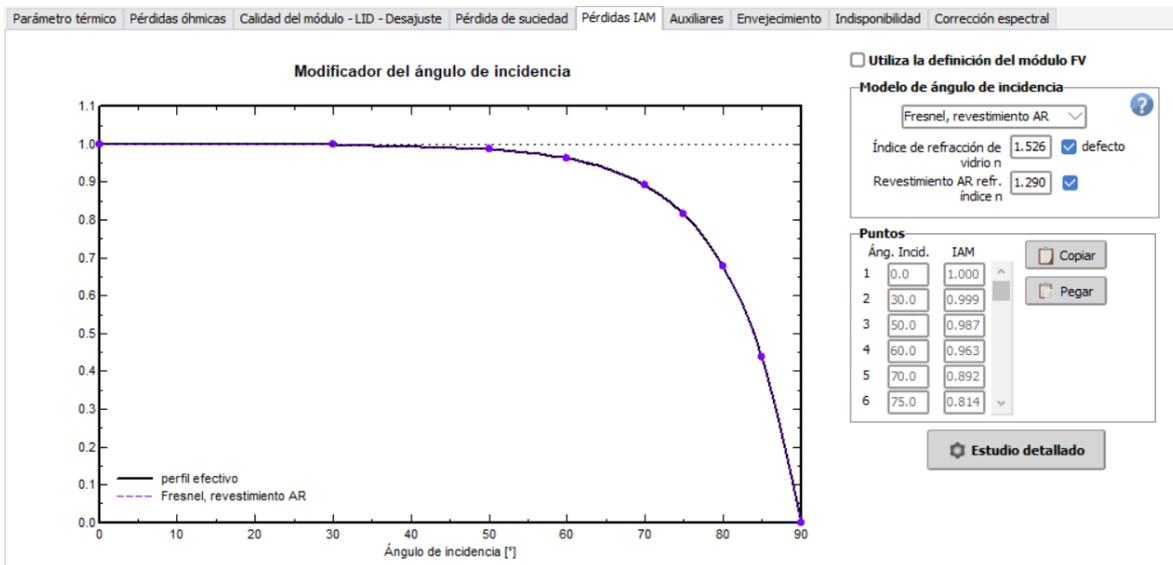


Figura 24 Pérdidas Detalladas: Pérdidas IAM (PVsyst)

7.1.3.6 Pérdidas Auxiliares

Las pérdidas auxiliares reflejan el consumo eléctrico que precisa la instalación para poder funcionar. Para el modelado de esta planta de autoconsumo se han fijado un consumo nocturno de 5 W por kW producido.

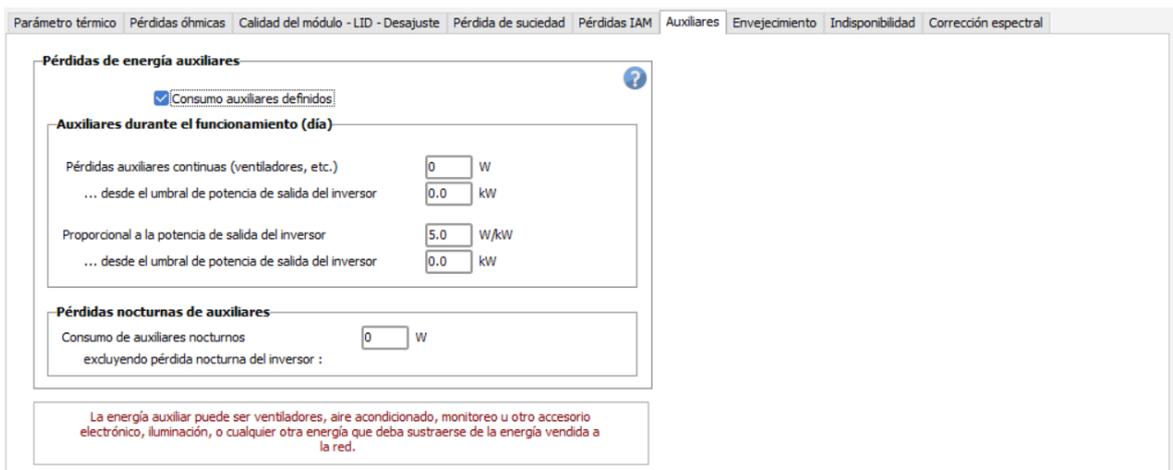


Figura 25 Pérdidas Detalladas: Auxiliares (PVsyst)

7.1.3.7 Pérdidas por Envejecimiento

Como ya se ha introducido al lector en la sección 7.1.3.3 Calidad del Módulo – LID – Desajuste, con el paso del tiempo, el rendimiento de los paneles se ve reducido de forma relativamente lineal. Esta reducción en el rendimiento se conoce como pérdidas por envejecimiento o degradación, y está definida por el proveedor en la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos. Para el caso base estudiado, se utilizará el factor de degradación indicado por Longi, de 0,45%.

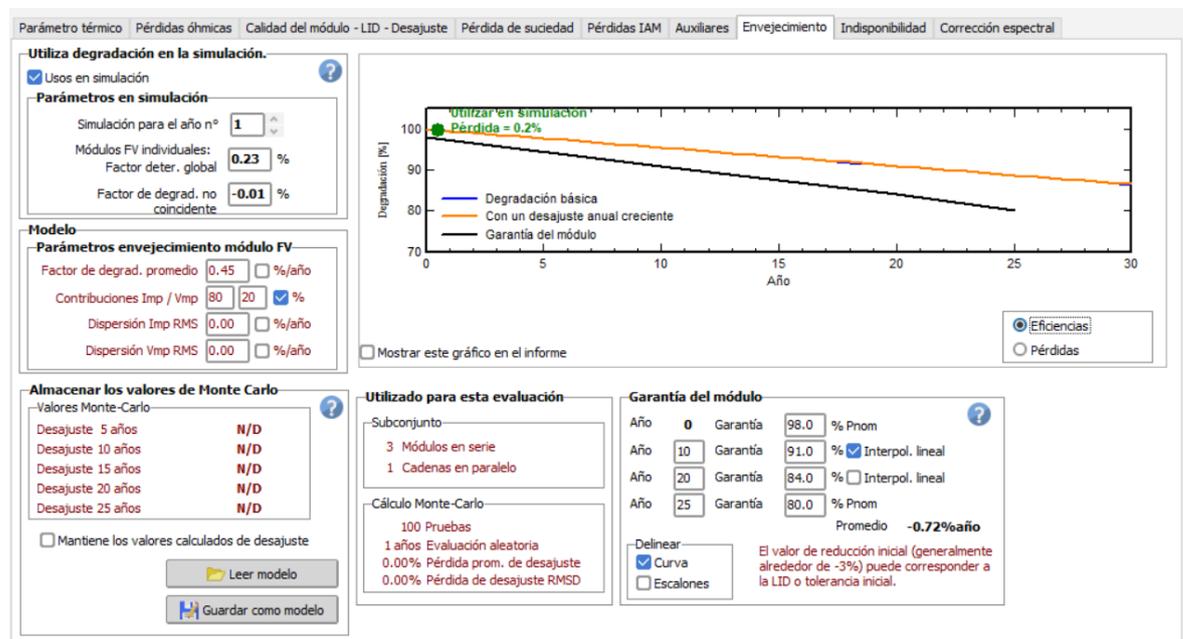


Figura 26 Pérdidas Detalladas: Envejecimiento (PVsyst)

7.1.3.8 Pérdidas por Indisponibilidad

Las pérdidas por indisponibilidad representan los periodos en los que el sistema fotovoltaico no puede producir energía debido a incidencias como tareas de mantenimiento, fallos técnicos, paradas por seguridad o desconexiones programadas. En PVsyst, estas pérdidas pueden activarse especificando manualmente los días y franjas horarias exactas en las que la instalación estará fuera de servicio. Sin embargo, en este proyecto no se dispone de un calendario definido de paradas, ya que no se prevén periodos fijos de indisponibilidad. Por este motivo, no se activará esta opción en la simulación. En

su lugar, estas pérdidas se integrarán de forma aproximada mediante la introducción, tras la simulación, de una pérdida del 2% por operación y mantenimiento (O&M), que simulará de forma global el efecto de la indisponibilidad a lo largo del año. Esta aproximación es habitual en estudios de viabilidad preliminares y proporciona una estimación conservadora y realista del rendimiento neto del sistema.

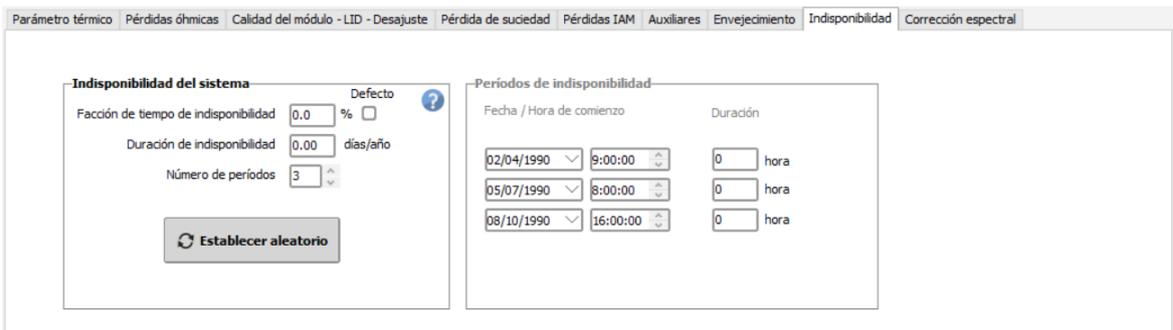


Figura 27 Pérdidas Detalladas: Indisponibilidad (PVsyst)

7.1.4 AUTOCONSUMO

En esta pestaña, se introducirán los valores de la Tabla 7 Año de Consumo Tipo a Introducir en PVsyst calculada anteriormente. De esta manera, el programa podrá realizar las simulaciones de los distintos casos analizados, conocida la estimación del consumo del emplazamiento. Con ello, será posible determinar qué porcentaje de la energía generada por la planta será consumida instantáneamente o, por el contrario, vertida a la red.

Tras introducir los datos en el programa, la ventana queda de la siguiente manera:

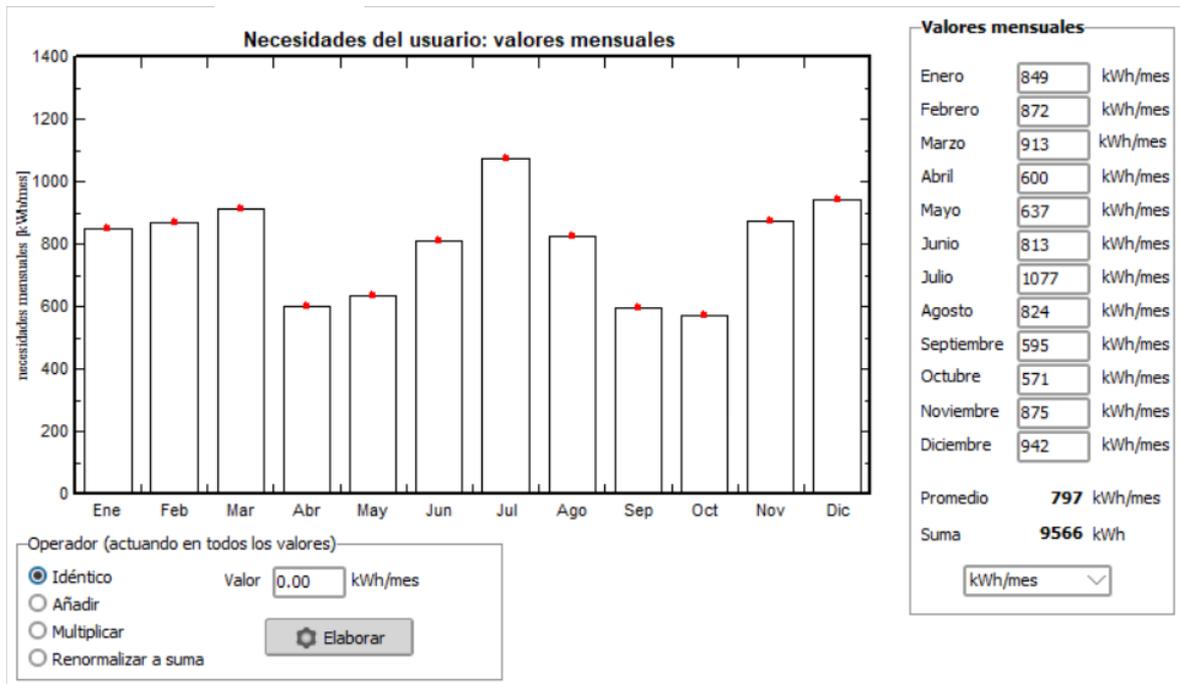


Figura 28 Valores Mensuales de Consumo Introducidos en PVsyst

7.1.5 ALMACENAMIENTO

El sistema estudiado no contempla la integración de baterías.

7.2 PARÁMETROS OPCIONALES

A continuación, se procede a la especificación de los parámetros opcionales del programa PVsyst. Al introducir estos parámetros, se logrará detallar de la forma más precisa posible todas las características de la instalación que se pretende estudiar. De esta forma, los resultados se aproximarán de forma más fiable a la realidad para poder realizar el estudio de viabilidad.

7.2.1 HORIZONTE

En esta sección se obtiene de la página web de la base de datos PVGIS el perfil del horizonte lejano alrededor del emplazamiento seleccionado. Esta herramienta se utiliza para modelar

obstáculos lejanos como colinas, montañas, árboles altos o edificaciones que puedan bloquear parcialmente la radiación solar durante ciertas horas del día o estaciones del año.

Tras importar estos datos de la página web de PVGIS, el programa elabora el siguiente gráfico en el que se muestra el "Dibujo lineal de horizonte", que representa el camino solar aparente sobre el plano del cielo para distintas fechas del año, superpuesto con el perfil del horizonte local definido por PVGIS (línea roja):

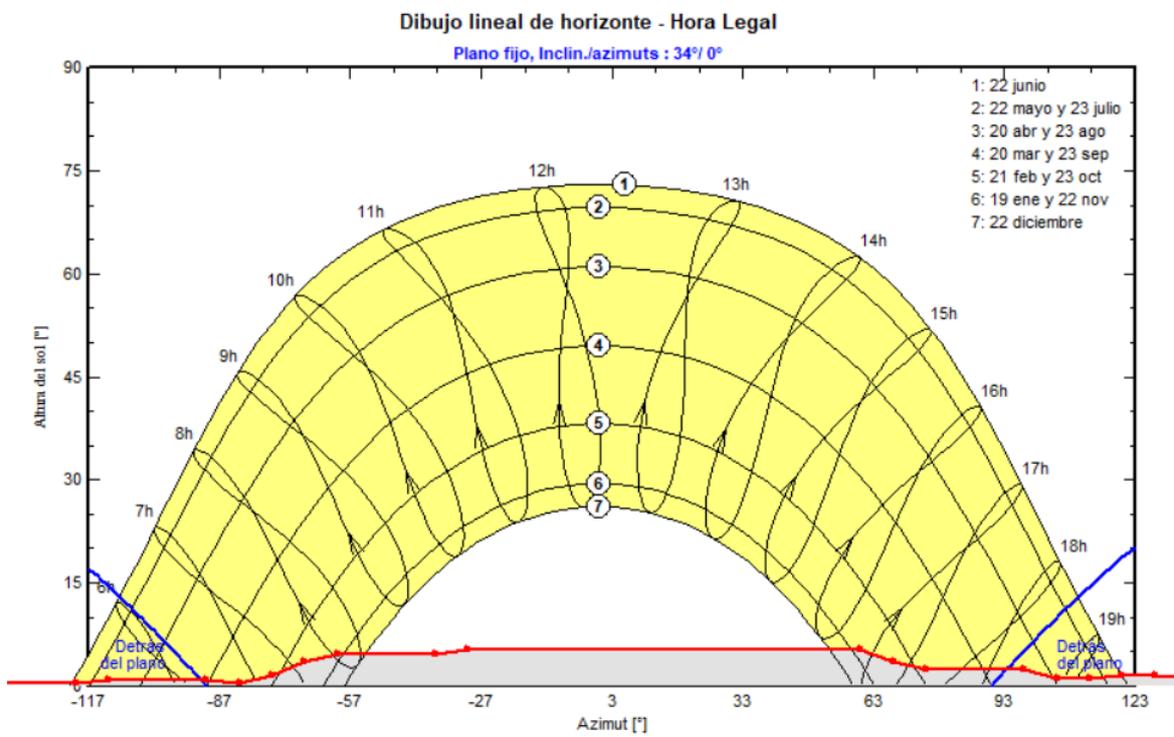


Gráfico 10 Dibujo Lineal de Horizonte (PVsyst)

7.2.2 SOMBREADOS CERCANOS

Para poder realizar una simulación fiable, se diseña una escena de sombreado que refleje cómo se realizará la instalación solar en el emplazamiento. En ella, se ha definido una superficie rectangular que representa el espacio disponible en el emplazamiento y se han

incluido los 4 paneles del caso base, así como las 5 estructuras fijas que permitirán la inclinación de 34° ya mencionada. Esta escena es la mostrada en la Figura 29.

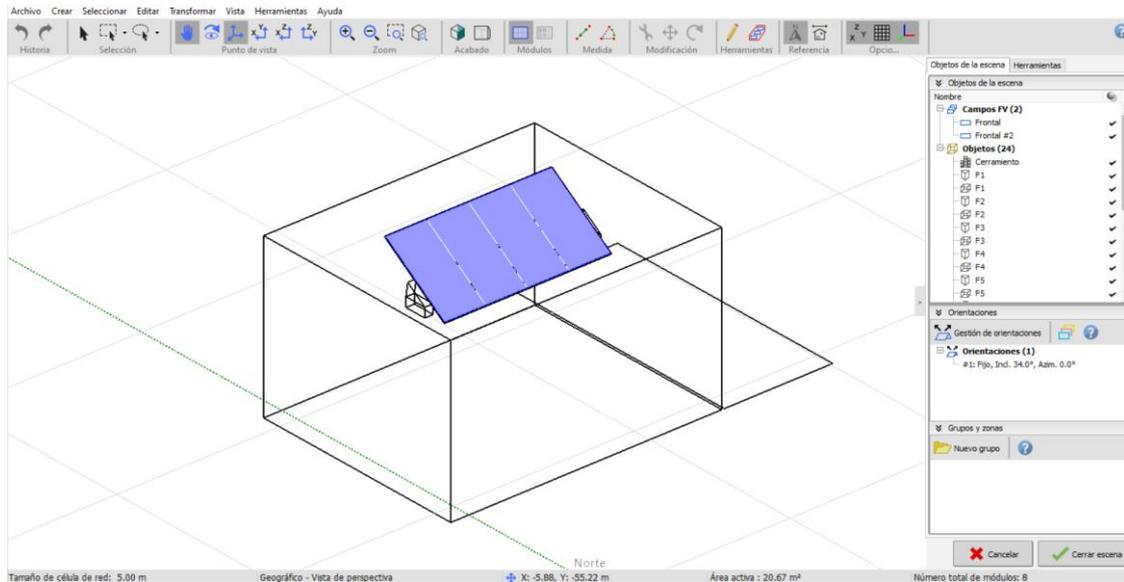


Figura 29 Construcción/Perspectiva Sombreados Cercanos Caso 0 (PVsyst)

Igual que los parámetros de la sección 7.1.2 Sistema, la escena de sombreado ha de ser modificada para ajustarse a las especificaciones de los strings de cada simulación.

7.2.3 DISEÑO DEL MÓDULO, GESTIÓN DE LA ENERGÍA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA

Las secciones "Diseño de Módulo", "Gestión de la Energía" y "Evaluación Económica" permiten ajustar configuraciones adicionales relacionadas con la arquitectura interna del sistema fotovoltaico, el uso avanzado de la energía generada y la rentabilidad del proyecto, respectivamente.

La sección Diseño de Módulo permite modificar detalles como la distribución interna de las celdas o el comportamiento del módulo frente a sombras parciales. Esta información es útil para estudios de sombreado complejo o comportamiento eléctrico avanzado, pero no es crítica en proyectos de autoconsumo sin sombreados severos ni configuraciones particulares de módulos.

El apartado Gestión de la Energía está orientado a instalaciones con almacenamiento energético, inyección controlada o estrategias de gestión de cargas. Como el proyecto no contempla baterías ni restricciones de inyección a red más allá de las propias del autoconsumo, no es necesario modificar estos parámetros.

Por último, la sección Evaluación Económica permite analizar la rentabilidad financiera del proyecto incluyendo costes, tarifas, tasas de descuento, etc. Aunque es útil para proyectos con objetivos económicos complejos, en este estudio se realizará una evaluación económica externa, más detallada y adaptada a los datos reales del emplazamiento, por lo que no se utilizará directamente esta herramienta interna de PVsyst.

Capítulo 8. ESTUDIO ENERGÉTICO

Después de Estudio del Consumo Eléctrico, Estudio del Recurso Solar, y de realizar el Diseño de la Instalación, se da comienzo a la optimización de la instalación fotovoltaica.

Con el objetivo de determinar la potencia pico a instalar, se realizarán numerosas simulaciones con configuraciones distintas. En este capítulo se pondrá el foco principalmente en el aspecto técnico y la producción energética de la configuración óptima, pero será necesario introducir parte del análisis económico para justificar las decisiones tomadas durante la optimización de la planta; y se describen en detalle todos los pasos y resultados del resto de casos en el ANEXO V. Estudio Energético Detallado. Se reservará la explicación detallada de los móviles económicos que justifican el uso de determinadas configuraciones al Capítulo 9. Estudio Económico, que sigue a este Estudio Energético.

Tras el estudio de hasta 30 casos con distintas configuraciones (resumidos en las Tablas 11.1 y 11.2 Análisis Energético y Económico de los Distintos Casos más adelante), se identificó el Caso 21 como la opción óptima para el proyecto. Este caso corresponde a una configuración 6x1-6x1, es decir, dos strings en paralelo de 6 módulos fotovoltaicos en serie cada uno, ocupando al máximo la superficie disponible en el tejado principal del emplazamiento (descrito en Capítulo 4. Descripción del Emplazamiento) con la inclinación óptima (34°). La instalación suma 6,6 kWp de potencia pico (12 módulos bifaciales de ~550 Wp) con un inversor de 6 kW nominal, de la marca Huawei Technologies, lo que da un factor de dimensionamiento cercano a 1,1. Esta planta genera unos 11.706 kWh/año, de los cuales alrededor del 33 % se aprovecha en autoconsumo directo y el resto se vierte a la red, logrando aproximadamente un 82 % de reducción en la factura eléctrica anual. En las siguientes figuras se ilustran la disposición de los paneles en este caso seleccionado, con dos filas de seis módulos inclinados; y el diagrama unifilar de la planta:

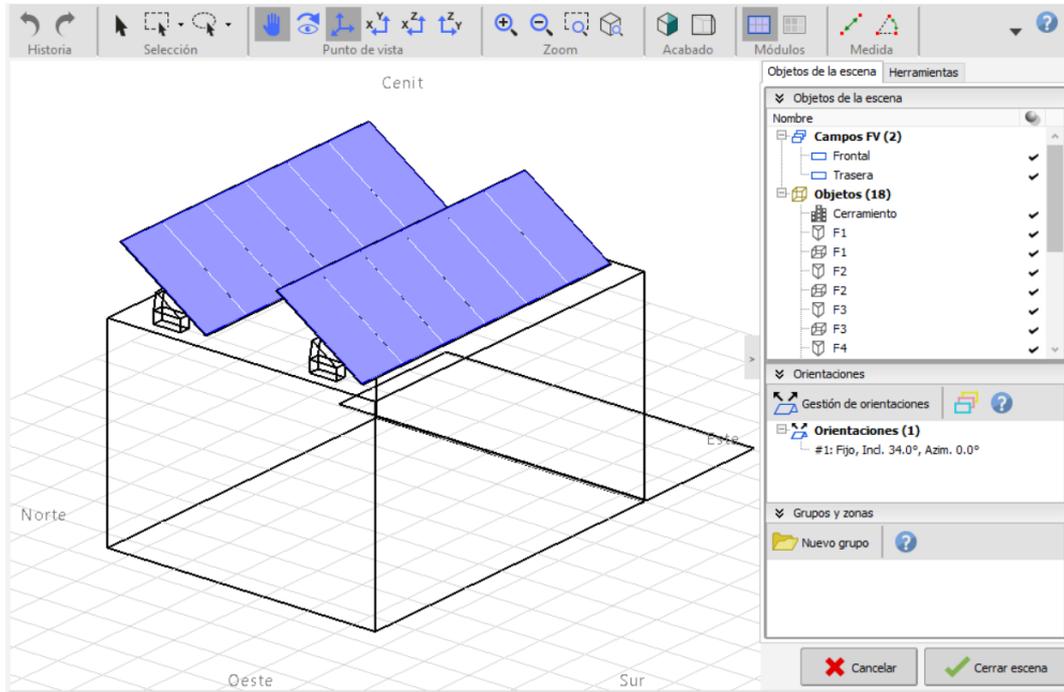


Figura 30 Construcción/Perspectiva Sombreados Cercanos Caso 21 (PVsyst)

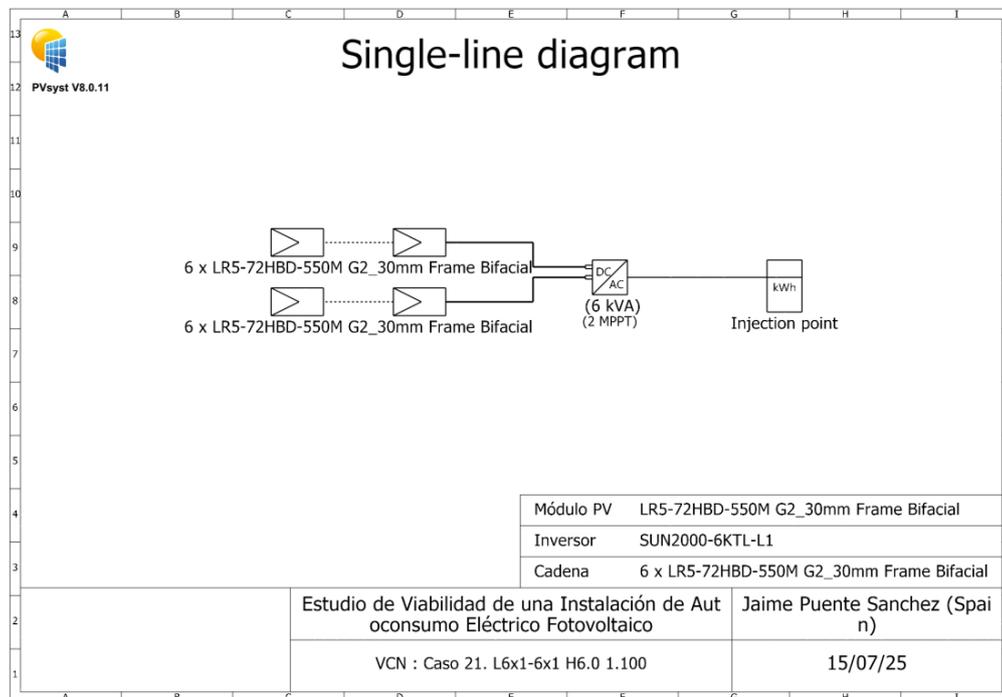


Figura 31 Diagrama Unifilar Caso 21 (PVsyst)

8.1 ANÁLISIS DE LA CONFIGURACIÓN DEL CASO ÓPTIMO

8.1.1 ESTRATEGIA DE DIMENSIONAMIENTO

Inicialmente, el diseño base buscó maximizar el porcentaje de autoconsumo de la energía generada, dado que la energía autoconsumida aporta un mayor ahorro económico por kWh que la energía exportada. Sin embargo, las primeras simulaciones revelaron que limitar el tamaño del sistema para lograr autoconsumos muy elevados puede comprometer la rentabilidad global, ya que la reducción absoluta de la factura resulta menor con un sistema pequeño optimizado solo para autoconsumo. Por ejemplo, el Caso 1, con un ~90 % de la producción autoconsumida apenas reducía la factura un 32 %, mientras que el Caso 3 con más potencia instalada (y solo ~63 % de autoconsumo) logró reducirla un 46 % gracias a la remuneración por excedentes vertidos. Consecuentemente, se buscó un balance óptimo entre aprovechar gran parte de la energía de forma instantánea y aumentar la potencia pico instalada para maximizar el ahorro total.

Siguiendo esta estrategia, se fue incrementando progresivamente el número de paneles (y ajustando la potencia del inversor para mantener un ratio DC/AC $\approx 1,2$) hasta alcanzar el Caso 21. Se observó que, si bien los primeros kW instalados (autoconsumo) brindan el mayor ahorro por unidad, al añadir más potencia el beneficio adicional por autoconsumo se estanca rápidamente (Gráfico 20 Reducción en el precio de la Factura Energética). En cambio, la reducción de factura debido a la energía exportada crece casi linealmente con la potencia instalada. Esto indicó que, desde el punto de vista energético, conviene aprovechar la mayor potencia fotovoltaica posible en la cubierta disponible para minimizar el coste anual de la energía comprada.

Para poder expandir la potencia pico instalada a la implementación de dos strings en el tejado del emplazamiento, fue necesario calcular la distancia a dejar entre ambas cadenas. Este cálculo se realizó en base a lo descrito en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV – julio 2011, del Instituto para la Diversificación y Ahorro

de la Energía [34], y se detalla en la sección “Cálculo de Distancia Entre Strings” del ANEXO V. Estudio Energético Detallado al final de esta memoria.

8.1.2 ANÁLISIS COMPARATIVO DE CONFIGURACIONES RELEVANTES

Aparte del Caso 21 seleccionado, se estudiaron otros escenarios con configuraciones similares en potencia instalada o reducción en la factura, para contrastar sus producciones y ahorros (presentados en las Tablas 11.1 y 11.2 Análisis Energético y Económico de los Distintos Casos). En particular, se exploraron configuraciones que maximizan la ocupación de superficie sacrificando la inclinación óptima de los módulos, así como la extensión de la planta al tejado secundario mencionado en el Capítulo 4. Descripción del Emplazamiento:

- **Caso 23 (instalación coplanar):** Este caso considera disponer los paneles coplanares al tejado (sin estructura inclinada) para aprovechar mejor el espacio. El caso equivale a una matriz de 3x5 que ocupa prácticamente todo el tejado principal. Al eliminar la inclinación de 34°, se pudo instalar 3 módulos más que en el Caso 21 (pasando de 6,6 kWp a 8,3 kWp). Sin embargo, los paneles coplanares generan menos energía por no estar en el ángulo óptimo, sufren mayores pérdidas térmicas, y no aprovechan la bifacialidad (al estar su reverso pegado al techo). Por ello, aunque el Caso 23 tiene más potencia, su producción adicional (~+20 %) no compensa completamente la pérdida de rendimiento por la inclinación subóptima.

Al comparar los resultados, se comprobó que la configuración del Caso 21 capta más radiación y presenta menores pérdidas que el Caso 23, resultando en una reducción de factura superior a la de las alternativas coplanares. En otras palabras, añadir una mayor potencia pico en posición no óptima no superó el ahorro logrado con el diseño optimizado original. Esto sugiere que intentar optimizar solo por ocupación del espacio, sin considerar la configuración de los módulos, no es eficiente energéticamente.

Cabe destacar que montar los paneles sin estructura inclinada abarata el coste de instalación, lo cual podría en parte compensar su menor generación; no obstante, esta

reducción en el precio de instalación se ve suplida por el gasto mayor incurrido al aumentar el número de módulos fotovoltaicos.

- **Expansión a cubierta lateral (Caso 27):** Agotada la capacidad de la cubierta principal, se evaluó la posibilidad de extender la instalación al tejado secundario adyacente del emplazamiento. En esa superficie solo cabe una fila de módulos (hasta 5 en serie) y, por limitaciones de ancho y de tensión de los inversores, estos únicamente se podrían instalar coplanares al techo.

El Caso 27 incorporó una cadena de 5 módulos en esta cubierta lateral, sumada a los dos strings de 6 módulos en serie del Caso 21, logrando una instalación de 9,4 kWp totales. Energéticamente, este caso incrementó en más de un 50 % la producción anual. No obstante, el diseño roza el límite máximo del emplazamiento: Al sobredimensionar la instalación fotovoltaica, el beneficio teórico obtenido por el vertido de excedentes puede ser superior al beneficio real que se puede obtener en la instalación. Esto quiere decir que, la planta “perdería” parte de la energía producida, sin tener posibilidad de sacar rentabilidad de ella. El motivo detrás de esto se explica en más detalle en el estudio económico.

Comparando todas las configuraciones, se concluye que el Caso 21 ofrece el mejor equilibrio entre rendimiento energético y viabilidad. Si bien los casos con mayor potencia pico instalada (como el 25, o el 28) lograron un ahorro absoluto ligeramente mayor en la factura, el valor de la misma utilizado para el estudio es una variable que se ha estimado con los datos de consumo de años anteriores. Esto quiere decir que el precio real que tendrá los años próximos variará en cierta medida, así como lo hará la generación real de la planta, pudiendo ser mayor, o menor que el calculado. Con esto en mente, es razonable dejar un margen de variabilidad en la reducción de la factura eléctrica, tal que en caso de que algún año el precio de la factura sea inferior al estimado, no se genere en exceso.

El Caso 21 se escoge entonces como óptimo porque se sitúa en esa zona de máxima rentabilidad energética, aprovechando al máximo la superficie principal con una alta proporción de autoconsumo, sin incurrir en sobredimensionamientos poco eficientes.

Tablas 11.1 y 11.2 Análisis Energético y Económico de los Distintos Casos

ANÁLISIS ENERGÉTICO									
Descripción	Nº Caso	Configuración	Pn (kW)	Pp (kWp)	Ratio = Pp/Pn	Energía Año 1 (kWh)	E_Solar	% Autoc/Energía Prod Año 1	
1 STRING	Caso 0	4x1	2	2,2	1,1	4312	3180,6	73,8%	
	Caso 1	3x1	1,5	1,7	1,1	3239	2822,4	87,1%	
	Caso 2	3x1	1,8	1,7	0,897	3264	2822,2	86,5%	
	Caso 3	5x1	2,3	2,8	1,196	5360	3402,8	63,5%	
	Caso 4	6x1	3	3,3	1,1	6352	3515	55,3%	
2 STRINGS: Se alterna la adición de módulos en la cadena frontal y trasera.	Caso 5	3x1-3x1	3	3,3	1,1	6009	3464	57,6%	
	Caso 6	3x1-3x1	3,68	3,3	0,988	6021	3464,5	57,5%	
	Caso 7	4x1-3x1	3,68	3,9	1,046	6983	3571,9	51,2%	
	Caso 8	3x1-4x1	3,68	3,9	1,046	6989	3573,2	51,1%	
	Caso 9	3x1-5x1	3,68	4,4	1,196	7915	3661,7	46,3%	
	Caso 10	4x1-4x1	3,68	4,4	1,196	7860	3656,2	46,5%	
	Caso 11	5x1-3x1	3,68	4,4	1,196	7903	3658,8	46,3%	
	Se aumenta progresivamente la potencia instalada.	Caso 12	3x1-5x1	4	4,4	1,1	8002	3663,5	45,8%
		Caso 13	3x1-6x1	4	4,9	1,237	8990	3735,2	41,5%
		Caso 14	6x1-3x1	4	4,9	1,237	8970	3731,6	41,6%
		Caso 15	6x1-4x1	4	5,5	1,375	9744	3787	38,9%
Se alcanza el número máximo de módulos en serie que entran en la superficie	Caso 16	6x1-4x1	4,6	5,5	1,196	9915	3788	38,2%	
	Caso 17	6x1-5x1	4,6	6,1	1,315	10768	3838	35,6%	
	Caso 18	4x1-6x1	4	5,5	1,375	9756	3789	38,8%	
	Caso 19	5x1-6x1	4,6	6,1	1,315	10774	3838	35,6%	
	Caso 20	5x1-6x1	5	6,1	1,21	10886	3838	35,3%	
	Caso 21	6x1-6x1	6	6,6	1,1	11706	3870	33,1%	
PANEL COPLANAR vs 2 STRINGS	Caso 22	3x4	6	6,6	1,1	9292	3834,4	41,3%	
	Caso 23	3x5	8	8,3	1,031	11493	3938	34,3%	
+ STRING EN TEJADO SECUNDARIO	Caso 24	3x5 + 1x5	11	11	1	14161	4016	28,4%	
	Caso 25	3x5 + 1x4	10	10,4	1,045	13568	3996	29,5%	
	Caso 26	3x4 + 1x5	9	9,4	1,039	11873	3937	33,2%	
	Caso 27	6x1-6x1 + 1x5	9	9,4	1,039	14365	3981	27,7%	
	Caso 28	6x1-6x1 + 1x4	8	8,8	1,1	13771	3949	28,7%	
	Caso 29	6x1-6x1 + 1x3	8	8,3	1,031	13233	3927	29,7%	

ANÁLISIS ECONÓMICO											
Descripción	Nº Caso	Configuración	Instalación	Ahorro por	Ahorro por	Factura	Amortización	Reducción	Beneficio	Eur/kWp	
			Total (€)	Autoconsumo (€)	Exportación (€)	Autoc + Export (€)	de la Planta (años)	Factura (%)	Tras Amz (€)		
1 STRING	Caso 0	4x1	3.365,99€	438,90€	79,20€	801,95€	6,50	39%	12.177,06€	1.530,00€	
	Caso 1	3x1	2.566,45€	389,47€	29,16€	901,41€	6,13	32%	9.992,64€	1.509,68€	
	Caso 2	3x1	2.705,45€	389,45€	30,93€	899,68€	6,44	32%	9.905,73€	1.591,44€	
	Caso 3	5x1	4.061,53€	469,57€	137,00€	713,48€	6,70	46%	14.135,57€	1.450,55€	
	Caso 4	6x1	4.437,07€	485,05€	198,59€	636,41€	6,49	52%	16.072,10€	1.344,57€	
2 STRINGS: Se alterna la adición de módulos en la cadena frontal y trasera.	Caso 5	3x1-3x1	4.512,11€	478,01€	178,15€	663,89€	6,88	50%	15.172,73€	1.367,31€	
	Caso 6	3x1-3x1	4.651,11€	478,08€	178,96€	663,02€	7,08	50%	15.059,95€	1.409,43€	
	Caso 7	4x1-3x1	5.274,65€	492,90€	238,78€	588,37€	7,21	55%	16.675,68€	1.352,47€	
	Caso 8	3x1-4x1	5.274,65€	493,08€	239,11€	587,86€	7,20	55%	16.690,93€	1.352,47€	
	Caso 9	3x1-5x1	5.898,19€	505,29€	297,73€	517,03€	7,34	61%	18.192,52€	1.340,50€	
	Caso 10	4x1-4x1	5.898,19€	504,53€	294,27€	521,25€	7,38	61%	18.065,80€	1.340,50€	
	Caso 11	5x1-3x1	5.898,19€	504,89€	297,09€	518,06€	7,35	61%	18.161,40€	1.340,50€	
	Se aumenta progresivamente la potencia instalada.	Caso 12	3x1-5x1	5.935,19€	505,54€	303,70€	510,81€	7,33	61%	18.341,89€	1.348,91€
		Caso 13	3x1-6x1	6.558,73€	515,44€	367,84€	436,78€	7,43	67%	19.939,41€	1.338,52€
		Caso 14	6x1-3x1	6.558,73€	514,94€	366,69€	438,42€	7,44	67%	19.890,06€	1.338,52€
		Caso 15	6x1-4x1	7.182,27€	522,58€	416,99€	380,48€	7,64	71%	21.004,93€	1.305,87€
Se alcanza el número máximo de módulos en serie que entran en la superficie	Caso 16	6x1-4x1	7.254,27€	522,72€	428,89€	368,44€	7,62	72%	21.294,07€	1.318,96€	
	Caso 17	6x1-5x1	7.877,81€	529,62€	485,10€	305,33€	7,76	77%	22.563,82€	1.291,44€	
	Caso 18	4x1-6x1	7.182,27€	522,86€	417,69€	379,50€	7,64	71%	21.034,21€	1.305,87€	
	Caso 19	5x1-6x1	7.877,81€	529,62€	485,52€	304,91€	7,76	77%	22.576,42€	1.291,44€	
	Caso 20	5x1-6x1	7.886,81€	529,62€	493,36€	297,07€	7,71	77%	22.802,62€	1.292,92€	
	Caso 21	6x1-6x1	8.643,35€	534,04€	548,52€	237,49€	7,98	82%	23.833,35€	1.309,60€	
PANEL COPLANAR vs 2 STRINGS	Caso 22	3x4	8.779,89€	529,12€	382,03€	408,89€	9,64	69%	18.554,80€	1.330,29€	
	Caso 23	3x5	10.933,69€	543,42€	528,85€	247,78€	10,20	81%	21.234,42€	1.317,31€	
+ STRING EN TEJADO SECUNDARIO	Caso 24	3x5 + 1x5	16.310,89€	554,18€	710,15€	55,72€	12,90	96%	21.619,13€	1.482,81€	
	Caso 25	3x5 + 1x4	15.450,09€	551,42€	670,04€	98,59€	12,65	93%	21.193,83€	1.485,59€	
	Caso 26	3x4 + 1x5	14.051,09€	543,28€	555,52€	221,25€	12,79	83%	18.912,98€	1.494,80€	
	Caso 27	6x1-6x1 + 1x5	14.404,55€	549,35€	726,88€	43,82€	11,29	97%	23.882,47€	1.532,40€	
	Caso 28	6x1-6x1 + 1x4	13.053,75€	544,94€	687,54€	87,57€	10,59	93%	23.920,60€	1.483,38€	
	Caso 29	6x1-6x1 + 1x3	12.884,95€	541,90€	651,42€	126,73€	10,80	90%	22.914,72€	1.552,40€	

8.1.3 ANÁLISIS CON DISTINTOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Previo a la selección del caso óptimo, se simularon aquellos casos con un mayor potencial de viabilidad técnica y económica empleando los distintos modelos de módulos fotovoltaicos, para estudiar su impacto en la producción y el coste de la instalación.

Tabla 12 Análisis de Casos Potencialmente Óptimos: Selección de Módulo

Casos Potencialmente Óptimos: Selección de Módulo

Nº Caso	Configuración	Módulo	E Solar (kWh)	Módulos (€)	Total Instalación (€)	Ahorro por Autoconsumo (€)	Ahorro por Exportación (€)	% Reducción Factura	Ahorro/Coste de instalación
Caso 21	6x1-6x1	Longi	3870	2.388,00 €	8.643,35 €	534,04 €	548,66 €	82,02%	12,53%
		JA Solar	3775	1.870,80 €	8.126,15 €	520,93 €	507,22 €	77,89%	12,65%
		Sunpower	3870	2.518,80 €	8.774,15 €	534,04 €	549,43 €	82,08%	12,35%
Caso 23	3x5	Longi	3938	2.985,00 €	10.933,69 €	543,42 €	528,85 €	81,23%	9,81%
		JA Solar	3925	2.338,50 €	10.287,19 €	541,63 €	526,26 €	80,90%	10,38%
		Sunpower	3930	3.148,50 €	11.097,19 €	542,32 €	526,82 €	80,99%	9,63%
Caso 25	3x5 + 1x4	Longi	3996	3.781,00 €	15.450,09 €	551,42 €	670,04 €	92,53%	7,91%
		JA Solar	3982	2.962,10 €	14.631,19 €	549,49 €	666,82 €	92,14%	8,31%
		Sunpower	3985	3.988,10 €	15.657,19 €	549,91 €	666,47 €	92,15%	7,77%
Caso 26	3x4 + 1x5	Longi	3937	3.383,00 €	14.051,09 €	543,28 €	555,52 €	83,24%	7,82%
		JA Solar	3923	2.650,30 €	13.318,39 €	541,35 €	552,72 €	82,88%	8,21%
		Sunpower	3926	3.568,30 €	14.236,39 €	541,76 €	551,95 €	82,85%	7,68%
Caso 28	6x1-6x1 + 1x4	Longi	3949	3.184,00 €	13.053,75 €	544,94 €	687,54 €	93,37%	9,44%
		JA Solar	3863	2.494,40 €	12.364,15 €	533,07 €	644,77 €	89,23%	9,53%
		Sunpower	3940	3.358,40 €	13.228,15 €	543,70 €	684,81 €	93,07%	9,29%
Caso 29	6x1-6x1 + 1x3	Longi	3927	2.985,00 €	12.884,95 €	541,90 €	651,42 €	90,40%	9,26%
		JA Solar	3837	2.338,50 €	12.238,45 €	529,48 €	609,14 €	86,26%	9,30%
		Sunpower	3918	3.148,50 €	13.048,45 €	540,66 €	649,11 €	90,13%	9,12%

De los resultados obtenidos se sacan las siguientes conclusiones:

Los módulos de la marca JA Solar (monofaciales) son considerablemente más económicos, pero entregan menor generación energética en todos los casos analizados debido a que no aprovechan la bifacialidad. En caso de que la instalación hubiera sido puramente coplanar, la notable caída en el rendimiento de los modelos competidores, junto con la significativa diferencia en el coste de la instalación, podría haber justificado el uso de este modelo para el proyecto.

Por otro lado, el modelo con mejor rendimiento en instalaciones exclusivamente bifaciales es el de la marca Sunpower, que logra una mayor generación que los módulos de Longi en el Caso 21. Sin embargo, y como se puede observar, la diferencia en el rendimiento de estos módulos es mínima y radica en que la capacidad de generación bifacial de los paneles de Sunpower es levemente mayor que la de Longi. Prueba de ello es el hecho de que en el resto

de casos, en el que se introducen módulos coplanares (sin capacidad de generación bifacial), son los módulos de Longi los que logran una mayor producción.

Con esto en mente, y tras calcular en qué medida el ahorro producido por los módulos justifica el coste total de la instalación, se llega a la conclusión de que, pese a que su reducción en la factura es algo mayor, el coste que supone instalar los módulos de Sunpower no es rentable, y se deberían de emplear los módulos de Longi.

8.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DETALLADOS DEL CASO ÓPTIMO

Además del Diagrama Unifilar Caso 21 (PVsyst) y de los resultados mostrados en las Tablas 11.1 y 11.2 Análisis Energético y Económico de los Distintos Casos, PVsyst ofrece los resultados detallados mostrados a continuación:

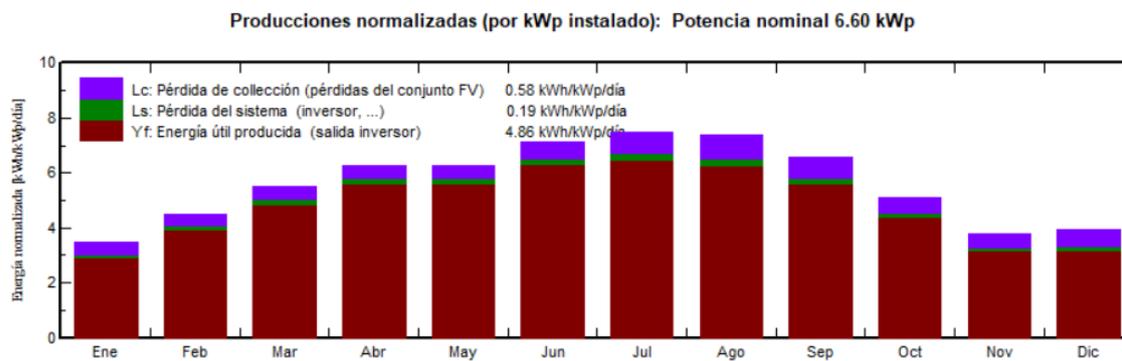


Gráfico 11 Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 6,6 kWp (PVsyst)

En este gráfico de producciones normalizadas mensuales por kWp instalado se observa claramente un patrón estacional típico: mayor producción en los meses de primavera y verano (abril a agosto, con un máximo en julio), y valores más bajos en invierno, como es habitual en sistemas fotovoltaicos. La energía útil producida alcanza su pico en julio con alrededor de 6 kWh/kWp/día, mientras que en diciembre apenas supera los 3 kWh/kWp/día.

El sistema presenta unas pérdidas medias razonablemente bajas: 0,58 kWh/kWp/día por pérdidas de colección (Lc, en azul, correspondiente a pérdidas en los módulos, cableado,

etc.), y 0,19 kWh/kWp/día por pérdidas del sistema (Ls, en verde, que refleja pérdidas internas del inversor y otros equipos), lo que indica un buen dimensionado y diseño general. En conjunto, estos datos reflejan un rendimiento estable y eficiente del sistema fotovoltaico durante todo el año.

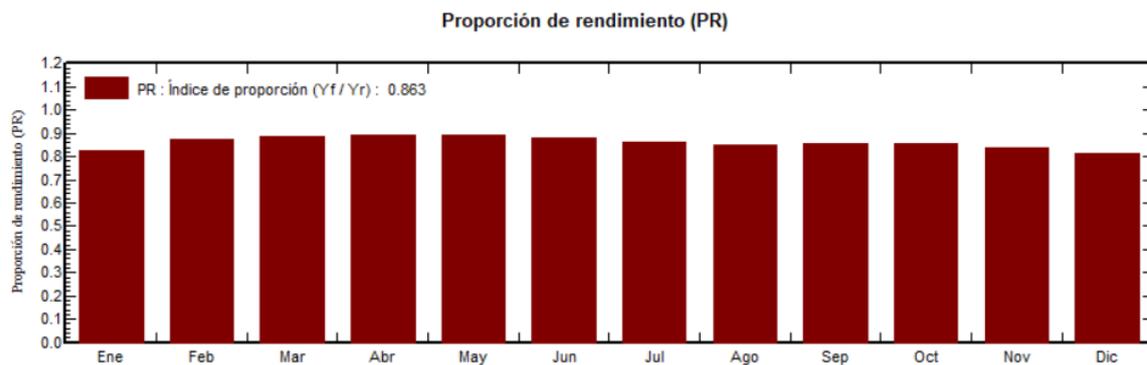


Gráfico 12 Proporción de Rendimiento o Performance Ratio PR (PVsyst)

Además, el gráfico de proporción y rendimiento ofrece una visión complementaria del buen comportamiento del sistema. El PR es un indicador que relaciona la energía útil generada (Yf) con la energía teórica máxima que podría haberse producido bajo condiciones ideales de irradiancia (Yr). Se expresa como un valor adimensional o en tanto por uno, y mide cuán eficientemente el sistema convierte la energía solar disponible en energía eléctrica útil, teniendo en cuenta todas las pérdidas del sistema.

En este caso, el sistema presenta un PR medio anual de 0,863, lo que implica que aproximadamente el 86,3 % de la energía solar disponible en el plano de los módulos es finalmente convertida en energía útil a la salida del inversor. Este valor es muy satisfactorio, ya que valores superiores al 80% se consideran indicativos de un diseño bien optimizado.

El gráfico muestra también que el PR se mantiene estable durante todos los meses del año, con variaciones mínimas, lo cual confirma la consistencia del rendimiento del sistema fotovoltaico independientemente de la estacionalidad. Esta estabilidad es señal de un sistema equilibrado, sin problemas puntuales de sobrecalentamiento, sombreados importantes ni desequilibrios entre strings.

Tabla 13 Tabla de Balances y Resultados Principales (PVsyst)

Caso 21. L6x1-6x1 H6.0 1.100
Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	63.9	27.85	4.85	108.6	93.5	616	849	254.5	338.3	594.4
Febrero	84.2	32.90	5.53	126.0	115.8	755	872	304.9	422.4	567.3
Marzo	134.6	51.35	9.48	170.6	160.3	1035	913	373.3	623.6	539.6
Abril	171.4	65.80	12.08	188.5	177.1	1152	600	277.0	832.2	322.7
Mayo	200.8	76.20	16.58	194.7	182.0	1190	637	317.1	828.2	319.8
Junio	231.0	67.15	22.95	214.1	201.3	1294	813	405.9	840.4	407.0
Julio	246.1	54.35	26.10	232.4	219.2	1374	1077	515.0	807.5	561.6
Agosto	217.3	52.95	25.95	228.7	216.2	1336	824	384.5	901.4	439.1
Septiembre	161.6	46.25	20.98	197.1	186.1	1153	595	263.0	847.0	331.8
Octubre	112.4	40.50	15.18	158.7	147.9	928	571	226.8	667.0	343.9
Noviembre	70.4	29.70	9.05	113.6	100.9	651	876	254.4	371.8	621.1
Diciembre	64.1	21.60	5.03	121.5	103.4	677	942	294.4	357.8	647.5
Año	1757.8	566.60	14.53	2054.5	1903.7	12163	9567	3870.7	7837.6	5695.8

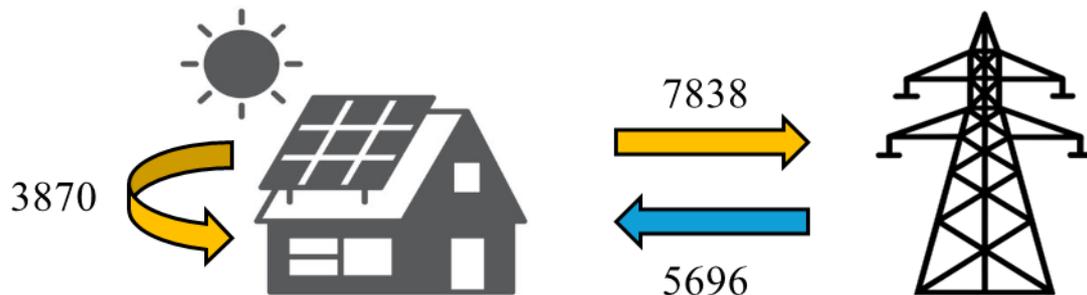
Donde:

- GlobHor - Irradiación horizontal global
- DiffHor - Irradiación difusa horizontal
- T_Amb - Temperatura ambiente
- GlobInc - Global incidente plano receptor
- GlobEff - Global efectivo, corregido para IAM y sombreados
- EArray - Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_User - Energía suministrada al usuario
- E_Solar - Energía del sol
- E_Grid - Energía inyectada en la red
- EFrGrid - Energía de la red

Se puede observar cómo, con la configuración establecida, el aprovechamiento de la irradiación global acumulada anual es notablemente alto (1903,7 kWh/m² de los 2054,5 kWh/m² incidentes). Por otro lado, se obtiene que del consumo anual del emplazamiento

(9567 kWh), 3870,7 kWh fueron consumidos instantáneamente por autoconsumo, mientras que los 5695,8 kWh restantes fueron importados de la red.

Tabla 14 Flujos de Energía en la Instalación en el primer año



Flujos de Energía Año 1 (kWh/año)	
Consumo Total	9.566
Generación Fotovoltaica Total	11.706
Autoconsumo Instantáneo	3.870
Exportación de Energía (Excedentes)	7.838
Importación de Energía (Consumo de red)	5.696

Con los datos de la tabla de balances se crea la Tabla 14 Flujos de Energía en la Instalación en el primer año, en la que se resume y croquizan los flujos de energía en el emplazamiento tras la simulación del Caso 21.

Para conocer de forma detallada el flujo energético desde la radiación solar incidente hasta la energía útil finalmente entregada al usuario y a la red de este primer año de simulación, se ha incluido el Diagrama de Pérdidas de Sankey (PVsyst) que sigue. A través de esta representación se visualizan claramente las pérdidas asociadas a cada etapa del sistema fotovoltaico correspondiente al Caso 21, considerado como el óptimo para la instalación objeto de estudio.

El análisis parte de una irradiación horizontal global anual de 1758 kWh/m², que aumenta en un +16,9% tras adaptarse a la orientación e inclinación del campo fotovoltaico, alcanzando una irradiancia global incidente sobre el plano receptor de 2054,5 kWh/m². A

partir de este valor, se van sucediendo las pérdidas introducidas en la sección 7.1.3 Pérdidas Detalladas, que reducen progresivamente el recurso solar aprovechable.

Una parte relevante del sistema es su capacidad bifacial, lo que permite captar irradiancia adicional reflejada por el terreno en la parte trasera de los módulos. Esta irradiancia adicional asciende a 512 kWh/m², que termina por tener una ganancia neta del 8,7%, equivalente a 166 kWh/m² adicionales de irradiancia efectiva.

Una vez conocida la energía incidente efectiva, se procede a su conversión en electricidad mediante los módulos fotovoltaicos. Con una eficiencia nominal del 21,33%, la energía generada bajo condiciones estándar (STC) sería de 13.356 kWh. Sin embargo, diversas pérdidas afectan a este valor: -0,2% por degradación anual de los módulos, -3,9% por temperatura, -0,5% por nivel de irradiancia, y -1,5% por calidad de los módulos y desajustes, entre otros. La energía final generada a la salida de los módulos (E_{Array}) es de 12.173 kWh.

Posteriormente, esta energía pasa por el inversor, donde se tienen en cuenta nuevas pérdidas y se termina por obtener una energía útil a la salida del inversor de 11.772 kWh. A este valor se le restan las pérdidas auxiliares y el consumo nocturno de la planta y, finalmente, se llega al valor de Generación Fotovoltaica Total registrado en la Tabla 14 Flujos de Energía en la Instalación.

Diagrama de pérdida para "Caso 21. L6x1-6x1 H6.0 1.100" - año

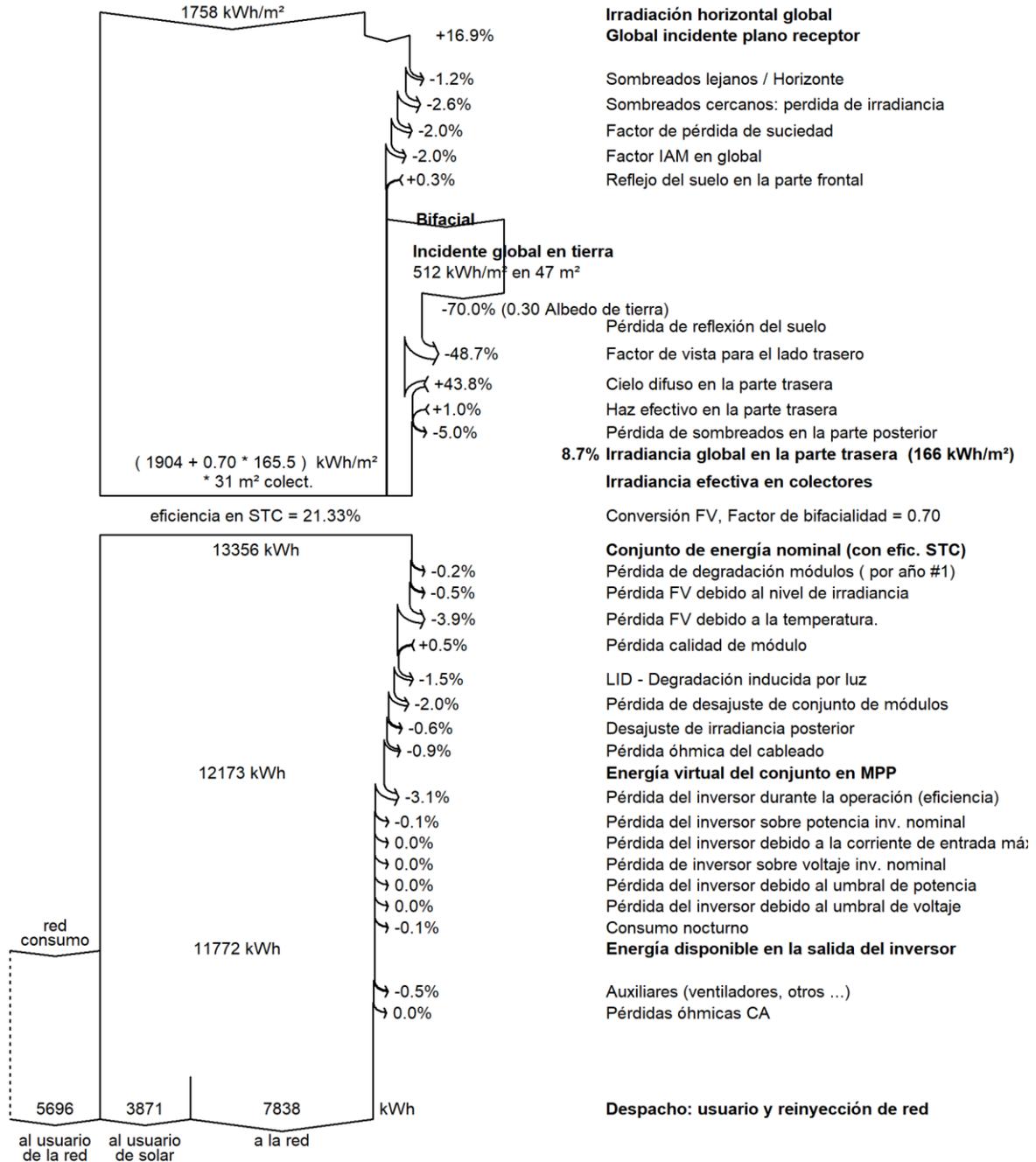


Gráfico 13 Diagrama de Pérdidas de Sankey (PVsyst)

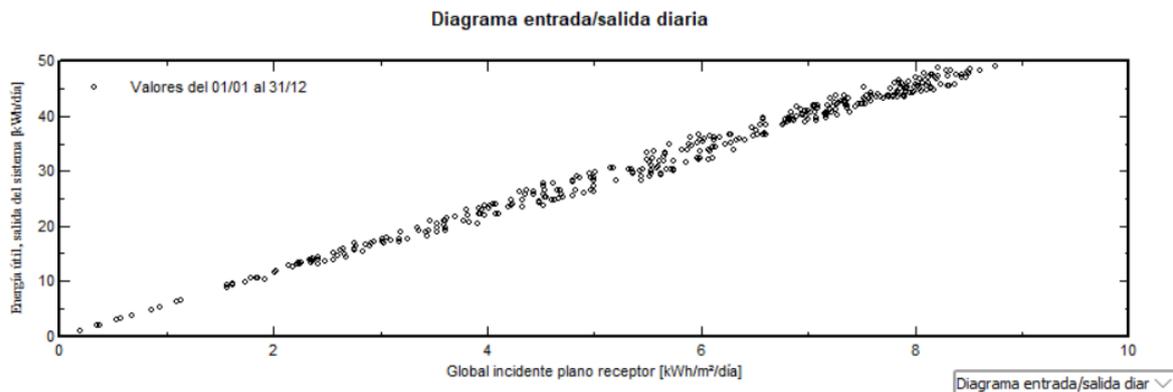


Gráfico 14 Diagrama Entrada/Salida Diaria (PVsyst)

El diagrama de entrada/salida diaria muestra la relación entre la irradiación global incidente sobre el plano receptor (eje horizontal) y la energía útil diaria producida por el sistema (eje vertical). Cada punto representa un día del año, y la clara tendencia lineal indica un comportamiento estable y proporcional del sistema: a mayor irradiación solar, mayor producción energética.

La baja dispersión de los puntos sugiere que no existen pérdidas significativas o inconsistencias en la producción diaria, lo cual refleja un buen diseño del sistema, sin efectos importantes de sombras, suciedad o fallos técnicos. En conjunto, el gráfico confirma un rendimiento predecible y eficiente a lo largo del año.

Tabla 15 Resultados de Simulación a 25 Años (PVsyst)

Año	E_Año (kWh/año)	E_Solar (kWh/año)	E_Grid (kWh/año)	EFrGrid (kWh/año)
1	11.706	3.870	7.836	5.696
2	11.655	3.868	7.786	5.698
3	11.603	3.866	7.737	5.700
4	11.552	3.864	7.688	5.702
5	11.501	3.862	7.639	5.704
6	11.449	3.860	7.590	5.706
7	11.398	3.857	7.540	5.708
8	11.346	3.855	7.491	5.711
9	11.294	3.853	7.441	5.713
10	11.242	3.851	7.392	5.715
11	11.190	3.848	7.342	5.718
12	11.138	3.846	7.292	5.720
13	11.086	3.844	7.243	5.722
14	11.034	3.841	7.193	5.725
15	10.982	3.839	7.143	5.727
16	10.930	3.836	7.094	5.730
17	10.878	3.834	7.044	5.732
18	9.566	3.931	6.994	5.735
19	10.773	3.829	6.945	5.737
20	10.721	3.826	6.895	5.740
21	10.669	3.823	6.845	5.742
22	10.616	3.821	6.796	5.745
23	10.564	3.818	6.746	5.748
24	10.512	3.816	6.696	5.750
25	10.459	3.813	6.647	5.753
Promedio	11.035	3.847	7.242	5.723

Como se ha comentado previamente, los resultados de las gráficas adjuntas hasta el momento son producto de la simulación de la producción del primer año del caso óptimo. Sin embargo, debido a pérdidas por deterioro, entre otras, los resultados no serán los mismos durante los 25 años que abarca este proyecto.

Por ello, se han simulado los 24 años siguientes, se han recogido los resultados de energía generada (E_Año), autoconsumida (E_Solar), exportada (E_Grid), e importada (EFrGrid); y se han calculado sus valores promedio a lo largo de la vida útil esperada de la instalación.

De esta forma, será posible realizar el estudio económico con una mayor precisión y fiabilidad, pues como se puede observar, el rendimiento de la instalación cae notablemente con el paso de los años.

8.3 TONELADAS DE CO₂ EVITADAS

De acuerdo con Red Eléctrica, las emisiones de CO₂ de la generación del sistema eléctrico nacional fueron, en 2024, de alrededor de 100 kg de CO₂ por MWh instalado, como se puede observar en el Gráfico 15 Emisiones de CO₂ de la generación del sistema eléctrico nacional:

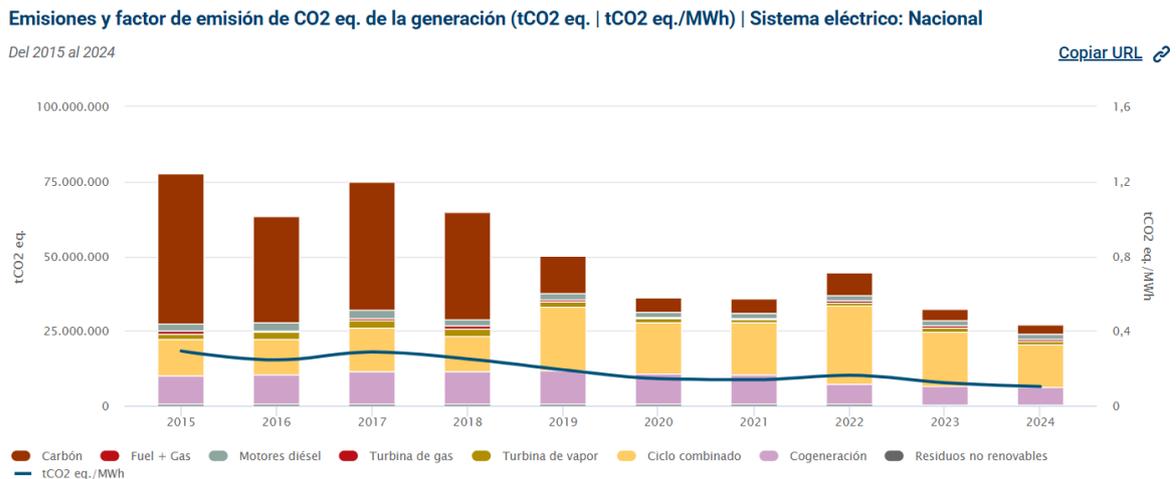


Gráfico 15 Emisiones de CO₂ de la generación del sistema eléctrico nacional [35]

Las emisiones por MWh instalado parecen disminuir con el tiempo, por lo que se podría esperar que sigan esta tendencia en los años que siguen. No obstante, y ante la duda, se ha optado por estimar las toneladas de CO₂ evitadas utilizando los 100 kg de CO₂ por MWh instalado (0,1 kg por kWh) para el estudio. De esta forma, no se sobreestimarán las emisiones evitadas teniendo en cuenta los valores de los años anteriores, ni se infraestimarán suponiendo que las emisiones seguirán disminuyendo de la misma forma.

La planta fotovoltaica estudiada tiene una potencia pico de 6,6 kWp y produce una media de 11.035 kWh al año en sus 25 años de funcionamiento. Empleando el factor de emisión de

0,1 kg por kWh instalado, la generación solar evita la emisión de alrededor de 1.104 kg de CO₂ por año, lo que supondrían aproximadamente 27,6 toneladas de CO₂ en los 25 años de vida de la planta.

En definitiva, la instalación fotovoltaica analizada no solo supone un beneficio económico directo para el usuario (al reducir significativamente su factura eléctrica mediante el autoconsumo y la compensación de excedentes), sino que también conlleva un impacto ambiental positivo. La energía generada por la planta contribuye activamente a la transición hacia un modelo energético más sostenible, al desplazar parte de la electricidad generada por fuentes fósiles y evitar la emisión de gases de efecto invernadero.

Capítulo 9. ESTUDIO ECONÓMICO

En este estudio económico, se han calculado el porcentaje de reducción de la factura energética, el coste total de la instalación, los años de amortización de la planta, y el ahorro neto obtenido después de amortizar la planta, entre otros. Para ello, previo al análisis, se han recopilado y descrito todos los factores económicos que afectarán al desarrollo de la instalación.

9.1 FACTORES ECONÓMICOS

9.1.1 COSTES DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA Y LÍMITE TEÓRICO DEL EMPLAZAMIENTO

Para traducir la potencia generada en cada caso a términos económicos, es necesario conocer el valor de los términos de energía utilizados en el análisis. El término de importación de energía (precio por kWh consumido de la red) se ha tomado directamente de la factura eléctrica proporcionada por el grupo Iberdrola, dentro del marco de un plan de precio fijo vigente para la vivienda objeto de estudio. Este valor (0,137994€/kWh) refleja fielmente el coste real de la electricidad importada en el emplazamiento actual.

Por otro lado, como el consumo fotovoltaico ha de ser instantáneo para ser aprovechado, una gran parte de la potencia generada por la instalación no es aprovechada para el autoconsumo. Por ello, aunque en la actualidad la instalación no cuenta con sistema de vertido a red, y por tanto no se aplica un término de exportación en la factura, se ha incluido en el estudio económico un valor estimado de 0,07 €/kWh para el término de exportación de energía. Este valor es representativo del precio habitual que ofrecen las comercializadoras en proyectos de autoconsumo fotovoltaico residencial por la energía excedente vertida a la red, lo que permite simular escenarios realistas de compensación por excedentes.

Como se puede observar, el ahorro neto que se obtiene al autoconsumir la energía producida por la planta, es aproximadamente el doble del que se obtiene de exportar la misma cantidad de energía a la red. Es por esto que en primera instancia se optó por optimizar el autoconsumo de la planta.

Sin embargo, y como ya se ha demostrado, pese a que el ahorro por autoconsumo se estanca con la adición de potencia pico en el sistema el beneficio económico obtenido por exportación se incrementa casi de forma lineal con ésta (Reducción en el precio de la Factura Energética). Al aumentar la potencia pico instalada en el emplazamiento el ahorro en la factura energética disminuye, pero esto tiene un límite.

El beneficio económico asociado a la exportación de energía se traduce en una reducción del importe de la factura eléctrica. Es decir, la factura se ve reducida no solo porque el autoconsumo permite importar menos energía desde la red, sino también porque los excedentes vertidos pueden ser compensados económicamente. Sin embargo, esta compensación tiene un límite legal y práctico: el valor máximo que puede descontarse por vertido de excedentes no puede superar el importe total de la factura energética del periodo. En otras palabras, aunque se genere un volumen elevado de excedentes, el beneficio económico máximo que se puede obtener por su compensación estará topado por el valor de la factura. Cualquier energía vertida que exceda ese límite no se remunera y, por tanto, no aporta un beneficio adicional al usuario. Este máximo es el que se ha descrito como “límite teórico del emplazamiento” en el capítulo anterior.

9.1.2 MÓDULOS, INVERSORES Y ESTRUCTURAS FIJAS

Para recoger los precios de los módulos, inversores y estructuras fijas, se ha recurrido a la búsqueda en internet. En la Tabla 16 Precios de Importación/Exportación de energía, Montaje y Mantenimiento, Módulos Fotovoltaicos, Inversores, Estructuras Fijas, y Protecciones se han recogido todos los precios obtenidos, incluyendo el IVA en cada caso.

Tabla 16 Precios de Importación/Exportación de energía, Montaje y Mantenimiento, Módulos Fotovoltaicos, Inversores, Estructuras Fijas, y Protecciones

Datos

PRECIOS

	Precio		Precio/Unidad
Energía Anual	9566 kWh	Montaje Paneles	110,00 €
Término Energía Importación	0,137994 €/kWh	Montaje Estructuras 34°	30,00 €
Precio factura sin autoconsumo	1320,0506 €	Montaje Estructuras Cop	15,00 €
Término Energía Exportación	0,07 €/kWh	Mantenimiento Paneles	10,00 €

MÓDULOS		Precio - IVA	Precio + IVA	
Longi Hi-MO 5, LR5-72HBD-550M		164,46 €	199,00 €	
JA Solar Deep Blue 3.0, JAM72-S30-550-MR		128,84 €	155,90 €	
Sunpower Performance 6, SPR-P6-550-COM-M-BF		173,47 €	209,90 €	
INVERSORES		PN	Precio - IVA	Precio + IVA
0	Huawei SUN2000-2KTL-L1	2	362,81 €	439,00 €
1	Huawei SUN2000-3KTL-L1	3	461,99 €	559,00 €
2	Huawei SUN2000-3,68KTL-L1	3,68	576,86 €	698,00 €
3	Huawei SUN2000-4KTL-L1	4	607,44 €	735,00 €
4	Huawei SUN2000-4,6KTL-L1	4,6	666,94 €	807,00 €
5	Huawei SUN2000-5KTL-L1	5	647,39 €	816,00 €
6	Huawei SUN2000-6KTL-L1	6	784,30 €	949,00 €
7	Huawei SUN2000-8KTL-M1	8	871,90 €	1.055,00 €
ESTRUCTURAS FIJAS		Precio - IVA	Precio + IVA	
Solarbloc (cubiertas y superficies) 34°		17,35 €	20,99 €	
Solarbloc multilastre de 3° a 34°		11,20 €	13,55 €	
Solarbloc coplanar 0°		13,14 €	15,90 €	
PROTECCIONES		Precio - IVA	Precio + IVA	
Portafusibles BENY 1000Vdc hasta 30A		2,89 €	3,50 €	
Fusible 20A para Sistemas Solares 10×38 mm		1,45 €	1,75 €	
Sobretensiones DC SPD Tipo2 600v BUD-40/2		23,06 €	27,90 €	
DC interruptor-seccionador 500V 32A		28,01 €	33,89 €	

Los precios de los módulos (Longi [36], JA Solar [37], y Sunpower [38]), inversores (Huawei Technologies [39]) y estructuras fijas (Solarbloc 34° [40], Multilastres [41], y Coplanares [42]) han sido recogidos de numerosas fuentes en internet. Tras realizar el estudio, se ha concluido que se emplearán 12 módulos de la marca Longi, cuyo precio suma 2.388 €.

Como ya se ha mencionado anteriormente, el elemento más costoso por unidad de toda la instalación es el inversor, cuyo precio escala rápidamente con la potencia, y asciende a los 1.055 € para el de 8 kW. Como la vida útil de los inversores es de 10 años, en los 25 años de funcionamiento de la planta, será necesario realizar un recambio de este elemento, lo que

hace su diferencia en el precio respecto al resto de componentes de la instalación más notable aún. Para el caso escogido, se empleará un inversor de 6 kW potencia nominal, cuyo precio es de 949 €, pero supondría un gasto de 2.847 € durante los 25 años de vida de la instalación por lo que se acaba de comentar.

Por otro lado, para colocar los módulos en la inclinación óptima, será necesario emplear las estructuras fijas de 34°. No obstante, como los paneles en el caso escogido están dispuestos en retrato (o vertical), será necesario añadir un multilastre de 34° debajo de cada pieza [43]. Esto supone un precio de 34,54 € por cada estructura fija instalada, y un total de 483,56 € para toda la planta.

9.1.3 PROTECCIONES

En el sistema diseñado, se han incorporado portafusibles [44] y fusibles [45] en la parte de corriente continua (DC) con el fin de proteger los cables y los módulos frente a posibles sobreintensidades provocadas por fallos en el sistema o cortocircuitos. Estos dispositivos interrumpen el paso de corriente cuando esta supera un valor límite, evitando así daños mayores. Se han integrado un fusible y su correspondiente portafusibles en ambos polos positivo y negativo de las conexiones para cada cadena, lo que supone emplear 4 unidades de cada, y un gasto de 21 €.

Además, se ha añadido un protector de sobretensiones transitorias cuya función es desviar a tierra los picos de tensión causados, por ejemplo, por descargas atmosféricas o conmutaciones, y proteger así al inversor y demás componentes sensibles. En este caso, se empleará un único protector de sobretensiones a la entrada del inversor, sumando 27,9 € al coste de la instalación.

Y finalmente, el sistema cuenta con un seccionador de corriente continua también ubicado antes del inversor, el cual permite aislar manualmente la planta de la red, facilitando intervenciones de mantenimiento o reparación de forma segura y conforme al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) [46]. Este elemento tiene un precio de 33,89 €.

Todos estos elementos contribuyen al correcto funcionamiento de la planta, prolongan su vida útil y aseguran su operatividad frente a condiciones imprevistas.

9.1.4 MONTAJE Y MANTENIMIENTO

Finalmente, el precio de montaje y mantenimiento ha sido estimado de acuerdo con los valores ofrecidos por numerosas fuentes.

Se ha establecido un coste de montaje de 110 € por cada módulo fotovoltaico, lo que equivale a 200 € por kWp instalado y supone alrededor del 15 % del coste total de la instalación [47]. Y para su mantenimiento, se ha considerado oportuno realizar una revisión anual de los módulos. El coste de mantenimiento por módulo fotovoltaico estimado es de 10 €, que se traduce en 120 € por revisión, y ascendería a 3.000 € durante la vida útil de la planta [48].

Por último, para el montaje de las estructuras fijas, se ha dado un precio de 15 € para la instalación de cada estructura coplanar, y de 30 € para las inclinadas 34°. Esto suma un coste de 420 € al montaje de la planta.

9.2 ANÁLISIS DEL CASO ÓPTIMO

9.2.1 COSTE TOTAL DE LA INSTALACIÓN

Como resultado de los precios indicados y descritos anteriormente, el coste total de la instalación se resume en la Tabla 17 Desglose del Coste de la Instalación. En total, realizar el proyecto supondría un coste de 10.541.35 € en los 25 años de vida útil estimada de la planta, un total de 1.309,6 € por kWp instalado. No obstante, el desembolso inicial sería de aproximadamente la mitad, pues los montos de mantenimiento e inversores (únicamente se instalará un inversor) no se tendrán en cuenta en su totalidad hasta más adelante.

En el Gráfico 16 Aportes Porcentuales de los Elementos al Coste Total de la Instalación se muestra en qué medida los distintos elementos involucrados en la instalación del proyecto contribuyen a encarecer el mismo.

Tabla 17 Desglose del Coste de la Instalación

Elemento	Descripción	Precio/Unidad	Vida Útil (años)	Unidades	Total
Paneles	Longi Hi-MO 5, LR5-72HBD-550M	199,00 €	30	12	2.388,00 €
Total (25 años)					2.388,00 €
Protecciones	Fusibles	1,75 €	-	4	7,00 €
	Portafusibles	3,50 €	-	4	14,00 €
	Sobretensiones	27,90 €	-	1	27,90 €
	Seccionador	33,89 €	-	1	33,89 €
Total (25 años)					82,79 €
Estr Fijas	Solarbloc 34°	20,99 €	-	14	293,86 €
	Multilastre 34°	13,55 €	-	14	189,70 €
Total (25 años)					483,56 €
Inversores	Huawei SUN2000-6KTL-L1	949,00 €	15	1	949,00 €
Total (25 años)					2.847,00 €
Montaje	Paneles	110,00 €	-	12	1.320,00 €
	Estructuras Fijas	30,00 €	-	14	420,00 €
Total (25 años)					1.740,00 €
Mantenimiento	Anual	10,00 €	-	12	120,00 €
Total (25 años)					3.000,00 €
Gasto Inicial					5.643,35 €
Total					10.541,35 €

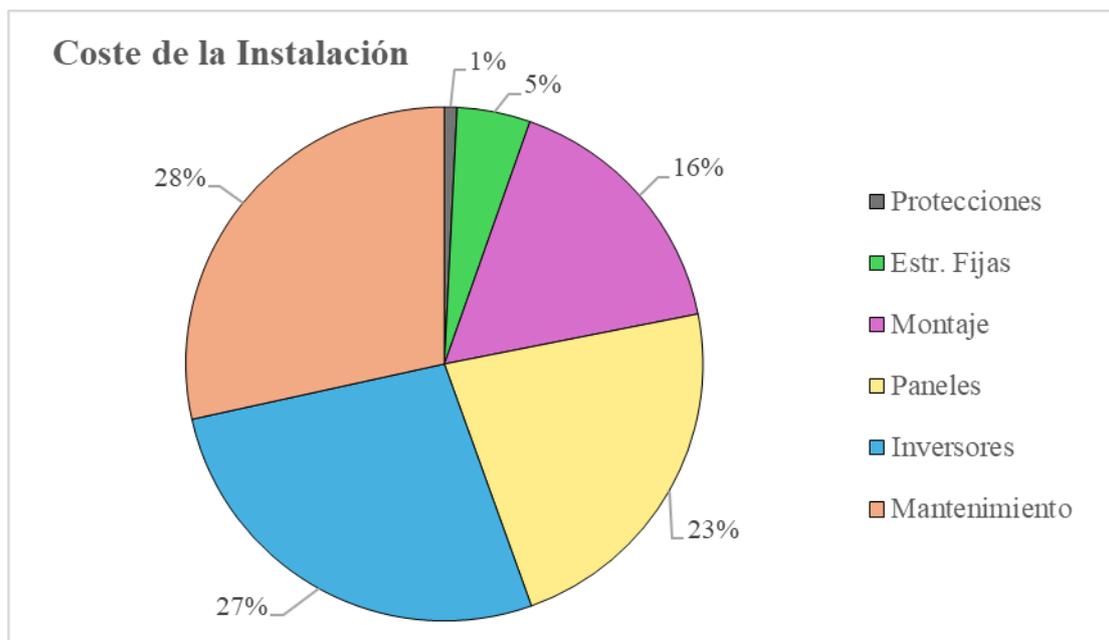
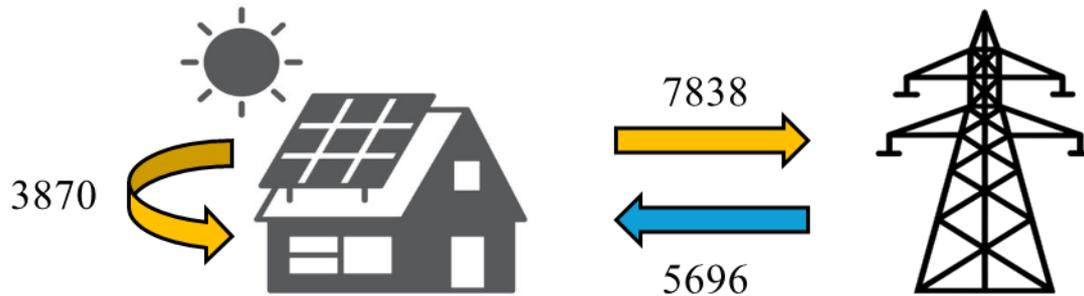


Gráfico 16 Aportes Porcentuales de los Elementos al Coste Total de la Instalación

9.2.2 REDUCCIÓN DE LA FACTURA

Tabla 18 Flujos de Energía Promedio en la Instalación



Flujos de Energía Promedio (kWh/año)	
Consumo Total	9.570
Generación Fotovoltaica Total	11.035
Autoconsumo Instantáneo	3.847
Exportación de Energía (Excedentes)	7.242
Importación de Energía (Consumo de red)	5.723

Haciendo uso de los datos extraídos de la Tabla 15 Resultados de Simulación a 25 Años (PVsyst), se han actualizado los datos de la Tabla 14 Flujos de Energía en la Instalación en el primer año, para detallar los valores de energía generada, importada y exportada promedio en los 25 años de vida útil de la planta fotovoltaica. Estos resultados se han recogido en la Tabla 18 Flujos de Energía Promedio en la Instalación.

Con los datos actualizados, se procede al cálculo del ahorro anual en la factura energética producto de la instalación fotovoltaica de este proyecto. Como se puede comprobar en la Tabla 19 que sigue, el ahorro promedio estimado en la factura energética, durante los 25 años de uso previsto de la instalación, sería de 1.037,8 € cada año, que equivaldría a reducir la factura en un 79 %.

Cabe destacar que, pese a que la cantidad de energía autoconsumida (3.870 kWh) es aproximadamente la mitad que la energía exportada (7.838 kWh), el ahorro obtenido mediante el autoconsumo es mayor que el obtenido por la compensación de excedentes. Esto remarca la importancia del autoconsumo instantáneo y la necesidad del usuario de adaptar

sus patrones de consumo a las horas de generación fotovoltaica, para maximizar así el ahorro obtenido.

Tabla 19 Cálculo de la Reducción Anual Promedio en la Factura Energética

	Precio
Energía Anual	9570 kWh
Término Energía Importación	0,137994 €/kWh
Precio factura sin autoconsumo	1320,60258 €
Término Energía Exportación	0,07 €/kWh

Sin Autoconsumo

Término Energía Importada (EUR/kWh)	0,137994
Energía Total (kWh/año)	9.570,00
Factura Anual (EUR)	1.320,60
Reducción en el precio de la Factura (%)	0%

Con Autoconsumo sin venta de Excedentes

Término Energía Importada (EUR/kWh)	0,137994
Energía Importada (kWh/año)	5.723,00
Ahorro por Autoconsumo (EUR)	530,86
Factura Anual por Autoconsumo (EUR)	789,74
Reducción en el precio de la Factura (%)	40%

Con Autoconsumo y con venta de Excedentes

Término Energía Exportada (EUR/kWh)	0,07
Energía Exportada (kWh/año)	7.242,00
Ahorro Máximo por venta de Excedentes (EUR)	506,94
Ahorro Posible de venta de Excedentes (EUR)	789,74
Ahorro por venta de Excedentes (EUR)	506,94
Ahorro por Autoconsumo y venta de Excedentes (EUR)	1.037,80
Factura Anual con venta de Excedentes (EUR)	282,80
Reducción en el precio de la Factura (%)	79%

9.3 AYUDAS E INCENTIVOS PARA INSTALACIONES

FOTOVOLTAICAS

En España existen diversos programas de apoyo y beneficios fiscales para fomentar la instalación de paneles solares de autoconsumo. La disponibilidad de estas ayudas depende de factores como la ubicación geográfica (comunidad autónoma y municipio) y el tipo de solicitante (particular o empresa). En la Comunidad de Madrid, por ejemplo, se han implementado en años recientes tanto subvenciones directas cofinanciadas con fondos europeos (ya finalizadas) como incentivos fiscales a nivel estatal y municipal.

Dado el caso planteado (una vivienda unifamiliar de uso particular en Aravaca, Madrid), se evaluarán todos los apoyos económicos disponibles para maximizar la rentabilidad de la inversión. A continuación, se detalla qué beneficios aplicarían en este supuesto, la cuantía estimada de cada bonificación y cómo/cuándo solicitarlos [49].

9.3.1 DEDUCCIÓN DEL IRPF

La instalación fotovoltaica proyectada permite beneficiarse de una deducción en el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF), conforme a lo establecido por el Gobierno de España [50]. En concreto, se contempla una deducción del 40 % sobre las cantidades invertidas en instalaciones de autoconsumo con energías renovables cuando estas se realizan en viviendas de uso habitual y permiten reducir al menos un 30 % el consumo de energía primaria no renovable. En el caso analizado, esta condición se cumple, pues con el autoconsumo se logra reducir el consumo de energía primaria no renovable en un 40 % de acuerdo con lo calculado en la Tabla 19, por lo que se podría aplicar dicha deducción.

Para ello, será necesario disponer de un certificado de eficiencia energética previo y posterior a la instalación, emitido por un técnico autorizado.

El límite de deducción se establece en 7.500 € por contribuyente, lo cual supone un incentivo fiscal significativo. Cabe destacar que, si bien existen deducciones de hasta un 60 % del coste de la instalación, estas se encuentran reservadas para actuaciones en conjuntos de viviendas

de uso residencial, como edificios o comunidades de propietarios, por lo que no serían aplicables en este caso concreto.

Esta deducción reduciría el IRPF en un 40 % del coste de la instalación, que sería la totalidad del coste estimado (10.541,35 €), a excepción del coste de mantenimiento (1.500 €), y el coste asociado a los recambios del inversor al acabar su vida útil (1898 €). Por tanto, la deducción sería de 2.257,34 €.

9.3.2 BONIFICACIÓN EN EL IBI

Al ubicarse la vivienda en Aravaca (Ayuntamiento de Madrid), el propietario puede solicitar la bonificación del 50% del IBI por instalación de energía solar durante 5 años consecutivos.

Para acceder a esta bonificación, el propietario del emplazamiento deberá presentar una solicitud de bonificación de IBI ante la Agencia Tributaria Madrid dentro del mismo año en que la instalación fotovoltaica se inscriba oficialmente. Una vez concedida la bonificación, el IBI reducido al 50% se aplicará automáticamente en los recibos de los cinco ejercicios siguientes.

No obstante, para calcular el valor de esta bonificación es necesario disponer del valor catastral del inmueble, con el que no se cuenta.

9.3.3 BONIFICACIÓN DEL ICIO (MADRID)

Durante el proceso de instalación, será necesario tramitar ante el Ayuntamiento la correspondiente licencia urbanística o presentar una declaración responsable de obra. En ese trámite, conviene solicitar la bonificación del 95% del ICIO por energía solar, a la que Madrid se ha adherido [49].

El impuesto aplicable es un 4 % del coste de instalación, que nuevamente equivale al total del coste estimado, a excepción del coste asociado a mantenimiento y a los recambios del inversor cada 10 años, lo que suponen 225,73 €. En consecuencia, la bonificación en el ICIO sería de 214,45 €.

La solicitud de bonificación del ICIO se realiza junto con la tramitación de la licencia o dentro de los dos meses posteriores a su obtención. En la práctica, al gestionar la licencia de obra para la instalación fotovoltaica, el propietario del emplazamiento deberá presentar un escrito solicitando la bonificación del 95% por energía solar. El Ayuntamiento de Madrid, tras verificar que la instalación cumple los requisitos (no ser obligatoria por normativa y destinarse a autoconsumo), aplicará la bonificación directamente en la liquidación del impuesto.

9.3.4 FONDOS NEXT GENERATION

Finalmente, si bien este programa ya no admite solicitudes nuevas en 2025, es relevante mencionar el impacto potencial que podría haber tenido la aplicabilidad de los Fondos Next Generation, descritos en el Real Decreto 477/2021 [51].

En el caso de querer acogerse a esta bonificación de hasta un 40 % del coste de la instalación fotovoltaica, sería necesario que al menos un 80 % de la energía generada sea dedicada al autoconsumo. Al no aplicar estos fondos, se descartó esta posibilidad y se optó por incluir una mayor cantidad de potencia pico al sistema, tal que únicamente un 40 % de la energía generada sea autoconsumida, y el resto exportada.

9.4 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Este estudio económico se concluye con el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), para decidir si sería económicamente viable proceder con el proyecto fotovoltaico objeto de este Trabajo de Fin de Grado o no.

A continuación, se definen brevemente ambos indicadores financieros. El Valor Actual Neto (VAN) representa la diferencia entre el valor actualizado de los ingresos esperados y el valor actualizado de los costes asociados al proyecto. Un VAN positivo indica que el proyecto generará beneficios netos a lo largo de su vida útil, mientras que un VAN negativo sugiere

lo contrario. Por otro lado, la Tasa Interna de Retorno (TIR) equivale a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto o inversión sea igual a cero. De forma más simple, es el porcentaje de ingresos o pérdidas que se obtiene como consecuencia de la inversión realizada. Ambos parámetros son herramientas fundamentales en la evaluación de inversiones.

Tabla 20 Valor Actual Neto y Recuperación de la Inversión

Año	Gasto (EUR)	Ahorro en Factura (EUR)	Flujo de Caja (EUR)	Flujo Acumulado (EUR)	VAN (EUR)	Beneficio Actual Neto (EUR)
0	- 5.643,34 €	- €	- 5.643,34 €	- 5.643,34 €	- 5.643,34 €	- 5.643,34 €
1	- 120,00 €	1.082,56 €	962,56 €	- 4.680,78 €	925,54 €	- 4.717,80 €
2	- 120,00 €	1.078,78 €	958,78 €	- 3.722,00 €	886,45 €	- 3.831,36 €
3	- 120,00 €	1.075,07 €	955,07 €	- 2.766,93 €	849,06 €	- 2.982,30 €
4	- 120,00 €	1.071,37 €	951,37 €	- 1.815,56 €	813,23 €	- 2.169,07 €
5	- 120,00 €	1.067,66 €	947,66 €	- 867,90 €	778,91 €	- 1.390,16 €
6	- 120,00 €	1.063,96 €	943,96 €	76,06 €	746,02 €	- 644,13 €
7	- 120,00 €	1.060,04 €	940,04 €	1.016,10 €	714,36 €	70,22 €
8	- 120,00 €	1.056,34 €	936,34 €	1.952,44 €	684,17 €	754,39 €
9	- 120,00 €	1.052,56 €	932,56 €	2.885,00 €	655,20 €	1.409,60 €
10	- 1.069,00 €	1.048,85 €	20,15 €	2.864,86 €	13,61 €	1.395,99 €
11	- 120,00 €	1.044,94 €	924,94 €	3.789,80 €	600,82 €	1.996,81 €
12	- 120,00 €	1.041,16 €	921,16 €	4.710,96 €	575,36 €	2.572,17 €
13	- 120,00 €	1.037,46 €	917,46 €	5.628,42 €	551,00 €	3.123,17 €
14	- 120,00 €	1.033,54 €	913,54 €	6.541,97 €	527,55 €	3.650,72 €
15	- 120,00 €	1.029,77 €	909,77 €	7.451,74 €	505,16 €	4.155,88 €
16	- 120,00 €	1.025,92 €	905,92 €	8.357,66 €	483,68 €	4.639,57 €
17	- 120,00 €	1.022,15 €	902,15 €	9.259,81 €	463,14 €	5.102,70 €
18	- 120,00 €	1.032,03 €	912,03 €	10.171,84 €	450,21 €	5.552,91 €
19	- 120,00 €	1.014,53 €	894,53 €	11.066,37 €	424,58 €	5.977,49 €
20	- 1.069,00 €	1.010,62 €	58,38 €	11.007,99 €	26,65 €	5.950,85 €
21	- 120,00 €	1.006,70 €	886,70 €	11.894,69 €	389,11 €	6.339,96 €
22	- 120,00 €	1.003,00 €	883,00 €	12.777,68 €	372,58 €	6.712,54 €
23	- 120,00 €	999,08 €	879,08 €	13.656,76 €	356,67 €	7.069,21 €
24	- 120,00 €	995,31 €	875,31 €	14.532,07 €	341,48 €	7.410,69 €
25	- 120,00 €	991,46 €	871,46 €	15.403,53 €	326,90 €	7.737,59 €
Total					7.737,59 €	

De la tabla calculada (usando un tipo de interés del 4 %) se obtiene un Valor Actual Neto (VAN) de 7.737,59 €, lo que indica que la inversión en la planta fotovoltaica generará un beneficio económico equivalente a esa cantidad en términos actuales al cabo de los 25 años de vida útil del sistema. Un VAN positivo y elevado como este refleja una alta rentabilidad

del proyecto, ya que supera con creces la inversión inicial neta, incluso considerando los costes de mantenimiento periódicos y reemplazos puntuales.

Por otro lado, se observa que la inversión se recupera en los primeros 7 años, cuando el beneficio actual neto se torna positivo.

Además, al calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR) con los flujos de caja estimados, se obtiene un valor del 15,45 %, lo que confirma que el proyecto es económicamente viable. Esta tasa representa el tipo de interés a partir del cual el VAN sería igual a cero, y, dado que es muy superior al 4 % empleado como tasa de descuento, indica que el rendimiento esperado de la inversión es considerablemente alto en comparación con alternativas financieras de bajo riesgo. En conjunto, tanto el VAN como la TIR respaldan firmemente la ejecución del proyecto fotovoltaico desde el punto de vista económico.

Capítulo 10. CONCLUSIONES

El presente Trabajo de Fin de Grado ha tenido como objetivo principal evaluar la viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en un ático situado en Aravaca (Madrid). Para ello, se ha llevado a cabo un análisis integral que abarca desde la caracterización del emplazamiento hasta la estimación detallada de beneficios económicos y ambientales del sistema propuesto.

En primer lugar, se realizó una comparativa entre diferentes ubicaciones potenciales, valorando criterios como la irradiación solar disponible, la morfología del tejado y el acceso a datos de consumo eléctrico. El estudio determinó que el ático en Aravaca reunía las condiciones más favorables para el desarrollo del proyecto.

Una vez seleccionado el emplazamiento, se analizaron los datos de consumo disponibles mediante facturas y datos del punto de suministro, a fin de estimar su consumo anual; y se recogieron los valores del recurso solar disponible en la localización del emplazamiento.

Finalmente, se llevó a cabo un estudio energético detallado en el que se simularon múltiples configuraciones, considerando diferentes tipos de módulo y distribución sobre el tejado, con el objetivo de reducir al máximo el precio de la factura energética anual. El análisis técnico y económico permitió seleccionar un caso óptimo: una instalación de 6,6 kWp, con 12 módulos bifaciales inclinados 34°, y un factor de dimensionamiento de 1,1 kWp/kW.

La viabilidad económica del proyecto ha sido confirmada mediante la estimación de indicadores clave como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), obteniendo valores de 7.737,59 € y de 15,45 %, respectivamente, y se ha demostrado que la inversión resulta rentable al séptimo año.

Desde el punto de vista ambiental, el proyecto contribuye directamente a la reducción de la emisión de hasta 27,6 toneladas de CO₂ en la vida útil estimada de la planta, y está fuertemente vinculado a los Objetivos de Desarrollo Sostenible, especialmente al ODS 7

(energía asequible y no contaminante), ODS 9 (Industria, Innovación e Infraestructura), ODS 11 (Ciudades y Comunidades Sostenibles), ODS 12 (Producción y Consumo Responsables), y al ODS 13 (acción por el clima), gracias a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero asociada a la generación renovable.

En conclusión, el estudio realizado demuestra que la implantación de un sistema fotovoltaico en el emplazamiento analizado es técnicamente factible, económicamente rentable y ambientalmente beneficiosa, cumpliendo con los objetivos marcados y aportando una solución eficaz en el contexto de la transición energética.

Tabla 21 Resultados y Conclusiones de la Instalación Fotovoltaica

INVERSIÓN INICIAL	5.643,34 €
<u>Bonificaciones e Incentivos Aplicables</u>	
IRPF	2.257,34 €
ICIO	214,45 €
IBI	50%
<u>Rendimiento Energético de la Planta</u>	
Performance Ratio (PR)	86,30%
Generación Promedio	11.035 kWh/año
<u>Rendimiento Económico de la Planta</u>	
Reducción en Factura Promedio	79%
Valor Actual Neto (VAN)	7.737,59 €
Tasa Interna de Retorno (TIR)	15,45%
Payback	7 años
<u>Medioambiente</u>	
Toneladas de CO₂ Evitadas	27

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] «Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico 2024». Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.appa.es/wp-content/uploads/2025/02/Informe-Autoconsumo-Fotovoltaico-2024.pdf>
- [2] M. Summerville, «How To Solar Panels Work? The Science Explained», RenewCo Solar. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://renewcosolar.com.au/why-solar-panels-work/>
- [3] D. A. Sproul, «Understanding the p-n Junction».
- [4] «Historia del panel solar: ¿cómo nació y cuál ha sido su evolución? | Blog de Solfy». Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://solfy.net/autoconsumo/placas-solares/historia-del-panel-solar-como-nacio-y-cual-ha-sido-su-evolucion/>
- [5] I. CORPORATIVA, «Desarrollo y avances en la energía solar fotovoltaica», Iberdrola. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/historia-energia-solar>
- [6] «Célula fotoeléctrica», *Wikipedia, la enciclopedia libre*. 26 de mayo de 2025. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=C%C3%A9lula_fotoel%C3%A9ctrica&oldid=167623070
- [7] «¿Qué son las células PERC en los paneles solares?» Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.cambioenergetico.com/blog/celulas-solares-perc/>
- [8] U. comparación entre sistemas fotovoltaicos monofaciales y bifaciales en G. mostró cómo los cambios en los parámetros del sistema pueden afectar a las ganancias bifaciales L. investigadores descubrieron que cambiar el albedo de un sistema terrestre puede aumentar la ganancia bifacial del 5, 25% Al 14, y 5% Bernadette Geyer, «Una nueva investigación analiza los ratios de rendimiento de la fotovoltaica bifacial», pv magazine España. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2024/02/23/una-nueva-investigacion-analiza-los-ratios-de-rendimiento-de-la-fotovoltaica-bifacial/>
- [9] «¿Qué es un inversor solar y cómo funciona?» Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.solar360.es/blog/autoconsumo/que-es-un-inversor-solar>
- [10] «¿Qué es un inversor solar híbrido?» Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://es.bsl-battery.com/%C2%BFQu%C3%A9-es-un-inversor-solar-h%C3%ADbrido-id46744747.html?utm_source=chatgpt.com
- [11] «Integración de energía fotovoltaica en redes eléctricas». Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://inspenet.com/articulo/energia-fotovoltaica-en-redes-electricas/>

- [12] Ministerio de Economía, *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, vol. BOE-A-2004-5562. 2004, pp. 13217-13238. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2004/03/12/436>
- [13] «BOE-A-2007-10556 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.» Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-10556>
- [14] Viaintermedia.com, «Un fondo de pensiones fotovoltaico», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/un-fondo-de-pensiones-fotovoltaico-20230921>
- [15] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología*, vol. BOE-A-2008-15595. 2008, pp. 39117-39125. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2008/09/26/1578>
- [16] «BOE-A-2015-10927 Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.» Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-10927>
- [17] M. G. S. Blas, «Qué era el “impuesto al sol”: así impactó en el desarrollo de las renovables», *Newtral*. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.newtral.es/impuesto-al-sol/20220915/>
- [18] Jefatura del Estado, *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*, vol. BOE-A-2018-13593. 2018, pp. 97430-97467. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15>
- [19] Ministerio para la Transición Ecológica, *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*, vol. BOE-A-2019-5089. 2019, pp. 35674-35719. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>
- [20] «Autoconsumo de energía eléctrica», *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/en/energia/energia-electrica/electricidad/autoconsumo-electrico.html>
- [21] «España aprueba el PNIEC 2023-2030 revisando sus objetivos al alza». Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.agenex.net/es/espana-aprueba-el-nuevo-pniec-que-actualiza-al-alza-los-objetivos-energeticos-para-2030>

- [22] «Energía limpia», Organización Meteorológica Mundial. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://wmo.int/es/site/frontline-of-climate-action/climate-change-mitigation/clean-energy>
- [23] «DIFERENCIAS ENTRE RADIACIÓN, IRRADIANCIA E IRRADIACIÓN SOLAR - ilumin | Cursos de Energía Solar». Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://ilumin.online/diferencias-entre-radiacion-irradiancia-e-irradiacion-solar/>
- [24] «Definiciones», SolarAnywhere. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.solaranywhere.com/es/support/data-fields/definitions/>
- [25] «El clima en Madrid, el tiempo por mes, temperatura promedio (España) - Weather Spark». Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://es.weatherspark.com/y/36848/Clima-promedio-en-Madrid-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- [26] «Glosario > Factor de transposición». Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/transposition_factor.htm
- [27] «Plane azimuth - PVsyst documentation». Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.pvsyst.com/help/glossary/solar-geometry/plane-azimuth.html>
- [28] «Ficha Técnica SOLARBLOC Cubiertas». Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://solarbloc.es/wp-content/uploads/2024/01/2025-Ficha-Tecnica-SOLARBLOC%C2%AE-Cubierta-y-superficie-plana-3o-34o-Multilastre.pdf>
- [29] «Ficha Técnica SOLARBLOC Coplanar». Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://solarbloc.es/wp-content/uploads/2025/02/2025-SOLARBLOC%C2%AE-COPLANAR-0o-Dossier-Ficha-Tecnica.pdf>
- [30] «Ficha Técnica Longi_Hi-MO 5, LR5-72HBD-550M».
- [31] «Ficha Técnica JA Solar Deep Blue 3.0, JAM72-S30-550-MR», Google Docs. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/11yND09pnHIXSfZ7Ywfy8ksPcVMT0YzRf/view?usp=sharing&usp=embed_facebook
- [32] «Ficha Técnica SunPower Performance 6, SPR-P6-550-COM-M-BF».
- [33] «Ficha Técnica SUN2000-2-XKTL-L1.pdf», Google Docs. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/1ksUPmdjHM4Ag-sjsChVbHtdxntQChv5F/view?usp=sharing&usp=embed_facebook
- [34] «Pliego de Condiciones Tecnicas de Instalaciones Conectadas a Red C20_Julio_2011.pdf». Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- [35] Redeia, «Emisiones de CO de la generación de la red eléctrica española», Red Eléctrica. Accedido: 16 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- [36] «Precio Longi Solar Hi-MO 5/550W Panel Solar». Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.todoensolar.com/Longi-Solar-Hi-MO-5/530-550M-Panel-Solar>
- [37] «Precio JA Solar 550W JAM72S30 MR - Mono PERC», Suministros del Sol. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en:

- <https://suministrosdelsol.com/es/paneles-de-505-hasta-700w/1205-panel-solar-jasolar-550w-jam72s30-mr.html>
- [38] «Precio SUNPOWER 500W SPR-P6-500-COM-S-BF», El Almacén Fotovoltaico. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://elalmacenfotovoltaico.com/es/paneles-solares/1050-panel-fotovoltaico-sunpower-500w-spr-p6-500-com-s-bf.html?srsId=AfmBOooK9VPhpMVAX8_1O95qyDrBR4IthvDZ6sJhN9BWHnRgeqQWxnJa
- [39] «Precio Inversores Huawei Technologies SUN2000-XKTL-L1», Suministros del Sol. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://suministrosdelsol.com/es/busqueda?controller=search&s=Huawei+SUN2000+monofasico>
- [40] «Precio SOLARBLOC 34° (Cubiertas y Superficies)», Efecto Solar. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://efectosolar.es/tienda/estructuras/inclinada/solarbloc-34o-cubiertas-y-superficies/>
- [41] «Precio MULTILASTRE 3° - 34° SOLARBLOC». Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.obramat.es/productos/multilastre-hormigon-3-34-solarbloc-25040444.html>
- [42] «Precio SOLARBLOC coplanar 0°», Solar Fácil. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://solar-facil.es/estructuras/solarbloc-coplanar-0o/>
- [43] Solarbloc, *Guía de Montaje de SOPORTE PARA PANELES SOLARES POSICIÓN HORIZONTAL-VERTICAL SOLARBLOC*, (30 de agosto de 2021). Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea Video]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=P715x5oezg4>
- [44] «Precio portafusibles BENY 1000Vdc hasta 30A», Solar Fácil. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://solar-facil.es/protecciones-dc/portafusibles-beny-1000vdc-hasta-30a/>
- [45] «Precio Fusible 20A para Sistemas Solares 10x38 mm», Solar Fácil. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://solar-facil.es/protecciones-dc/fusible-20a-para-sistemas-solares-10x38-mm/>
- [46] «Reglamento electrotécnico para baja tensión BOE-A-2002-18099 Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto». Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-18099>
- [47] «Precio de placas solares y coste de instalación fotovoltaica | SunFields», SunFields | Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en España. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/instalaciones-fotovoltaicas/precio/>
- [48] «Mantenimiento placas solares precio», BLUETTI España. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://es.bluettipower.eu/blogs/base-de-conocimientos/mantenimiento-placas-solares-precio>
- [49] «Ayudas y Subvenciones Placas Solares Madrid: Guía Completa 2025 | SunFields», SunFields | Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en España. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/subvenciones-placas-solares/madrid/>

- [50] I. S.A.U, «Deducción IRPF 2025 por instalar placas solares», Iberdrola. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.es/-/deduccion-irpf-placas-solares>
- [51] «Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.».

Parte II ANEXOS

ANEXO I. SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

Una vez introducido el proyecto, establecidos sus objetivos, y planteados los pasos a seguir, se da comienzo al desarrollo del *Estudio de Viabilidad de una Instalación de Autoconsumo Eléctrico Fotovoltaico*. Para ello, es necesario escoger el emplazamiento sobre el cual se realizará el estudio. Se han barajado tres terrenos ubicados en la localidad de Madrid, de distintos tamaños y características:

1. Chalé particular en Pozuelo de Alarcón, Madrid
2. Colegio Everest, en Pozuelo de Alarcón, Madrid
3. Ático en al Altos de Aravaca, en Moncloa – Aravaca, Madrid

La selección del emplazamiento vendrá marcada por una serie de características, que serán valoradas y comparadas entre las distintas opciones, para así escoger aquel con mayor potencial de viabilidad. Para ello, se estudiarán los datos de irradiancia global anual (GHI) en la ubicación de los emplazamientos, su morfología y la accesibilidad a los datos de consumo eléctrico del emplazamiento.

Dichas variables se puntuarán con valores del 0 al 3, de forma que aquel emplazamiento con mayor puntuación será el escogido para el estudio. Se detallan las puntuaciones en la tabla siguiente:

Tabla 22 Clasificación de Emplazamientos

CARACTERÍSTICA	VARIABLE A MEDIR	PUNTUACIÓN
Recurso Solar	Irradiancia Global GHI (kWh/m² año)	
	V > 1850	3
	1700 < V < 1850	2
	1400 < V < 1700	1
	V < 1400	0
Morfología	Inclinación del Tejado (%)	
	I < 5	3
	5 < I < 10	2
	10 < I < 17	1
	I > 17	0
Consumo Eléctrico	Facilidad de Acceso	
	Disponibles	3
	Parcialmente Disponibles	2
	Solicitud a un Particular	1
	No Disponibles	0

➤ **Recurso Solar - Irradiancia Global GHI (kWh/m² año):**

La irradiancia global es el principal indicador del potencial de generación fotovoltaica de un emplazamiento. Se otorga la máxima puntuación a aquellos con valores superiores a 1850 kWh/m² año, pues permiten obtener altos rendimientos energéticos y mejorar la rentabilidad del sistema. De igual manera, en el caso de que la irradiancia no supere los 1400 kWh/m² año, el aporte solar se considerará escaso y el emplazamiento recibirá una puntuación de 0 sobre 3 en esta característica. Esto se debe a que, para valores tan bajos, la producción eléctrica se verá significativamente reducida, comprometiendo la viabilidad técnica y económica del proyecto.

➤ **Morfología – Inclinación del Tejado (%):**

En cuanto a la morfología, la pendiente de los tejados será más positivamente valorada cuanto menos restrictiva sea para la instalación de los paneles, facilitando así una óptima configuración y orientación de los mismos, de forma que se maximice la captación del recurso solar. Si bien es cierto que pendientes menores al 5% pueden provocar acumulación de suciedad que reduzca la eficiencia del sistema; su

inclinación deberá de estar marcada por los cálculos que se realizarán más adelante, y no por la propia morfología del emplazamiento. Es por esto que los emplazamientos cuyo tejado tenga una inclinación inferior al 5% recibirán la máxima puntuación en esta característica.

➤ **Consumo Eléctrico** – *Facilidad de Acceso a Datos*:

Finalmente, para poder hacer un dimensionado adecuado del sistema de autoconsumo, es imprescindible disponer de datos fiables de consumo eléctrico. La disponibilidad total y directa de los registros permite estimar con precisión la cobertura solar y evitar sobredimensionamientos. Por el contrario, la ausencia de datos o la necesidad de solicitarlos a terceros introduce incertidumbre en el análisis y puede retrasar o dificultar el estudio. Por tanto, y como es evidente, los emplazamientos recibirán una mayor puntuación en la característica de consumo eléctrico cuanto más accesibles y fiables sean sus datos de consumo.

1.1 CHALÉ PARTICULAR EN MONTECLARO

1.1.1 RECURSO SOLAR

Introduciendo los datos de latitud, longitud, y elevación sobre el nivel del mar, en el programa de PVsyst es posible obtener el valor del GHI anual según las bases de Meteonorm, NASA y PVGIS.

Los resultados obtenidos para este primer emplazamiento se resumen en la Tabla 23 GHI Anual Chalé Particular en Monteclaro:

Tabla 23 GHI Anual Chalé Particular en Monteclaro

Chalé Particular Monteclaro	
Latitude	40,4379 °
Longitude	-3,8477 °
Altitude	711 m
Time Zone	0 GMT
Albedo	0,2
GHI Promedio (kWh/m ²)	
Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=7%	1729,9
PVGIS TMY 5.3	1775,7
NASA-SSE 1983-2005	1608,7
GHI PROMEDIO Meteonorm/PVGIS	1752,8

Para la evaluación del recurso solar del emplazamiento, únicamente se hará uso de los valores de radiación global anuales. A la vista de los resultados, es evidente que los valores de GHI proporcionados por la base NASA distan bastante de los obtenidos a través de las bases de Meteonorm y PVGIS. Esto se puede deber a que esta base está fechada entre 1983 y 2005, lo que puede suponer que sus datos no representen con fiabilidad los valores de radiación actuales. Por este motivo, el valor de GHI que se usará para evaluar los emplazamientos será el promediado entre las bases Meteonorm y PVGIS, 1752.8 kWh/m^2 en este caso, lo que daría a esta primera opción una puntuación de $2/3$ en la característica del recurso solar.

1.1.2 MORFOLOGÍA

Por otro lado, la instalación solar en este emplazamiento se llevaría a cabo en el tejado del chalé. Este tejado cuenta con dos “secciones”. El tejado comienza con una pendiente de entorno a unos 10% (sección Azul en Figura 32 Chalé Particular), pero luego toma una inclinación de aproximadamente el doble (sección Verde en la Figura 32 Chalé Particular). Esto supone un gran inconveniente para la instalación de los paneles solares, no solo porque una inclinación tan pronunciada limita de forma considerable el aprovechamiento del recurso solar, sino también porque dificulta la optimización del espacio disponible para los paneles.

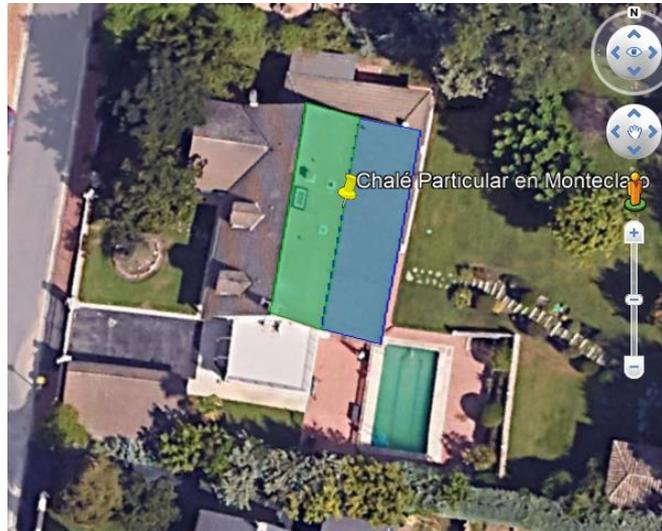


Figura 32 Chalé Particular

Por otro lado, la presencia de árboles en los alrededores del tejado resulta en la proyección de sombras sobre el mismo, en el extremo superior derecho de la sección azul mostrado en la Figura 32. Estas sombras afectan de forma crítica a la producción de energía de los paneles puesto que, por mucho que se optimice la captación del recurso solar, en el caso de que se proyecten sombras sobre la instalación, la producción energética será nula. Por ello, recibe una puntuación de 0 sobre 3 en la característica de morfología.

1.1.3 CONSUMO ELÉCTRICO

Al ser un chalé particular, la obtención de sus datos de consumo eléctrico es relativamente sencilla. Se dispone de los datos de consumo de los últimos años y se podría estudiar la posibilidad de obtener el consumo detallado por horas. Por esto mismo, el chalé particular en Monteclaro recibe una puntuación de 3/3 en el Consumo Eléctrico.

1.2 COLEGIO EVEREST

Ante la complejidad que supone estimar los datos del consumo eléctrico de una urbanización tan heterogénea, se replantea el proyecto con el colegio Everest como objetivo.

1.2.1 RECURSO SOLAR

Nuevamente, al encontrarse en la localidad de Madrid, y relativamente cerca del emplazamiento anterior, se espera que los datos del recurso solar en el colegio no difieran mucho de los obtenidos para las dos opciones anteriores.

Tabla 24 GHI Anual Colegio Everest

Colegio Everest	
Latitude	40,4414 °
Longitude	-3,8463 °
Altitude	711 m
Time Zone	0 GMT
Albedo	0,2
GHI Promedio (kWh/m ²)	
Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=7%	1719,2
PVGIS TMY 5.3	1775,7
NASA-SSE 1983-2005	1608,7
GHI PROMEDIO Meteonorm/PVGIS	1747,45

Como se puede observar en la Tabla 24 GHI Anual Colegio Everest, una vez más, el valor de GHI anual que ofrece la base de datos NASA dista bastante de los obtenidos consultando las bases Meteonorm y PVGIS. Por ello, se procede al cálculo promediado de la radiación anual directa entre estas dos bases (1747,45 kWh/m²). El Colegio Everest, por tanto, se califica con un 2 sobre 3 en la característica del recurso solar.

1.2.2 MORFOLOGÍA

En cuanto a su morfología, este emplazamiento cuenta con bastante superficie sobre la cual levantar la planta de autoconsumo. En la Figura 33 se resaltan en verde dos tejados de aproximadamente 1.700 metros cuadrados de superficie totalmente plana, y con ninguna posibilidad de proyección de sombras. Dicha superficie es más que suficiente para realizar una instalación efectiva que abastezca el consumo del colegio. Recibe una puntuación de 3/3 en este aspecto.



Figura 33 Colegio Everest

1.2.3 CONSUMO ELÉCTRICO

La obtención de los datos de consumo del Colegio Everest recibirá una puntuación de 1/3. Al tener que recurrir a terceros (el propio colegio) para facilitar los datos, se aumenta la incertidumbre del proyecto, que puede retrasar o dificultar el estudio.

1.3 *ÁTICO EN URBANIZACIÓN ALTOS DE ARAVACA*

El tercer y último emplazamiento planteado es un ático en la Urbanización Altos de Aravaca, en Moncloa – Aravaca.

1.3.1 RECURSO SOLAR

Pese a que este último emplazamiento no se encuentra en Monteclaro, como las otras opciones, sigue encontrándose en la localidad de Madrid. Esto lleva, una vez más, a esperar unos datos de recurso solar relativamente similares a los ya vistos:

Tabla 25 GHI Anual Ático en Altos de Aravaca

Ático en Altos de Aravaca	
Latitud	40,4484 °
Longitud	-3,7811 °
Altitud	711 m
Zona Horaria	0 GMT
Albedo	0,2
GHI Promedio (kWh/m²)	
Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=7%	1729,8
PVGIS TMY 5.3	1785,7
NASA-SSE 1983-2005	1608,7
GHI PROMEDIO Meteonorm/PVGIS	1757,75

Se vuelve a descartar los valores de GHI prestados por la base NASA, debida su notable diferencia con los otros obtenidos, y se calcula el valor de GHI anual promedio entre los ofrecidos por Meteonorm y PVGIS. El chalé particular en la urbanización Altos de Aravaca también recibe una puntuación de 2/3 en la característica del recurso solar.

1.3.2 MORFOLOGÍA

Al ser un ático, el piso (bordeado en azul) cuenta con una superficie de tejado plano (bordeada en rojo) de alrededor de 56 metros cuadrados sobre el cual se podría realizar la instalación de la planta de autoconsumo. Como se aprecia en la Figura 34 Ático Particular en Altos de Aravaca, el tejado estaría dividido en una superficie cuadrada principal de alrededor de 45 m², y cuenta con un tejado anexo más restrictivo de 21 m² aproximadamente.

Los alrededores del tejado (resaltado en rojo) están bastante despejados y, como se encuentra en un quinto piso, no hay ninguna proyección de sombras que pueda comprometer la eficiencia de la planta. Por este motivo, el ático particular en Aravaca recibe una puntuación de 3/3 en la característica de morfología.



Figura 34 Ático Particular en Altos de Aravaca

1.3.3 CONSUMO ELÉCTRICO

Así como con el primer emplazamiento estudiado, los datos de consumo eléctrico de este último emplazamiento están disponibles de forma directa y fiable, pues pueden ser obtenidos tanto de las facturas de electricidad, como de los datos del surtidor. Así pues, recibe una puntuación de 3/3 en esta característica también.

1.4 CONCLUSIÓN

Hecho el primer estudio general de los distintos emplazamientos objetivo, se procede a la evaluación de los resultados para concluir cuál será escogido para realizar el proyecto.

A fin de facilitar la comprensión de los resultados, se han recogido las puntuaciones de todas las características para cada uno de los emplazamientos estudiados en las siguientes tablas:

Tabla 26 Puntuación de Selección de Emplazamiento

Chalé Particular en Urbanización Monteclaro	
Recurso Solar	2
Morfología	0
Consumo Eléctrico	3
TOTAL	5

Ático Particular en Urbanización Los Altos de Aravaca	
Recurso Solar	2
Morfología	3
Consumo Eléctrico	3
TOTAL	8

Colegio Everest	
Recurso Solar	2
Morfología	3
Consumo Eléctrico	1
TOTAL	6

TOTALES	
Chalé Monteclaro	5
Colegio Everest	6
Chalé Aravaca	8

Como era de esperar, al encontrarse relativamente cerca unas de otras, las tres opciones han recibido la misma puntuación en la categoría de recurso solar. Una irradiancia global en torno a 1760 kWh/m², aunque no supera los 1850 kWh/m² establecidos para recibir la máxima puntuación, sigue siendo muy favorable para el aprovechamiento fotovoltaico, ya que garantiza una producción energética sólida y constante a lo largo del año. En regiones como Madrid, donde se ubican los emplazamientos estudiados, este nivel de irradiancia se considera óptimo para el desarrollo de instalaciones de autoconsumo, asegurando una buena rentabilidad del sistema.

Pese a disponer de los datos de consumo eléctrico del chalé particular en Monteclaro de forma directa, la morfología del tejado sobre el que se levantaría la instalación dificulta considerablemente la optimización del recurso solar, comprometiendo la viabilidad del proyecto. Esto es suficiente para hacer que este emplazamiento reciba una puntuación total de 5/9.

Por otro lado, el Colegio Everest recibe una puntuación de 6/9 precisamente por todo lo contrario. La gran superficie de tejado plano y accesible de la que dispone este emplazamiento es su principal activo. Sin embargo, el no disponer de sus datos de consumo es suficiente para colocar este emplazamiento en el segundo puesto. Su obtención supone un

mayor esfuerzo sin garantías, una menor fiabilidad y, al aumentar la cadena de comunicación, dificulta la capacidad de reacción y rectificación ante posibles errores o cuestiones.

Por tanto, el emplazamiento seleccionado será el ático en Los Altos de Aravaca. Con la misma puntuación en el recurso solar que los otros dos emplazamientos, éste último iguala en puntuación en la característica de consumo eléctrico al chalé particular en Monteclaro, y al Colegio Everest en morfología; obteniendo así un 8/9.

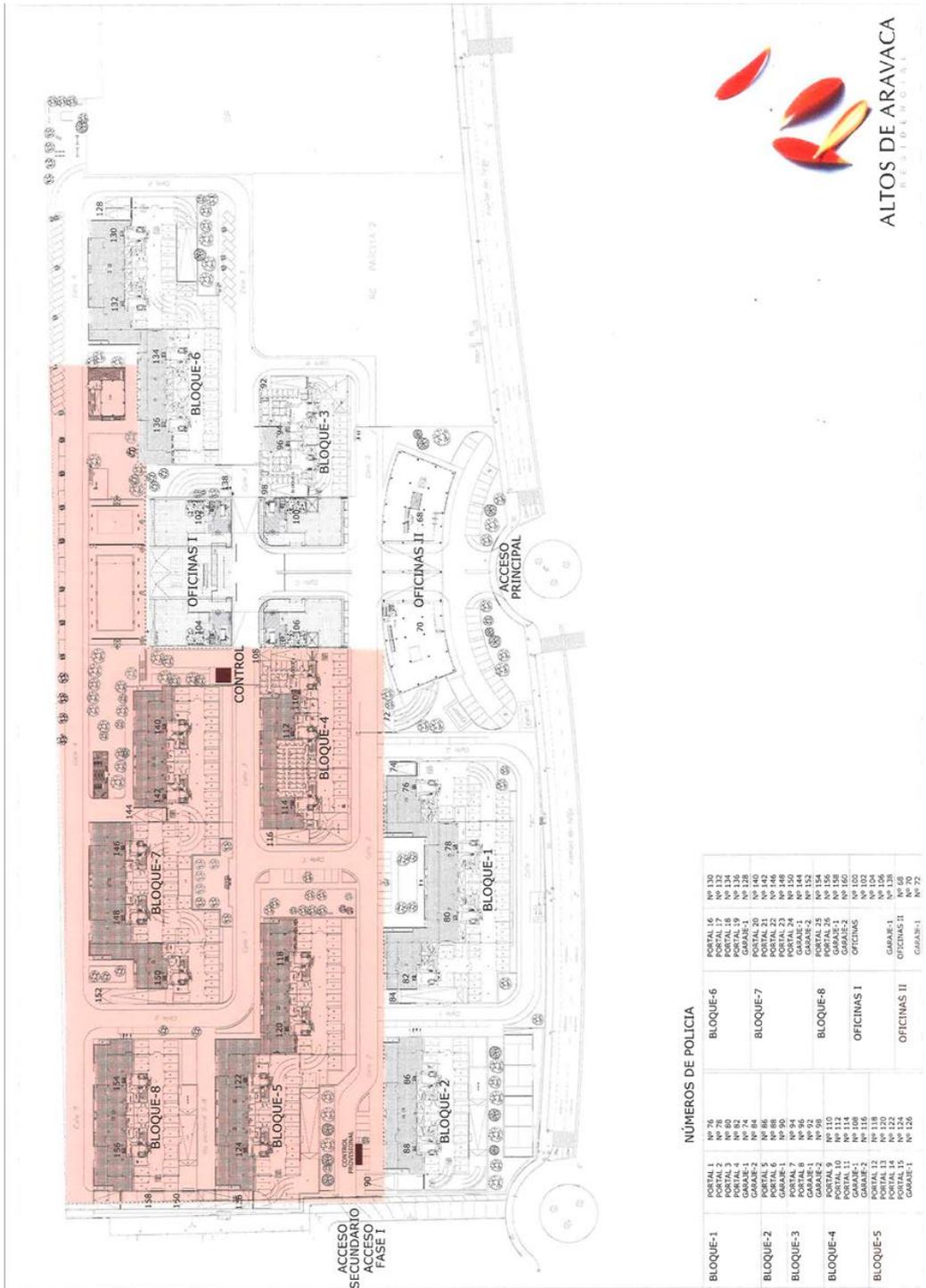
1.5 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL EMPLAZAMIENTO

La urbanización, cuyo plano se detalla en ANEXO II. Plano Urb. Altos de Aravaca, fue construida en el año 2013 y está formada por un total de 8 bloques de viviendas, dos bloques de oficinas, y 15 garajes. Cada bloque tiene de 2 a 5 portales; cada portal, un total de 5 pisos; y, a su vez, cada piso tiene 2 o 4 viviendas.

El ático estudiado se encuentra en el portal 148, del bloque 7. Como se ha mostrado al lector en Figura 34 Ático Particular en Altos de Aravaca, dispone de un tejado plano principal de 45 m² para realizar la instalación y de otro tejado plano secundario de 21 m² en el que sería posible instalar un mayor número de módulos fotovoltaicos si fuera necesario.

Como ya se ha comentado, al estar en un quinto piso, la totalidad de la superficie del tejado está libre de cualquier proyección de sombras. Además, el tejado es completamente plano, lo que facilitaría la instalación de los paneles y favorece la captación del recurso solar a través del uso de seguidores solares.

ANEXO II. PLANO URB. ALTOS DE ARAVACA



ANEXO III. ANÁLISIS DEL CONSUMO DETALLADO

En este anexo se detalla el proceso seguido para obtener el año de consumo promedio estimado a través de los datos disponibles.

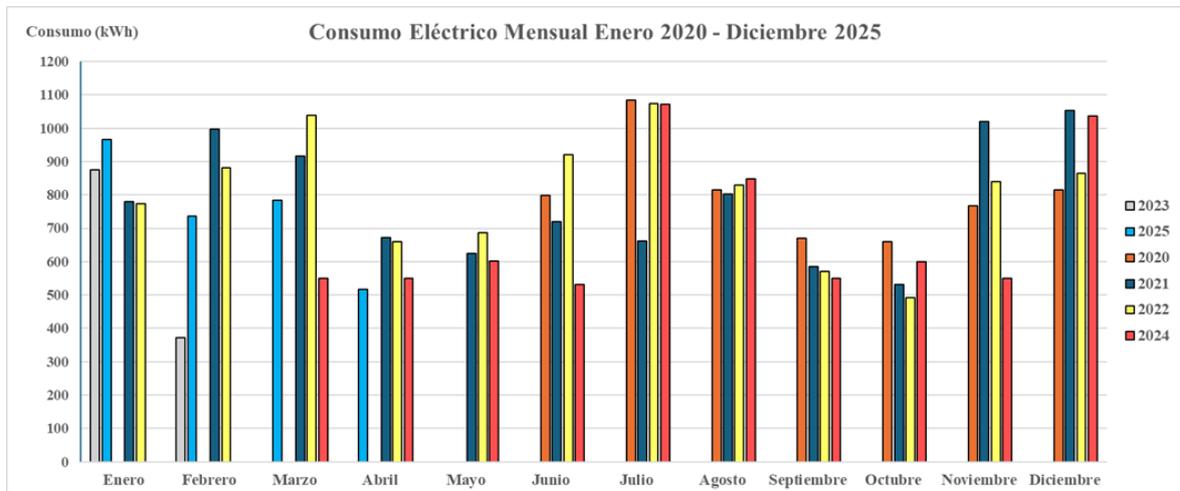


Gráfico 17 Consumo Eléctrico Mensual Enero 2020 - Diciembre 2025

Tabla 27 Consumo Eléctrico Mensual 2020 - 2025

CONSUMO ELÉCTRICO MENSUAL 2020 - 2025					
2020		2021		2022	
MES	Consumo (kWh)	MES	Consumo (kWh)	MES	Consumo (kWh)
Enero	-	Enero	779	Enero	774
Febrero	-	Febrero	997	Febrero	882
Marzo	-	Marzo	917	Marzo	1.038
Abril	-	Abril	672	Abril	660
Mayo	-	Mayo	624	Mayo	686
Junio	798	Junio	719	Junio	921
Julio	1.084	Julio	661	Julio	1.074
Agosto	814	Agosto	802	Agosto	829
Septiembre	671	Septiembre	586	Septiembre	571
Octubre	659	Octubre	531	Octubre	493
Noviembre	768	Noviembre	1.019	Noviembre	839
Diciembre	814	Diciembre	1.053	Diciembre	865
TOTAL	5.608	TOTAL	9.360	TOTAL	9.632
2023		2024		2025	
MES	Consumo (kWh)	MES	Consumo (kWh)	MES	Consumo (kWh)
Enero	875	Enero	-	Enero	967
Febrero	373	Febrero	-	Febrero	737
Marzo	-	Marzo	549	Marzo	783
Abril	-	Abril	551	Abril	516
Mayo	-	Mayo	601	Mayo	-
Junio	-	Junio	531	Junio	-
Julio	-	Julio	1.072	Julio	-
Agosto	-	Agosto	849	Agosto	-
Septiembre	-	Septiembre	551	Septiembre	-
Octubre	-	Octubre	600	Octubre	-
Noviembre	-	Noviembre	549	Noviembre	-
Diciembre	-	Diciembre	1.036	Diciembre	-
TOTAL	1.248	TOTAL	6.889	TOTAL	3.003

1.1 FILTRADO DE LOS DATOS

Pese a que se puede apreciar cierta tendencia en el consumo a lo largo del año, los datos de la muestra son notablemente heterogéneos entre sí, tanto a lo largo de los meses, como a lo largo de los años. Tal dispersión de los datos puede ser atribuible a errores en la toma de

medidas o situaciones puntuales en el año del consumo que hicieron que éste fuese excesivamente alto o bajo. Un claro ejemplo de esto es la medida de junio 2021: en los años 2020, 2022, y 2024, el consumo eléctrico fue de en torno a 1070 kW/h, mientras que en 2021 se registra un consumo de apenas 650 kW/h. Ciertamente es que, al ser un mes de verano, lo más probable sea que la bajada en el consumo de ese año se deba a que los propietarios del piso se marcharan de vacaciones, pausando o reduciendo el consumo eléctrico en el emplazamiento. Sin embargo, el objetivo del estudio energético es obtener un año de consumo modelo estimado, cuyos valores se aproximen de la forma más fiable posible a la realidad. Por ello, no sería válido excluir este valor únicamente basándose en la suposición de que, ese mes, el emplazamiento no tuvo un consumo eléctrico regular, sin tener prueba de ello.

Es por esto que se realizará un análisis de los datos, con el objetivo de determinar qué meses presentan un consumo eléctrico excesivamente elevado o bajo en función del resto de datos registrados, y poder así obtener una muestra filtrada más fiable con una variación menor.

En primer lugar, se ha calculado el consumo promedio mensual y la desviación típica de los datos registrados para cada mes. Hecho esto, resulta ahora evidente que la muestra no es fiable pues, como se puede comprobar en la Tabla 4, en meses como febrero, marzo, o julio, la desviación típica es de aproximadamente un 30% del promedio calculado.

Tabla 28 Consumo Eléctrico Promedio y Desviación Típica

PROMEDIO (kW/h)		DESV. TÍPICA (kW/h)	
Enero	848,75	Enero	91,515
Febrero	747,25	Febrero	271,232
Marzo	821,75	Marzo	209,548
Abril	599,75	Abril	77,976
Mayo	637,00	Mayo	43,966
Junio	742,25	Junio	163,531
Julio	972,75	Julio	207,900
Agosto	823,50	Agosto	20,273
Septiembre	594,75	Septiembre	52,817
Octubre	570,75	Octubre	73,640
Noviembre	793,75	Noviembre	194,380
Diciembre	942,00	Diciembre	120,374

Con estas dos medidas, se determinará qué valores se considerarán “excepcionales” y serán, por tanto, eliminados de la muestra.

La medida que se usará para identificar estos valores será el número (n) de desviaciones típicas a las que se encuentra cada medida del valor promedio obtenido, cuyo valor se obtiene sustituyendo los valores del promedio (μ), desviación típica (σ), y del consumo eléctrico (C), correspondientes a cada mes en la Ecuación 1.

$$n = \frac{(C - \mu)}{\sigma}$$

Ecuación 3 Número (n) de desviaciones típicas que se aleja el consumo del promedio mensual

1.1.1 SELECCIÓN DEL VALOR DE FILTRADO N

Haciendo uso de la propia definición de *desviación típica*: *la medida estadística que indica cuánto se desvían los valores de un conjunto de datos de su media*, se eliminarán de la muestra aquellos valores que se encuentren a un número determinado N de desviaciones típicas de la media. Cuanto mayor sea el número N , menor será el filtrado de los datos y, por el contrario, a menor valor del número N , mayor será el filtrado aplicado.

No existe una fórmula exacta que facilite la determinación de dicho número, pues depende del objetivo del estudio, de cuántos datos se disponga y de cómo de estricto se pretenda hacer el filtrado de los datos.

1.1.1.1 Filtro $N=1$

Primeramente, se optó por establecer un valor $N=1$. Esto quiere decir que se identificará qué valores son, al menos, una desviación típica superiores o inferiores al promedio, y se eliminarán de la muestra.

Sin embargo, al calcular estos valores, se observa que la variabilidad de los valores de la muestra es tal que gran parte de los datos se encuentran a más de $N=1$ desviaciones típicas del promedio.

Tabla 29 Valores de consumo que se encuentran a $N=1$ desviaciones típicas de la media

NÚMERO DE DESVIACIONES TÍPICAS (n) A LAS QUE SE ENCUENTRA CADA VALOR DE LA MEDIA					
Nº D.Típ 2020		Nº D.Típ 2021		Nº D.Típ 2022	
Enero	-	Enero	-0,76217	Enero	-0,81681
Febrero	-	Febrero	0,92080	Febrero	0,49681
Marzo	-	Marzo	0,45455	Marzo	1,03198
Abril	-	Abril	0,92657	Abril	0,77267
Mayo	-	Mayo	-0,29568	Mayo	1,11450
Junio	0,34091	Junio	-0,14218	Junio	1,09307
Julio	0,53511	Julio	-1,49952	Julio	0,48701
Agosto	-0,46860	Agosto	-1,06052	Agosto	0,27129
Septiembre	1,44368	Septiembre	-0,16567	Septiembre	-0,44967
Octubre	1,19839	Octubre	-0,53978	Octubre	-1,05581
Noviembre	-0,13247	Noviembre	1,15881	Noviembre	0,23279
Diciembre	-1,06335	Diciembre	0,92212	Diciembre	-0,63967
Nº D.Típ 2023		Nº D.Típ 2024		Nº D.Típ 2025	
Enero	0,2868396	Enero	-	Enero	1,29214
Febrero	-1,379814	Febrero	-	Febrero	-0,03779
Marzo	-	Marzo	-1,30161	Marzo	-0,18492
Abril	-	Abril	-0,62519	Abril	-1,07405
Mayo	-	Mayo	-0,81882	Mayo	-
Junio	-	Junio	-1,29181	Junio	-
Julio	-	Julio	0,47739	Julio	-
Agosto	-	Agosto	1,25782	Agosto	-
Septiembre	-	Septiembre	-0,82834	Septiembre	-
Octubre	-	Octubre	0,39720	Octubre	-
Noviembre	-	Noviembre	-1,25913	Noviembre	-
Diciembre	-	Diciembre	0,78090	Diciembre	-

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se resaltan en rojo aquellos meses cuyo consumo fue, al menos, $N=1$ desviaciones típicas superior al promedio, y en amarillo los que fueron inferiores. En caso de tomar como válido este valor de filtro $N=1$, se eliminarían de la muestra 17 de los 47 valores con los que se cuenta para el estudio (aproximadamente un 36% de los datos). Por tanto, y a la vista de los resultados, se llega a la conclusión de que se debe realizar un filtrado más estricto, que excluya únicamente las medidas que verdaderamente sean extraordinarias en comparación con el resto.

1.1.1.2 Filtro $N=1,2$

Para orientar el nuevo valor de filtro a escoger, se recuadran los dos valores más alejados tanto por encima, como por debajo del promedio, de entre toda la muestra. Septiembre 2020 y julio 2021 se encuentran a aproximadamente 1,5 desviaciones típicas del promedio de su mes. Por tanto, el valor del nuevo filtro N deberá estar entre el ya descartado $N=1$ y el máximo de la muestra $N=1,5$.

Se escoge como nuevo valor de filtrado $N=1,2$:

Tabla 30 Valores de consumo que se encuentran a $N=1,2$ desviaciones típicas de la media

NÚMERO DE DESVIACIONES TÍPICAS (n) A LAS QUE SE ENCUENTRA CADA VALOR DE LA MEDIA $N=1,2$					
Nº D.Típ 2020		Nº D.Típ 2021		Nº D.Típ 2022	
Enero	-	Enero	-0,76217	Enero	-0,81681
Febrero	-	Febrero	0,92080	Febrero	0,49681
Marzo	-	Marzo	0,45455	Marzo	1,03198
Abril	-	Abril	0,92657	Abril	0,77267
Mayo	-	Mayo	-0,29568	Mayo	1,11450
Junio	0,34091	Junio	-0,14218	Junio	1,09307
Julio	0,53511	Julio	-1,49952	Julio	0,48701
Agosto	-0,46860	Agosto	-1,06052	Agosto	0,27129
Septiembre	1,44368	Septiembre	-0,16567	Septiembre	-0,44967
Octubre	1,19839	Octubre	-0,53978	Octubre	-1,05581
Noviembre	-0,13247	Noviembre	1,15881	Noviembre	0,23279
Diciembre	-1,06335	Diciembre	0,92212	Diciembre	-0,63967
Nº D.Típ 2023		Nº D.Típ 2024		Nº D.Típ 2025	
Enero	0,2868396	Enero	-	Enero	1,29214
Febrero	-1,379814	Febrero	-	Febrero	-0,03779
Marzo	-	Marzo	-1,30161	Marzo	-0,18492
Abril	-	Abril	-0,62519	Abril	-1,07405
Mayo	-	Mayo	-0,81882	Mayo	-
Junio	-	Junio	-1,29181	Junio	-
Julio	-	Julio	0,47739	Julio	-
Agosto	-	Agosto	1,25782	Agosto	-
Septiembre	-	Septiembre	-0,82834	Septiembre	-
Octubre	-	Octubre	0,39720	Octubre	-
Noviembre	-	Noviembre	-1,25913	Noviembre	-
Diciembre	-	Diciembre	0,78090	Diciembre	-

Aplicando este valor de filtrado, se eliminarían 8 valores que se encuentran a más de 1,2 desviaciones típicas del promedio. Este valor parece ser más adecuado, pero al

observar qué datos son los que han sido resaltados y volver al

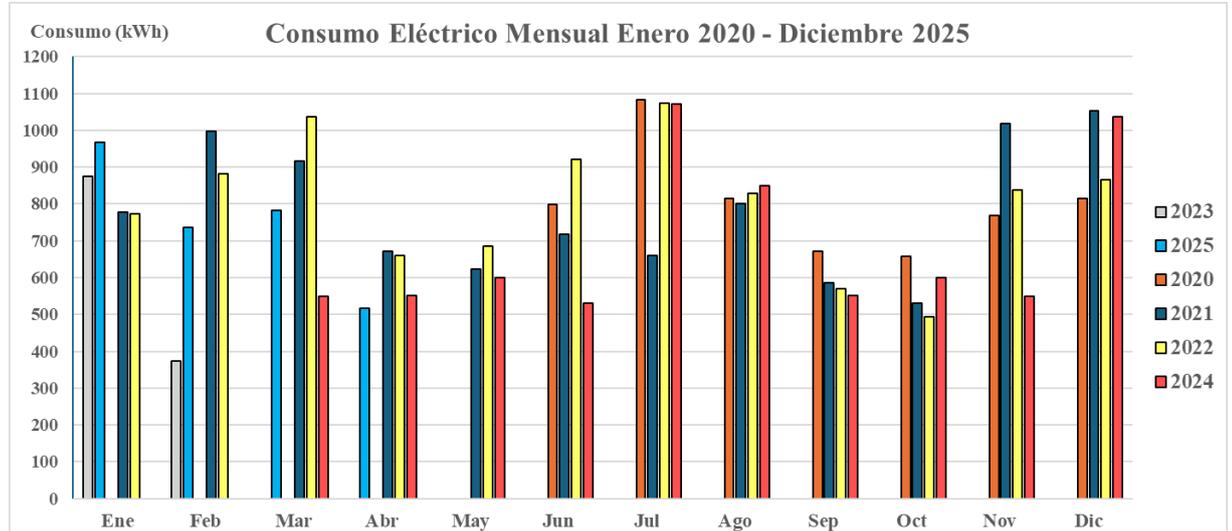


Gráfico 1 Datos Brutos Iniciales de Consumo Eléctrico Mensual Enero 2020 - Diciembre 2025

Como para los años 2023 y 2025 únicamente se dispone de los datos de consumo de los primeros meses del año, se ha optado por no ordenar las barras del Gráfico 1 de forma cronológica. De esta manera, los datos de cada mes quedan más compactos y diferenciados entre sí, evitando confusiones al lector.

, llama la atención que se vayan a eliminar registros de los meses de agosto y septiembre, pues apenas existe variación en sus medidas. El método aplicado para el filtrado de la muestra no es adecuado.

1.1.2 COEFICIENTE DE VARIACIÓN

El problema de la medida que se está usando para determinar los valores extremos (la desviación típica), es que éste es un valor relativo a los datos de la muestra. Esto quiere decir que, si los datos están muy agrupados desde el inicio, la desviación típica de la muestra será baja y una ligera variación en uno de los datos, por mínima que sea, puede hacer que éste se encuentre a varias desviaciones típicas del promedio. Se explica así el motivo detrás de que,

por ejemplo, el consumo de agosto 2024 de 849 kW/h, sea excluido por el filtro $N=1,2$, cuando los valores de los años 2020, 2021 y 2022 son de 814 kW/h, 802 kW/h, y 829 kW/h, respectivamente.

Hecha esta reflexión, se busca la forma de identificar qué meses deben ser objeto de estudio para descartar medidas. La solución a este problema es obtener el Coeficiente de Variación (CV) de los datos de consumo de cada mes a lo largo de los años. Para ello, se introducen los valores de la desviación típica y el promedio en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

$$CV = \frac{\sigma}{\mu}$$

Ecuación 4 Coeficiente de Variación

El coeficiente de variación indica la dispersión o variabilidad relativa de un conjunto de datos en relación con su media. Se considerará como alto un coeficiente de variación superior a $CV=20\%$. Como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**, los meses de enero, agosto y septiembre no presentan variabilidad suficiente como para descartar ninguna de sus medidas, contrario a lo indicado por la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla 31 Coeficiente de Variación

COEFICIENTE DE VARIACIÓN	
Enero	11%
Febrero	36%
Marzo	26%
Abril	13%
Mayo	7%
Junio	22%
Julio	21%
Agosto	2%
Septiembre	9%
Octubre	13%
Noviembre	24%
Diciembre	13%

1.2 ANÁLISIS DEL FILTRADO

Recogiendo todos los resultados del filtrado de los datos de consumo eléctrico de los que se disponía, se llega a la conclusión de que se deben de eliminar los valores de julio 2021, febrero 2023 y marzo, junio, y noviembre 2024. Los datos filtrados quedan de la siguiente manera:

Tabla 32 Valores de Consumo Eléctrico Revisados para N=1,2 y CV >20%

VALORES DE CONSUMO REVISADOS ($\epsilon \pm 1,2\sigma$, CV>20%)					
2020		2021		2022	
MES	Consumo (kWh)	MES	Consumo (kWh)	MES	Consumo (kWh)
Enero	-	Enero	779	Enero	774
Febrero	-	Febrero	997	Febrero	882
Marzo	-	Marzo	917	Marzo	1038
Abril	-	Abril	672	Abril	660
Mayo	-	Mayo	624	Mayo	686
Junio	798	Junio	719	Junio	921
Julio	1.084	Julio	661	Julio	1.074
Agosto	814	Agosto	802	Agosto	829
Septiembre	671	Septiembre	586	Septiembre	571
Octubre	659	Octubre	531	Octubre	493
Noviembre	768	Noviembre	1019	Noviembre	839
Diciembre	814	Diciembre	1053	Diciembre	865
2023		2024		2025	
MES	Consumo (kWh)	MES	Consumo (kWh)	MES	Consumo (kWh)
Enero	875	Enero	-	Enero	967
Febrero	373	Febrero	-	Febrero	737
Marzo	-	Marzo	549	Marzo	783
Abril	-	Abril	551	Abril	516
Mayo	-	Mayo	601	Mayo	-
Junio	-	Junio	531	Junio	-
Julio	-	Julio	1.072	Julio	-
Agosto	-	Agosto	849	Agosto	-
Septiembre	-	Septiembre	551	Septiembre	-
Octubre	-	Octubre	600	Octubre	-
Noviembre	-	Noviembre	549	Noviembre	-
Diciembre	-	Diciembre	1036	Diciembre	-

A continuación, se analizará si el filtrado escogido es adecuado. Para ello, se comparan los nuevos valores de promedio y desviación típica, y se comparan con los anteriores. Como se puede comprobar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, al eliminar los datos extremos marcados por el filtro, tanto el promedio, como la desviación típica y el coeficiente de variación se han visto notablemente modificados.

Al encontrarse todos los valores filtrados a más de 1,2 desviaciones típicas en sentido negativo, los nuevos valores de promedio se han visto aumentados. En cambio, al haber reducido la dispersión de los datos, tanto la desviación típica como el coeficiente de

variación se han reducido. Cabe destacar la influencia que tiene haber eliminado las medidas extremas de la muestra sobre las desviaciones típicas: una reducción de desde un 33% en noviembre 2024, hasta un 97% en el mes de julio 2021.

Tabla 33 Resumen Análisis Consumo Eléctrico

DATOS ORIGINALES

PROMEDIO (kWh)	DES. TÍPICA (kWh)	COEF. VARIACIÓN		
Enero	848,75	91,515	Enero	10,8%
Febrero	747,25	271,232	Febrero	36,3%
Marzo	821,75	209,548	Marzo	25,5%
Abril	599,75	77,976	Abril	13,0%
Mayo	637,00	43,966	Mayo	6,9%
Junio	742,25	163,531	Junio	22,0%
Julio	972,75	207,900	Julio	21,4%
Agosto	823,50	20,273	Agosto	2,5%
Septiembre	594,75	52,817	Septiembre	8,9%
Octubre	570,75	73,640	Octubre	12,9%
Noviembre	793,75	194,380	Noviembre	24,5%
Diciembre	942,00	120,374	Diciembre	12,8%
TOTAL	9.094,25			

ANÁLISIS DE RESULTADOS

% CAMBIO PROMEDIO	
Febrero	17%
Marzo	11%
Junio	9%
Julio	11%
Noviembre	10%

DATOS REVISADOS

PROMEDIO REV (kWh/mes)	DES. TÍPICA REV (kWh/mes)	COEF. VARIACIÓN REV		
Enero	848,75	91,51	Enero	10,8%
Febrero	872,00	130,29	Febrero	14,9%
Marzo	912,67	127,56	Marzo	14,0%
Abril	599,75	77,98	Abril	13,0%
Mayo	637,00	43,97	Mayo	6,9%
Junio	812,67	101,80	Junio	12,5%
Julio	1.076,67	6,43	Julio	0,6%
Agosto	823,50	20,27	Agosto	2,5%
Septiembre	594,75	52,82	Septiembre	8,9%
Octubre	570,75	73,64	Octubre	12,9%
Noviembre	875,33	129,38	Noviembre	14,8%
Diciembre	942,00	120,37	Diciembre	12,8%
TOTAL	9.565,83			

% CAMBIO DESV.	
Febrero	-52%
Marzo	-39%
Junio	-38%
Julio	-97%
Noviembre	-33%

CAMBIO COEF. VAR	
Febrero	-21,4%
Marzo	-11,5%
Junio	-9,5%
Julio	-20,8%
Noviembre	-9,7%

En el caso de que, en alguno de los meses, más de una medida se hubiera encontrado a más de N=1,2 desviaciones típicas del promedio, la forma de proceder hubiera sido eliminar únicamente el valor con mayor desviación de la media, no todos. Al eliminar el valor más extremo, el promedio se desplazaría a una posición más “favorable” para el resto de los valores, de forma que su nueva desviación se vería reducida, y consecuentemente reduciendo el coeficiente de variación de las medidas de ese mes. Este proceso se debería de repetir

tantas veces como fuera necesario, hasta que el coeficiente de variación de todos los meses fuese inferior a $CV = 20\%$.

Finalmente, tras realizar el análisis de los datos de consumo del emplazamiento seleccionado, se obtiene un consumo anual total estimado de 9.565,83 kWh, detallado el siguiente Gráfico 18 Consumo Eléctrico Mensual Promedio Revisado:

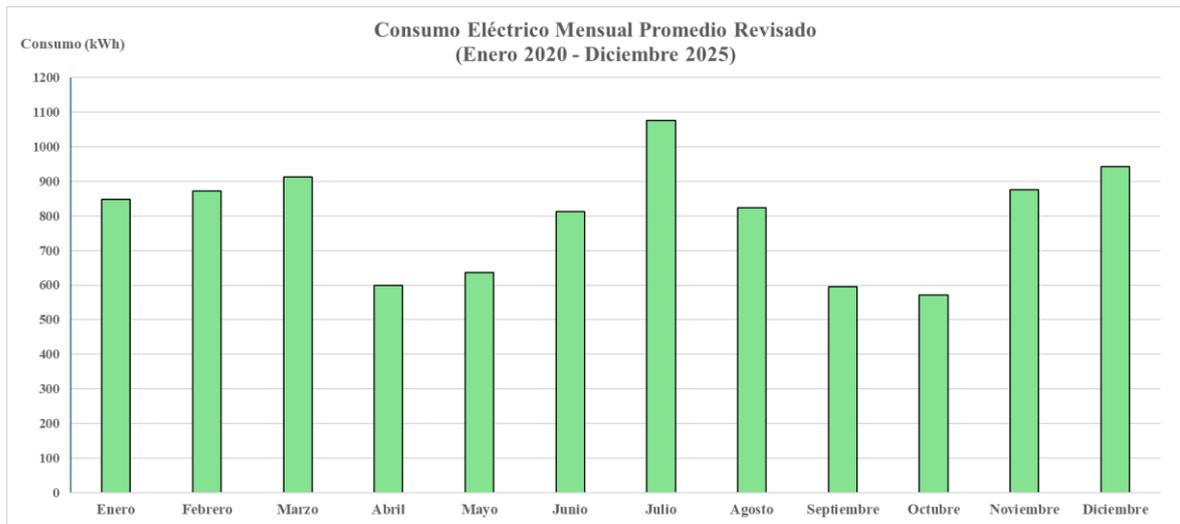


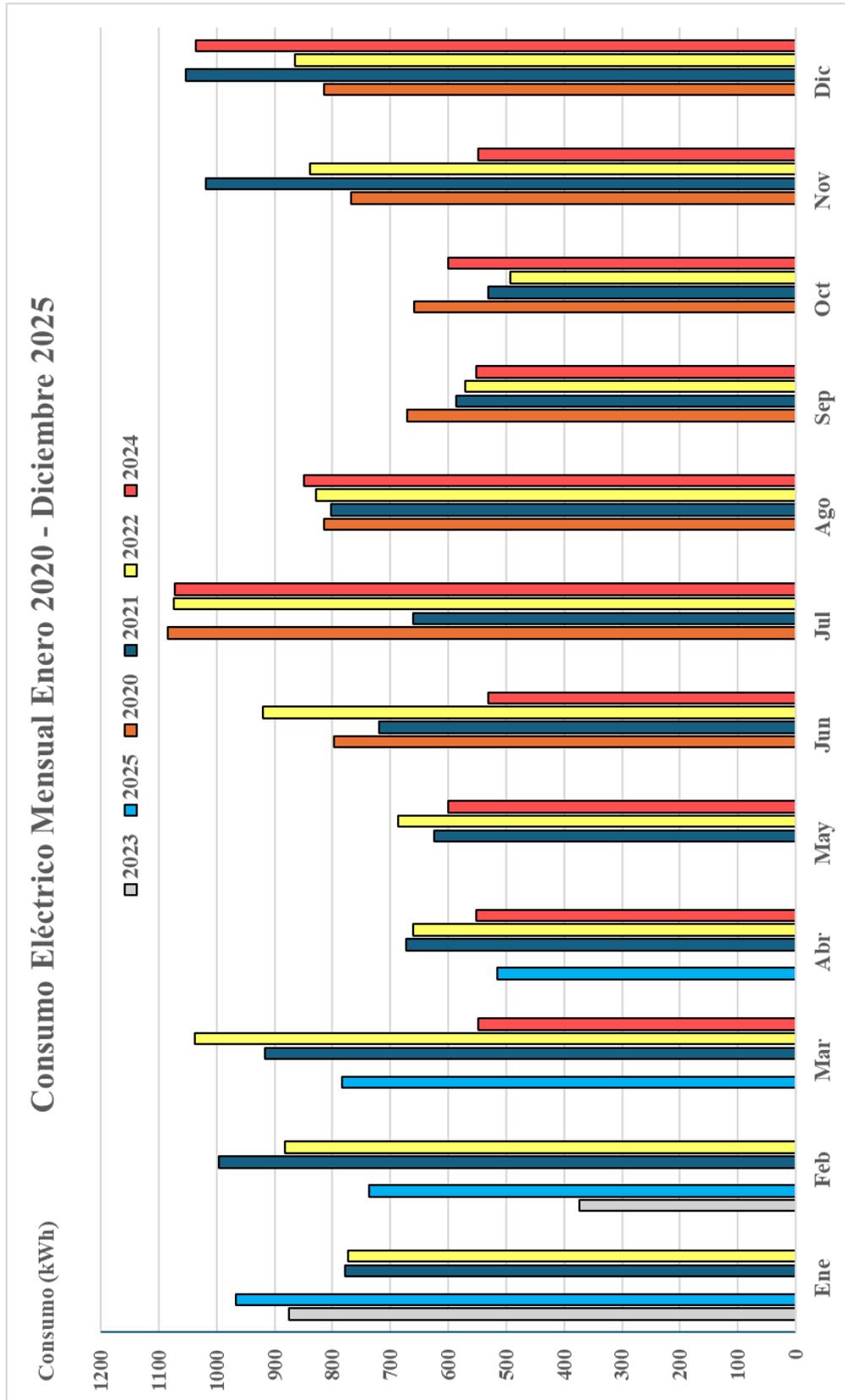
Gráfico 18 Consumo Eléctrico Mensual Promedio Revisado

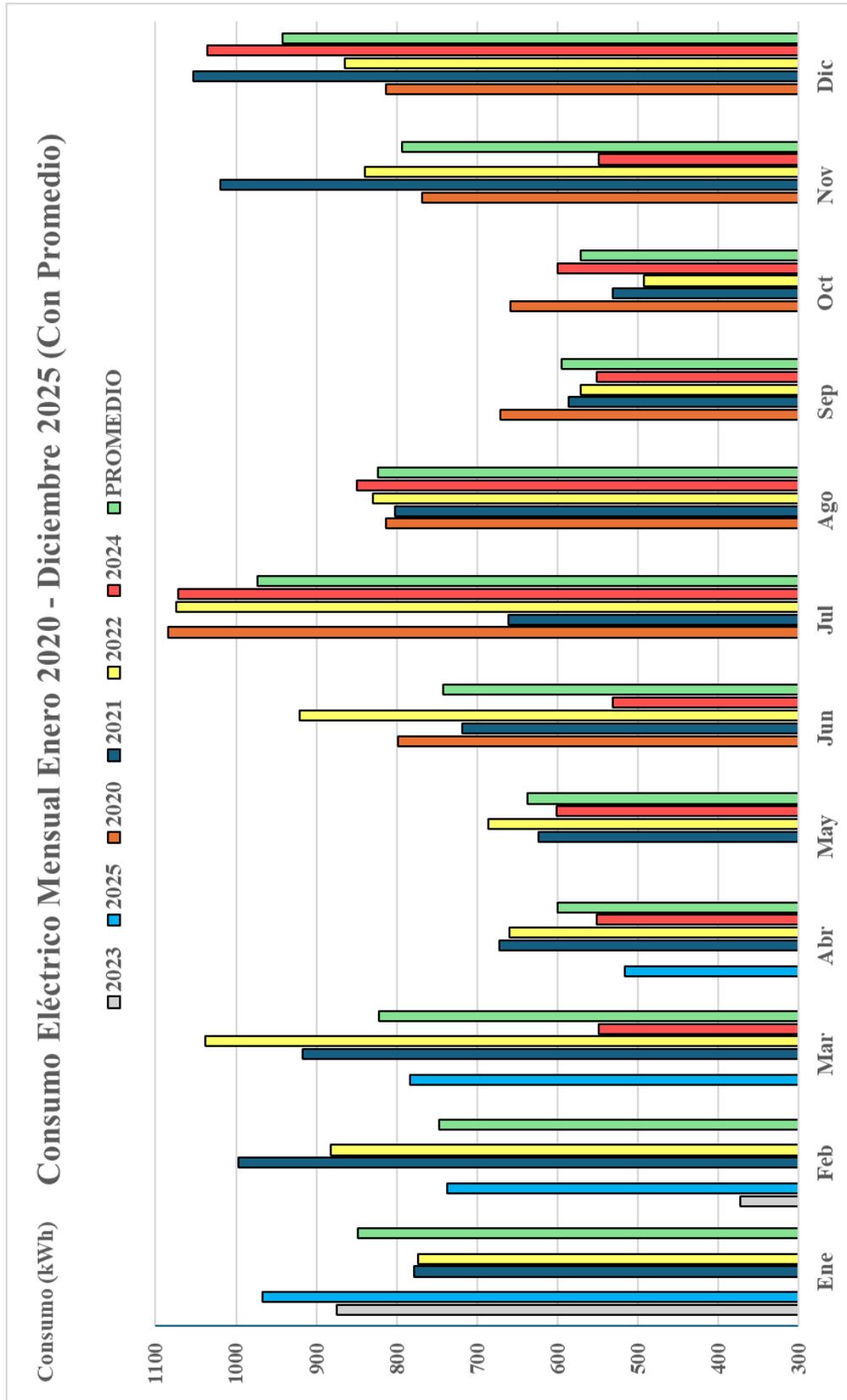
RAW DATA

CONSUMO ELÉCTRICO MENSUAL 2020 - 2025

2020		2021		2022		PROMEDIO	
MES	Cons (kWh)	MES	Cons (kWh)	MES	Cons (kWh)	MES	Cons (kWh)
Ene	-	Ene	779,00	Ene	774	Ene	848,75
Feb	-	Feb	997	Feb	882	Feb	747,25
Mar	-	Mar	917	Mar	1038	Mar	821,75
Abr	-	Abr	672	Abr	660	Abr	599,75
May	-	May	624	May	686	May	637,00
Jun	798	Jun	719	Jun	921	Jun	742,25
Jul	1084	Jul	661	Jul	1074	Jul	972,75
Ago	814	Ago	802	Ago	829	Ago	823,50
Sep	671	Sep	586	Sep	571	Sep	594,75
Oct	659	Oct	531	Oct	493	Oct	570,75
Nov	768	Nov	1019	Nov	839	Nov	793,75
Dic	814	Dic	1053	Dic	865	Dic	942,00

2023		2024		2025		DES. TÍPICA (kW/h)	
MES	Cons (kWh)	MES	Cons (kWh)	MES	Cons (kWh)		
Ene	875	Ene	-	Ene	967	Ene	91,515
Feb	373	Feb	-	Feb	737	Feb	271,232
Mar	-	Mar	549	Mar	783	Mar	209,548
Abr	-	Abr	551	Abr	516	Abr	77,976
May	-	May	601	May	-	May	43,966
Jun	-	Jun	531	Jun	-	Jun	163,531
Jul	-	Jul	1072	Jul	-	Jul	207,900
Ago	-	Ago	849	Ago	-	Ago	20,273
Sep	-	Sep	551	Sep	-	Sep	52,817
Oct	-	Oct	600	Oct	-	Oct	73,640
Nov	-	Nov	549	Nov	-	Nov	194,380
Dic	-	Dic	1036	Dic	-	Dic	120,374





TRATADO DE LOS DATOS

NÚMERO DE DESVIACIONES TÍPICAS (n) A LAS QUE SE ENCUENTRA CADA VALOR DE LA MEDIA N=1					
Nº D.Típ 2020		Nº D.Típ 2021		Nº D.Típ 2022	
Ene	-	Ene	-0,76217	Ene	-0,81681
Feb	-	Feb	0,92080	Feb	0,49681
Mar	-	Mar	0,45455	Mar	1,03198
Abr	-	Abr	0,92657	Abr	0,77267
May	-	May	-0,29568	May	1,11450
Jun	0,34091	Jun	-0,14218	Jun	1,09307
Jul	0,53511	Jul	-1,49952	Jul	0,48701
Ago	-0,46860	Ago	-1,06052	Ago	0,27129
Sep	1,44368	Sep	-0,16567	Sep	-0,44967
Oct	1,19839	Oct	-0,53978	Oct	-1,05581
Nov	-0,13247	Nov	1,15881	Nov	0,23279
Dic	-1,06335	Dic	0,92212	Dic	-0,63967
Nº D.Típ 2023		Nº D.Típ 2024		Nº D.Típ 2025	
Ene	0,28683957	Ene	-	Ene	1,29214
Feb	-1,379814	Feb	-	Feb	-0,03779
Mar	-	Mar	-1,30161	Mar	-0,18492
Abr	-	Abr	-0,62519	Abr	-1,07405
May	-	May	-0,81882	May	-
Jun	-	Jun	-1,29181	Jun	-
Jul	-	Jul	0,47739	Jul	-
Ago	-	Ago	1,25782	Ago	-
Sep	-	Sep	-0,82834	Sep	-
Oct	-	Oct	0,39720	Oct	-
Nov	-	Nov	-1,25913	Nov	-
Dic	-	Dic	0,78090	Dic	-

TRATADO DE LOS DATOS

NÚMERO DE DESVIACIONES TÍPICAS (<i>n</i>) A LAS QUE SE ENCUENTRA CADA VALOR DE LA MEDIA $N=1,2$					
Nº D.Típ 2020		Nº D.Típ 2021		Nº D.Típ 2022	
Ene	-	Ene	-0,76217	Ene	-0,81681
Feb	-	Feb	0,92080	Feb	0,49681
Mar	-	Mar	0,45455	Mar	1,03198
Abr	-	Abr	0,92657	Abr	0,77267
May	-	May	-0,29568	May	1,11450
Jun	0,34091	Jun	-0,14218	Jun	1,09307
Jul	0,53511	Jul	-1,49952	Jul	0,48701
Ago	-0,46860	Ago	-1,06052	Ago	0,27129
Sep	1,44368	Sep	-0,16567	Sep	-0,44967
Oct	1,19839	Oct	-0,53978	Oct	-1,05581
Nov	-0,13247	Nov	1,15881	Nov	0,23279
Dic	-1,06335	Dic	0,92212	Dic	-0,63967
Nº D.Típ 2023		Nº D.Típ 2024		Nº D.Típ 2025	
Ene	0,28683957	Ene	-	Ene	1,29214
Feb	-1,379814	Feb	-	Feb	-0,03779
Mar	-	Mar	-1,30161	Mar	-0,18492
Abr	-	Abr	-0,62519	Abr	-1,07405
May	-	May	-0,81882	May	-
Jun	-	Jun	-1,29181	Jun	-
Jul	-	Jul	0,47739	Jul	-
Ago	-	Ago	1,25782	Ago	-
Sep	-	Sep	-0,82834	Sep	-
Oct	-	Oct	0,39720	Oct	-
Nov	-	Nov	-1,25913	Nov	-
Dic	-	Dic	0,78090	Dic	-

TRATADO DE LOS DATOS

COEFICIENTE DE VARIACIÓN (CV)		FILTRADO PARA N=1,2	FILTRADO PARA N=1,2 + CV
Enero	11%	Eliminar	
Febrero	36%	Eliminar	Eliminar
Marzo	26%	Eliminar	Eliminar
Abril	13%		
Mayo	7%		
Junio	22%	Eliminar	Eliminar
Julio	21%	Eliminar	Eliminar
Agosto	2%	Eliminar	
Septiembre	9%	Eliminar	
Octubre	13%		
Noviembre	24%	Eliminar	Eliminar
Diciembre	13%		

DATOS REVISADOS

VALORES DE CONSUMO REVISADOS ($\epsilon \pm 1,2\sigma$, $CV > 20\%$)

2020		2021		2022	
MES	Cons (kWh)	MES	Cons (kWh)	MES	Cons (kWh)
Ene	-	Ene	779	Ene	774
Feb	-	Feb	997	Feb	882
Mar	-	Mar	917	Mar	1038
Abr	-	Abr	672	Abr	660
May	-	May	624	May	686
Jun	798	Jun	719	Jun	921
Jul	1.084	Jul	661	Jul	1.074
Ago	814	Ago	802	Ago	829
Sep	671	Sep	586	Sep	571
Oct	659	Oct	531	Oct	493
Nov	768	Nov	1019	Nov	839
Dic	814	Dic	1053	Dic	865

2023		2024		2025	
MES	Cons (kWh)	MES	Cons (kWh)	MES	Cons (kWh)
Ene	875	Ene	-	Ene	967
Feb	373	Feb	-	Feb	737
Mar	-	Mar	549	Mar	783
Abr	-	Abr	551	Abr	516
May	-	May	601	May	-
Jun	-	Jun	531	Jun	-
Jul	-	Jul	1.072	Jul	-
Ago	-	Ago	849	Ago	-
Sep	-	Sep	551	Sep	-
Oct	-	Oct	600	Oct	-
Nov	-	Nov	549	Nov	-
Dic	-	Dic	1036	Dic	-

DATOS REVISADOS

PROMEDIO REV	
MES	Cons (kWh)
Enero	848,75
Febrero	872,00
Marzo	912,67
Abril	599,75
Mayo	637,00
Junio	812,67
Julio	1076,67
Agosto	823,50
Septiembre	594,75
Octubre	570,75
Noviembre	875,33
Diciembre	942,00

TOTAL	9565,83
--------------	----------------

DESV. TÍPICA REVISADA	
MES	Cons (kWh)
Enero	91,51
Febrero	130,29
Marzo	127,56
Abril	77,98
Mayo	43,97
Junio	101,80
Julio	6,43
Agosto	20,27
Septiembre	52,82
Octubre	73,64
Noviembre	129,38
Diciembre	120,37

TOTAL	976,01
--------------	---------------

RESUMEN DE ANÁLISIS DE CONSUMO ELÉCTRICO

DATOS ORIGINALES

PROMEDIO (kW/h)		DESV. TÍPICA (kW/h)		COEF. VARIACIÓN	
Enero	848,75	Enero	91,515	Enero	10,8%
Febrero	747,25	Febrero	271,232	Febrero	36,3%
Marzo	821,75	Marzo	209,548	Marzo	25,5%
Abril	599,75	Abril	77,976	Abril	13,0%
Mayo	637,00	Mayo	43,966	Mayo	6,9%
Junio	742,25	Junio	163,531	Junio	22,0%
Julio	972,75	Julio	207,900	Julio	21,4%
Agosto	823,50	Agosto	20,273	Agosto	2,5%
Septiembre	594,75	Septiembre	52,817	Septiembre	8,9%
Octubre	570,75	Octubre	73,640	Octubre	12,9%
Noviembre	793,75	Noviembre	194,380	Noviembre	24,5%
Diciembre	942,00	Diciembre	120,374	Diciembre	12,8%

DATOS REVISADOS

PROMEDIO REV (kW/h)		DESV. TÍPICA REV (kW/h)		COEF. VARIACIÓN REVISADO	
Enero	848,75	Enero	91,51	Enero	10,8%
Febrero	872,00	Febrero	130,29	Febrero	14,9%
Marzo	912,67	Marzo	127,56	Marzo	14,0%
Abril	599,75	Abril	77,98	Abril	13,0%
Mayo	637,00	Mayo	43,97	Mayo	6,9%
Junio	812,67	Junio	101,80	Junio	12,5%
Julio	1076,67	Julio	6,43	Julio	0,6%
Agosto	823,50	Agosto	20,27	Agosto	2,5%
Septiembre	594,75	Septiembre	52,82	Septiembre	8,9%
Octubre	570,75	Octubre	73,64	Octubre	12,9%
Noviembre	875,33	Noviembre	129,38	Noviembre	14,8%
Diciembre	942,00	Diciembre	120,37	Diciembre	12,8%

RESUMEN DE ANÁLISIS DE CONSUMO ELÉCTRICO

ANÁLISIS DE RESULTADOS

% CAMBIO PROMEDIO		% CAMBIO DESV. TÍPICA		CAMBIO COEF. VAR	
Febrero	17%	Febrero	-52%	Febrero	-21,4%
Marzo	11%	Marzo	-39%	Marzo	-11,5%
Junio	9%	Junio	-38%	Junio	-9,5%
Julio	11%	Julio	-97%	Julio	-20,8%
Noviembre	10%	Noviembre	-33%	Noviembre	-9,7%

CONSUMO ANUAL	9565,83
----------------------	---------

ANEXO IV ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR

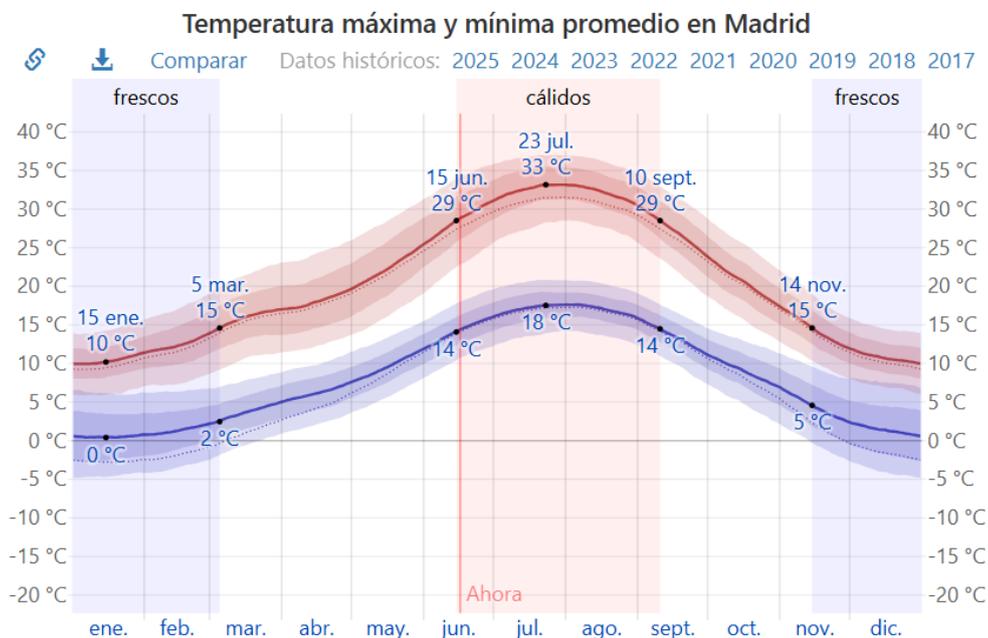
RAW DATA DE LAS BASES

BASES PVsYS

BASE	ÁTICO PARTICULAR EN ALTOS DE ARAVACA											
	Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=7%				PVGIS TMY 5.3				NASA-SSE 1983-2005			
Month	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Temp (°C)	Wind Vel (m/s)	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Temp (°C)	Wind Vel (m/s)	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Temp (°C)	
Jan	64,7	25,1	5,7	2,7	63	30,6	6,3	2,43	62,9	23,3	2,4	
Feb	85,1	31,1	7	3,19	83,3	34,7	5,1	2,42	82,9	28,6	4	
Mar	132,9	49,5	10,6	3,5	136,4	53,2	9,4	2,52	133	42,2	7,9	
Apr	165,2	69,4	13,1	3,39	177,7	62,2	12,5	2,74	153,3	56,1	10,7	
May	206,2	73,7	18,1	2,99	195,4	78,7	16,4	1,88	184,5	68,2	15,8	
Jun	226,9	65,6	23,8	3,09	235,1	68,7	24,4	2,38	212,7	63,3	21,6	
Jul	243,4	56,3	27,4	3,09	248,9	52,4	26,2	2,54	223,2	59,8	24,8	
Aug	213	51,2	26,9	3	221,5	54,7	27,9	2,12	196,5	53	24	
Sep	157,5	45,4	21,6	2,59	165,6	47,1	22	1,94	146,1	43,8	19,3	
Oct	107,6	38,5	16,1	2,5	117,1	42,5	16,3	1,9	97	36,3	13,3	
Nov	68,7	28,3	9,4	2,69	72	31,1	10,7	2,42	63,9	25,2	7,1	
Dec	58,6	22,7	6,3	2,4	69,5	20,5	4,2	1,91	52,7	21,4	3,6	
Year	1729,8	556,9	15,5	2,93	1785,7	576,4	15,1	2,27	1608,7	521,1	12,9	

TEMPERATURAS WEATHERSPARK

Temperatura promedio Weatherspark (°C)			
Promedio	Máxima	Temp.	Mínima
Jan	10	5	1
Feb	12	6	1
Mar	16	10	4
Apr	18	12	6
May	23	16	10
Jun	29	22	14
Jul	33	26	17
Aug	32	25	17
Sep	27	21	13
Oct	20	15	9
Nov	14	9	4
Dec	11	6	1



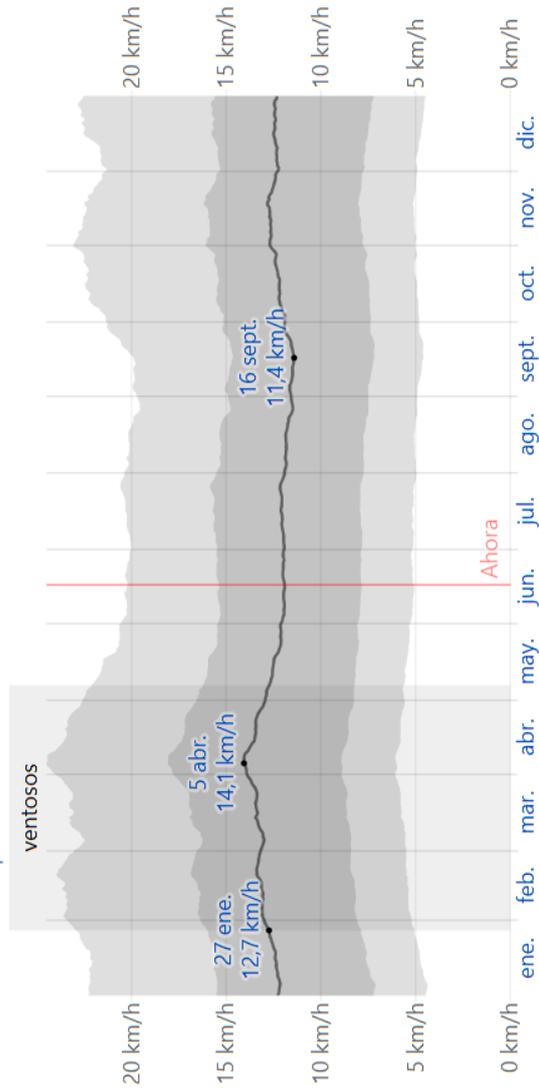
La temperatura máxima (línea roja) y la temperatura mínima (línea azul) promedio diaria con las bandas de los percentiles 25° a 75°, y 10° a 90°. Las líneas delgadas punteadas son las temperaturas promedio percibidas correspondientes.

VELOCIDAD DEL VIENTO WEATHERSPARK

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Vel. (Km/h)	12,5	13,2	13,4	13,4	13,6	12,4	12	12	11,7	11,6	12,3	12,4
Vel (m/s)	3,5	3,7	3,7	3,7	3,8	3,4	3,3	3,3	3,3	3,2	3,4	3,4

Velocidad promedio del viento en Madrid

Comparar Datos históricos: 2025 2024 2023 2022 2021 2020 2019 2018 2017

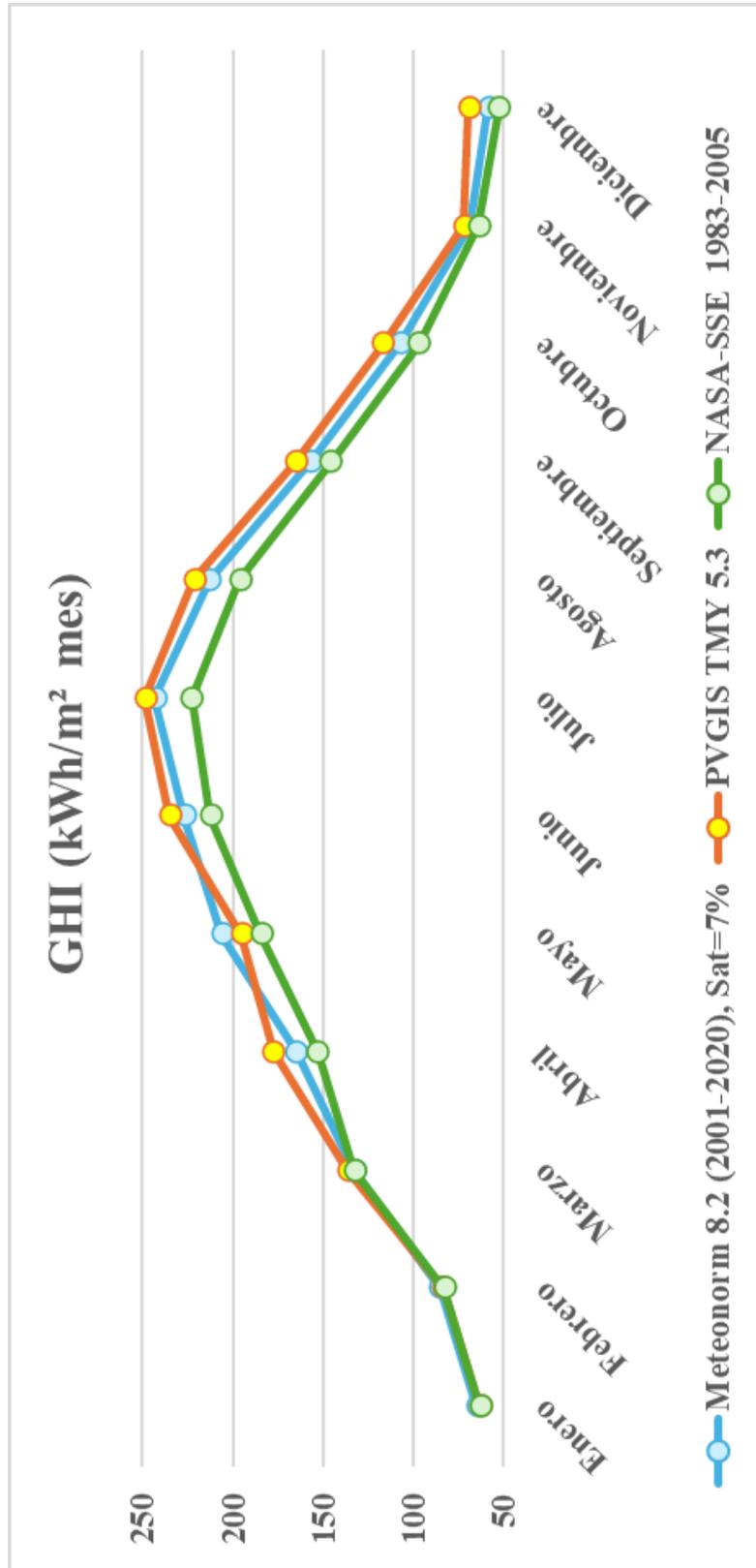


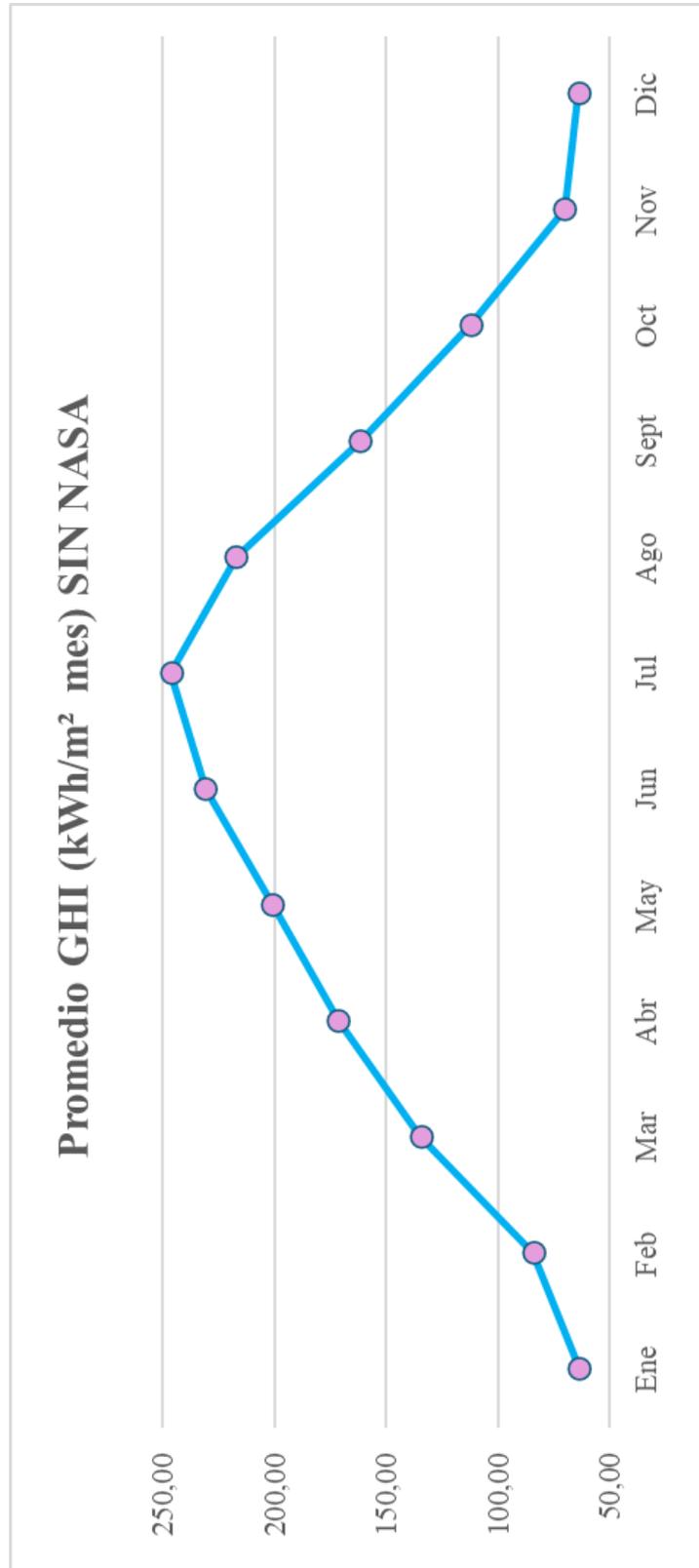
El promedio de la velocidad media del viento por hora (línea gris oscura), con las bandas de percentil 25° a 75° y 10° a 90°.

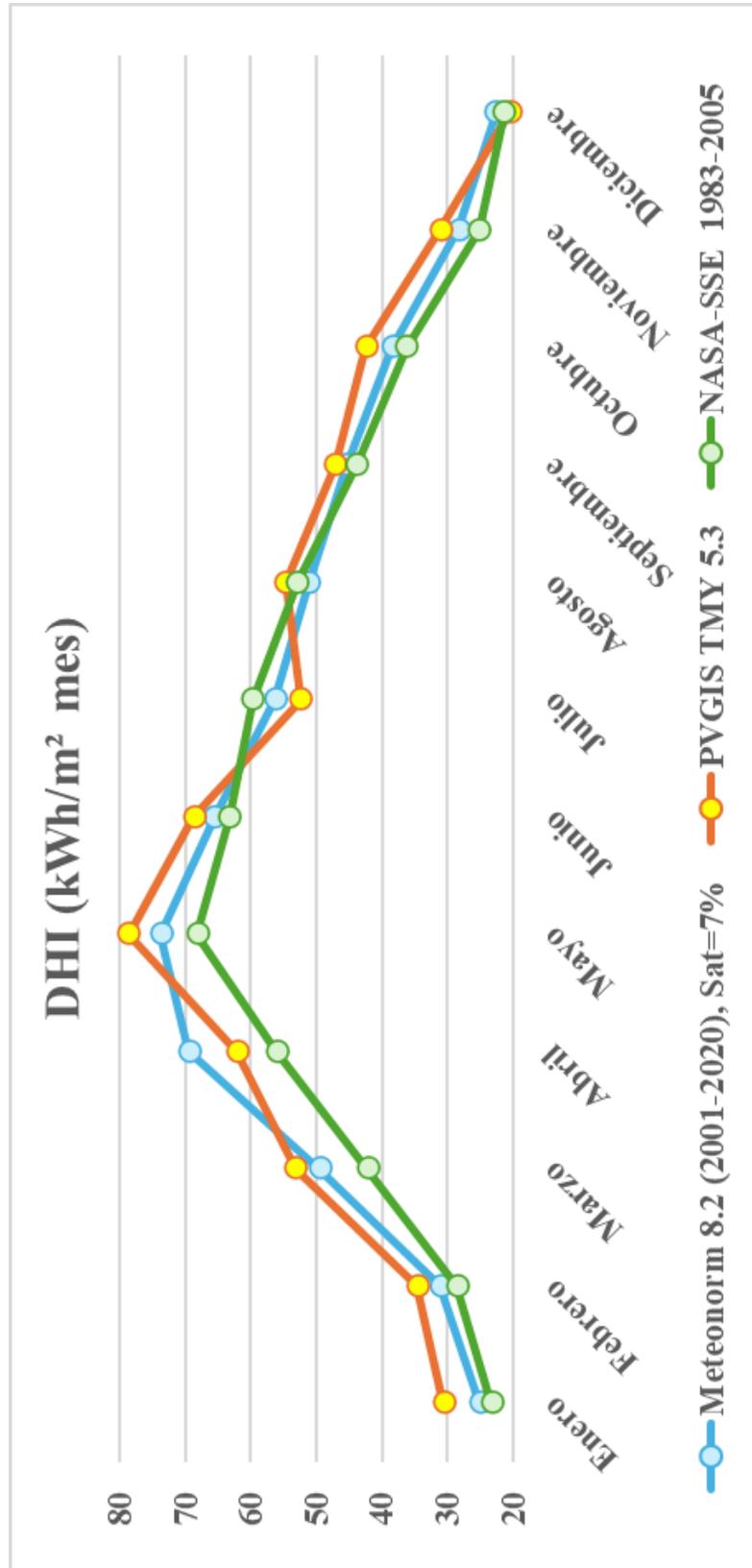
ANÁLISIS DE LOS DATOS

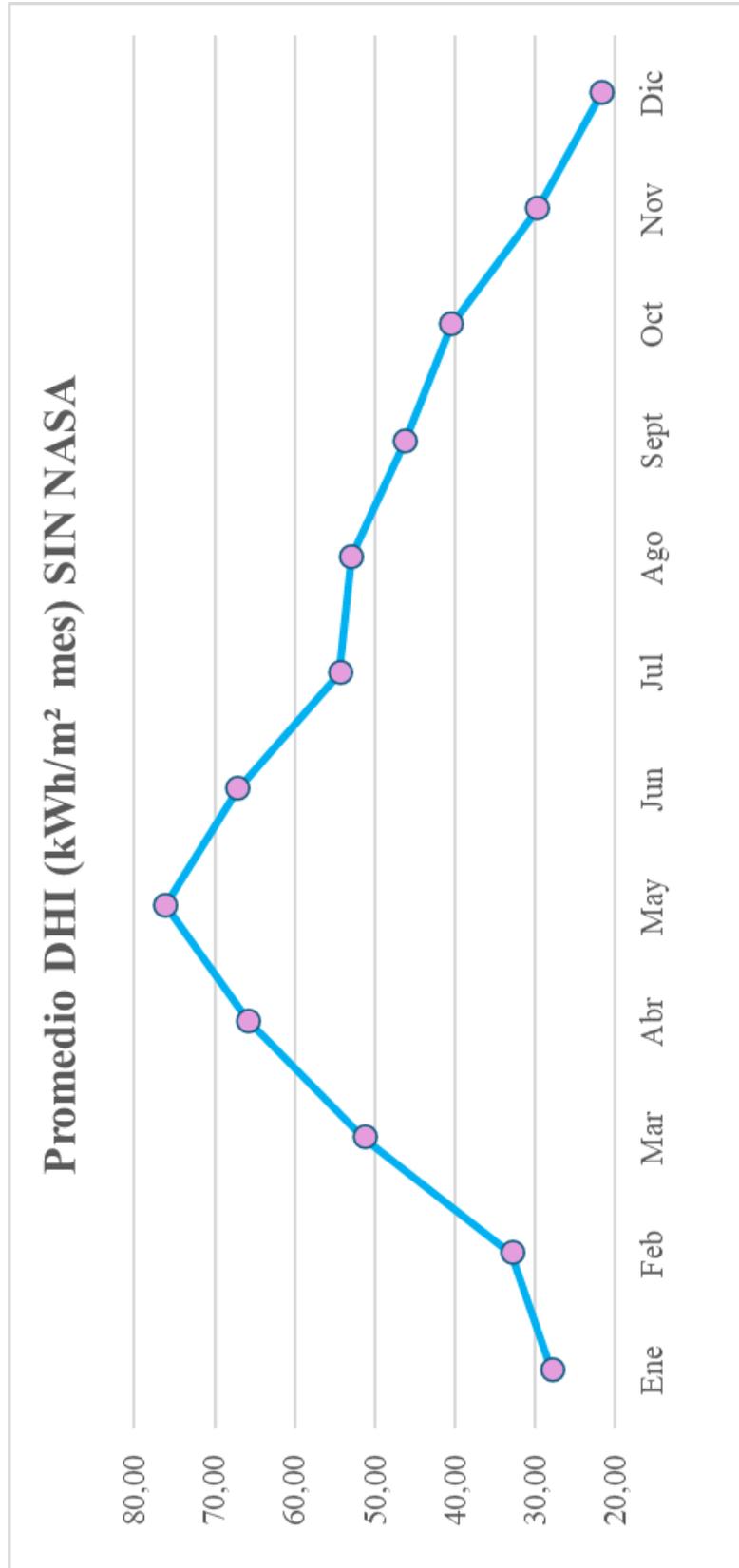
RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL DIRECTA Y DIFUSA (METEONORM, PVGIS Y NASA)

Month	PROMEDIO		DESVIACIÓN TÍPICA		COEFICIENTE DE VARIACIÓN	
	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)
January	63,53	26,33	1,01	3,80	2%	14%
February	83,77	31,47	1,17	3,07	1%	10%
March	134,10	48,30	1,99	5,60	1%	12%
April	165,40	62,57	12,20	6,66	7%	11%
May	195,37	73,53	10,85	5,25	6%	7%
June	224,90	65,87	11,33	2,71	5%	4%
July	238,50	56,17	13,53	3,70	6%	7%
August	210,33	52,97	12,71	1,75	6%	3%
September	156,40	45,43	9,80	1,65	6%	4%
October	107,23	39,10	10,06	3,14	9%	8%
November	68,20	28,20	4,07	2,95	6%	10%
December	60,27	21,53	8,52	1,11	14%	5%
Year	1708,00	551,47	97,25	41,39	-	-









ANÁLISIS DE LOS DATOS

TEMPERATURA (METEONORM, PVGIS, NASA Y WEATHERSPARK)

Month	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Meteonorm	5,7	7	10,6	13,1	18,1	23,8	27,4	26,9	21,6	16,1	9,4	6,3
PVGIS	6,3	5,1	9,4	12,5	16,4	24,4	26,2	27,9	22	16,3	10,7	4,2
NASA	2,4	4	7,9	10,7	15,8	21,6	24,8	24	19,3	13,3	7,1	3,6
Wheatherspark	5	6	10	12	16	22	26	25	21	15	9	6
Promedio	4,9	5,5	9,5	12,1	16,6	23,0	26,1	26,0	21,0	15,2	9,1	5,0
Desv. Típica	1,718	1,279	1,159	1,021	1,047	1,360	1,065	1,771	1,190	1,374	1,489	1,328
Coef. Variación	35%	23%	12%	8%	6%	6%	4%	7%	6%	9%	16%	26%

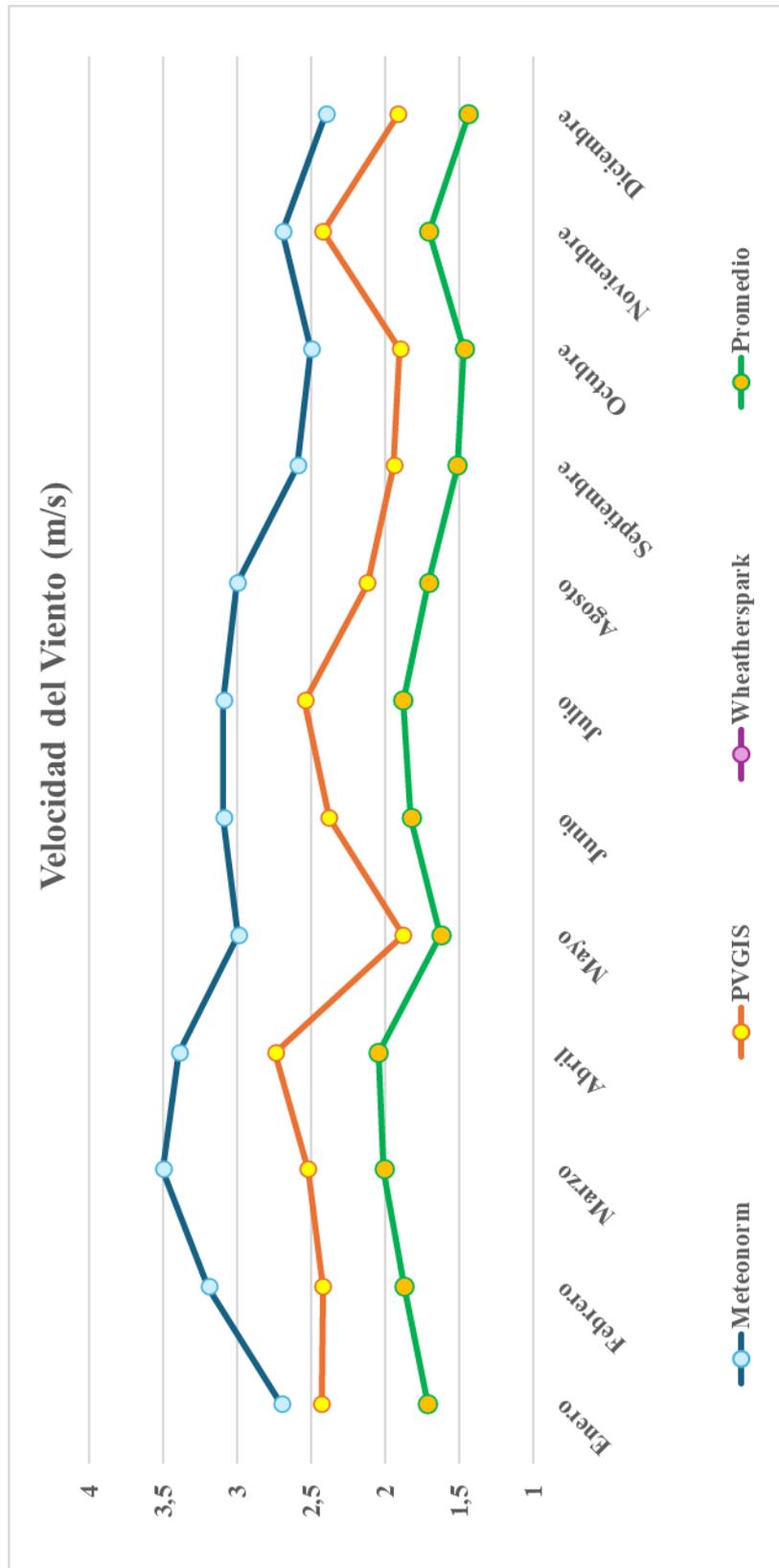


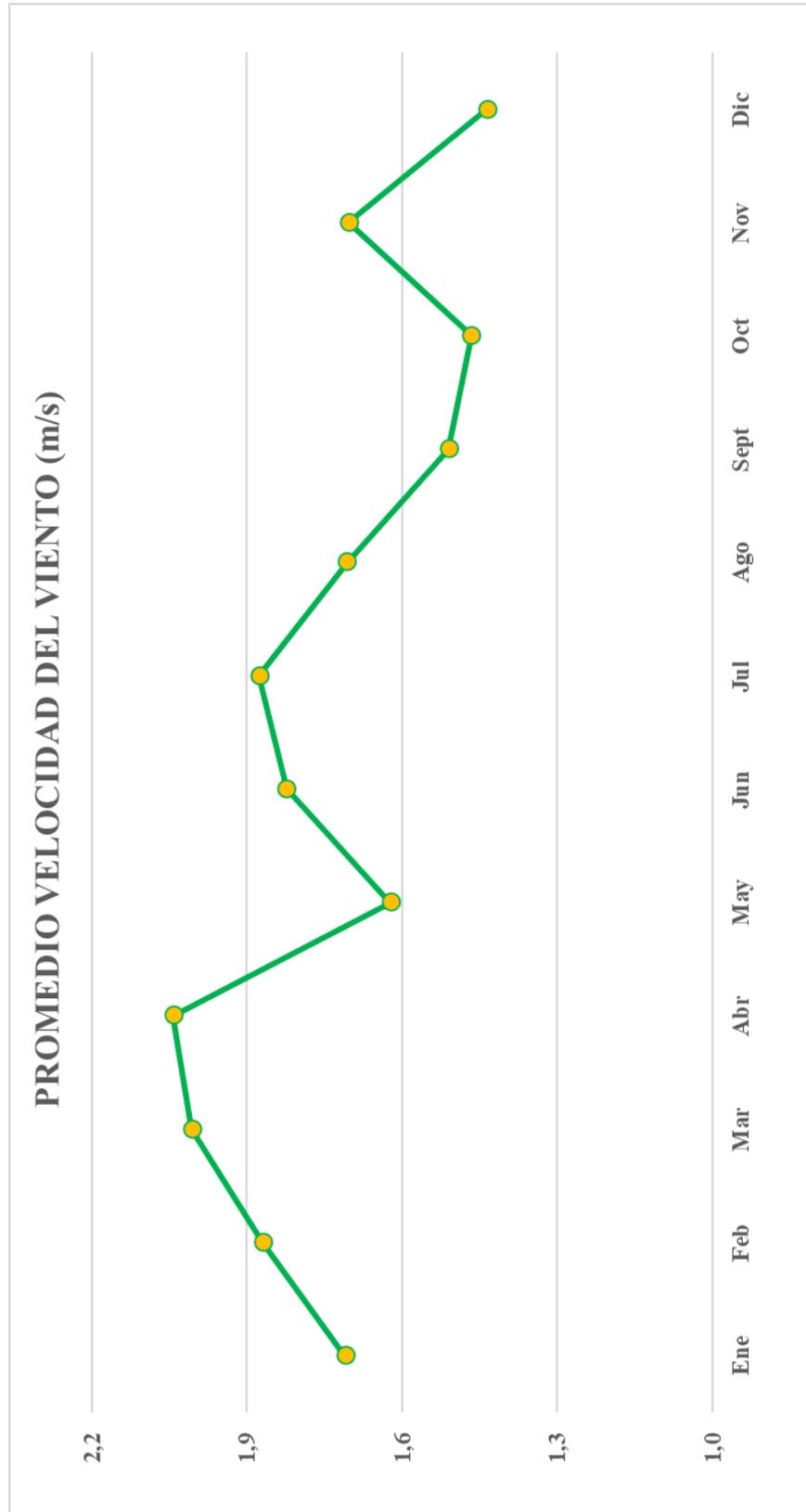


ANÁLISIS DE LOS DATOS

VELOCIDAD DEL VIENTO (METEONORM, PVGIS Y WEATHERSPARK)

Month	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Meteonorm	2,7	3,19	3,5	3,39	2,99	3,09	3,09	3	2,59	2,5	2,69	2,4
PVGIS	2,43	2,42	2,52	2,74	1,88	2,38	2,54	2,12	1,94	1,9	2,42	1,91
WeatherSpark	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Promedio	1,7	1,9	2,0	2,0	1,6	1,8	1,9	1,7	1,5	1,5	1,7	1,4
Desv. Típica	1,487	1,665	1,806	1,799	1,511	1,618	1,648	1,542	1,347	1,305	1,481	1,268
Coef. Variación	87%	89%	90%	88%	93%	89%	88%	90%	89%	89%	87%	88%





ANEXO V. ESTUDIO ENERGÉTICO DETALLADO

Después de obtener los datos Estudio del Consumo Eléctrico, de realizar un Estudio del Recurso Solar, y de realizar el Diseño de la Instalación, se da comienzo a la optimización de la instalación fotovoltaica. Con el objetivo de determinar la potencia pico a instalar, se realizarán numerosas simulaciones con configuraciones distintas. En este capítulo se pondrá el foco principalmente en el aspecto técnico y la producción energética de las configuraciones, pero será necesario introducir parte del análisis económico para justificar las decisiones tomadas durante la optimización de la planta. Se reservará la explicación detallada de los móviles económicos que justifican el uso de determinadas configuraciones al Capítulo 9. Estudio Económico, que sigue al Estudio Energético.

1.3 CASO BASE

Como ya se ha mencionado al lector, la necesidad de consumir la energía producida por la planta de forma instantánea da lugar al vertido de excedentes a la red. Este vertido es notablemente menos rentable que el ahorro que se consigue al consumir la energía generada por la planta. Por ello, en primera instancia, se buscará optimizar el aprovechamiento de la producción solar de la planta mediante el autoconsumo. No obstante, es posible que, para sacar un mayor provecho de la instalación, se deba sobredimensionar la potencia generada. De esta forma el beneficio económico obtenido por el vertido de excedentes podría servir para reducir el coste de la factura eléctrica mensual, tal y como se explica en el Estudio Económico.

1.3.1 INVERSOR UTILIZADO

El caso base del que se partirá es el detallado en la sección anterior: una configuración de 2.2 kWp formada por un string de 4 módulos de 550 Wp de la marca Longi Solar orientados en dirección sur, con una inclinación de 34° con ayuda de las estructuras fijas de la empresa Solarbloc, y un factor de dimensionamiento de 1.1 kWp/kW . Para lograr esta potencia

nominal, se utilizará el inversor SUN2000-4KTL-L1, de la empresa Huawei Technologies. Este inversor tiene una potencia nominal total de 4 kW, lo que daría como resultado un factor de dimensionamiento de $2.2 \div 4 = 0.55$ y comprometería el rendimiento del sistema. Sin embargo, este tipo de inversor tiene 2 salidas MPPT (o *Maximum Power Point Trackers*). Un MPPT es un sistema de seguimiento que ajusta la tensión para que los paneles solares trabajen siempre en su punto de máxima eficiencia. Al tener 2 MPPT, el inversor puede optimizar dos áreas o cadenas distintas, dedicando la mitad de su potencia nominal a cada una. De esta forma, se empleará únicamente una de las MPPTs del inversor para la instalación. Sin embargo, se deberá determinar a continuación si configurar el inversor para utilizar únicamente la mitad de su potencia nominal es económicamente rentable o no.

1.3.2 BIFACIALIDAD

Por otro lado, los módulos fotovoltaicos seleccionados son bifaciales. Será necesario activar esta funcionalidad para que PVsyst tenga en cuenta la radiación difusa que alcance el reverso de los paneles, e incluya la potencia que generen con ella en los resultados. La activación de la bifacialidad para configuraciones monocadena, como la del Caso Base se explica en la sección Bifacialidad de los Módulos Fotovoltaicos en el Capítulo 3. Descripción de las Tecnologías.

1.3.3 ANÁLISIS DEL CASO

Preparado el Caso Base, se ejecuta la simulación y se obtiene la Tabla de Balances Anual que se resume a continuación:

Month	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	EArray (kWh)	E_User (kWh)	E_Solar (kWh)	E_Grid (kWh)	EFrGrid (kWh)
Year	1757,8	566,6	14,53	2054,5	1983,1	4479,7	9565,8	3180,6	1131,9	6385,2

En esta tabla, y en las que se verán a continuación, los títulos de las columnas harán referencia a lo siguiente:

- **GlobHor:** Irradiación global horizontal. Representa la cantidad total de radiación solar que incide sobre una superficie horizontal.

- **DiffHor:** Irradiación difusa horizontal. Es la fracción de la radiación solar que llega de forma dispersa, sin incidencia directa del sol.
- **T_Amb:** Temperatura ambiente. Temperatura del aire exterior registrada en el emplazamiento durante la simulación.
- **GlobInc:** Irradiación global sobre el plano del colector. Es la radiación total que incide sobre la superficie inclinada de los módulos fotovoltaicos.
- **GlobEff:** Irradiación global efectiva. Se refiere a la irradiancia útil una vez corregida por efectos ópticos como el ángulo de incidencia (IAM) y las pérdidas por sombreados.
- **EArray:** Energía efectiva del campo fotovoltaico. Es la energía generada por los paneles solares a la salida del generador (en corriente continua), antes de llegar al inversor.
- **E_User:** Energía suministrada al usuario. Corresponde a la cantidad total de energía que ha sido efectivamente utilizada por el consumidor final.
- **E_Solar:** Energía solar consumida directamente. Es la parte de la energía generada por el sistema que ha sido consumida en el mismo instante en que se ha producido (autoconsumo instantáneo).
- **E_Grid:** Energía inyectada a la red. Es el excedente de energía generada que no ha sido consumido en el momento y ha sido vertido a la red eléctrica.
- **EFrGrid:** Energía importada desde la red. Representa la energía que el sistema ha necesitado tomar de la red eléctrica para cubrir la demanda no satisfecha por la instalación fotovoltaica.

Conocida la generación total de la instalación (EArray), y la cantidad de energía solar que es consumida por el emplazamiento, se calcula que, del total generado, se consume instantáneamente un 73,8 % de la energía. Esto deja un 26,2 % para el vertido de excedentes: un total de 1.131,9 kWh, como se puede observar en el Gráfico 19 Diagrama de Sankey Caso 0. Este diagrama detalla todas las pérdidas del sistema e indica la cantidad de energía producida por la instalación que es dedicada al autoconsumo, y la que es exportada a la red. Además, añade la cantidad de energía que ha de ser importada para cubrir la totalidad del consumo del emplazamiento.

Diagrama de pérdida para "Caso 0. L4x1 H4.0 1.100" - año

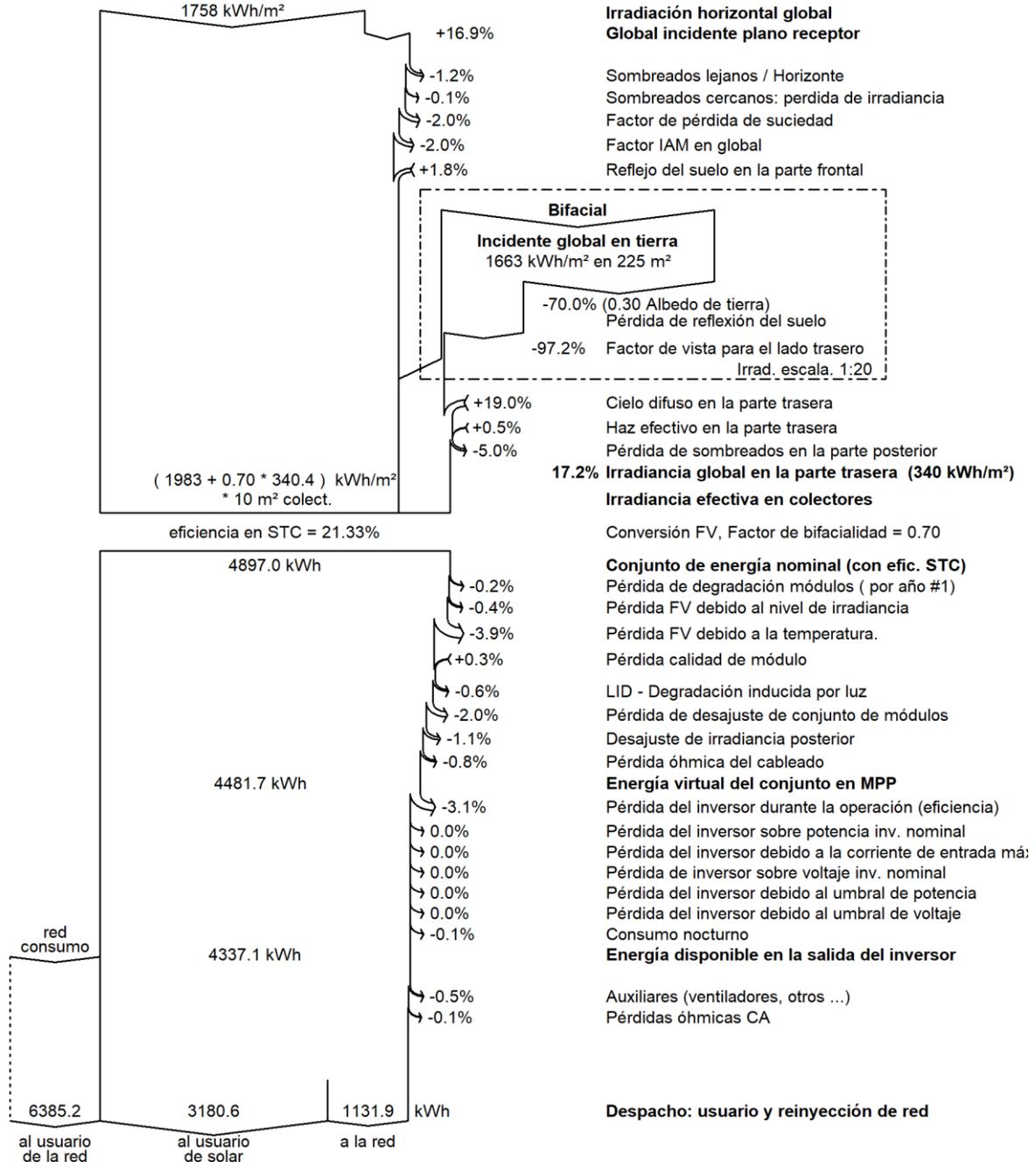


Gráfico 19 Diagrama de Sankey Caso 0

Con esta configuración, la factura energética anual se vería reducida en un 39%. Sin embargo, siguiendo el objetivo de maximizar el porcentaje de autoconsumo, se prueba una nueva configuración consistente en un string de 3 módulos y un factor de dimensionamiento

de 1.100, haciendo uso de un inversor de 3 kW de potencia nominal. Al hacer la simulación, se observa que, en este caso es posible aprovechar aproximadamente un 90% de la energía producida por la planta para el autoconsumo. A la vista de los resultados energéticos, se puede llegar a la conclusión errónea de que este es el camino a seguir. No obstante, al introducir en el estudio los factores económicos, se ve rápidamente que maximizar el porcentaje de autoconsumo para aprovechar las mayores rentabilidades que ofrece frente a las del vertido de excedentes, compromete la rentabilidad total del sistema en su conjunto, pues la disminución del precio de la factura es menor en este segundo caso.

Para comprobar esta teoría, se plantea un nuevo caso en el que se integra una mayor potencia pico en el sistema: una cadena de 5 módulos en serie, y un inversor de 4.6 kW de potencia nominal, del que se hará uso únicamente de la mitad de su potencia nominal (2.3 kW) para lograr un factor de dimensionamiento de 1.196 kWp/kW. En este caso, el aprovechamiento de energía para el autoconsumo cae a un 63%, pero gracias a bonificación obtenida por el vertido de excedentes, el precio de la factura anual se vería reducido en un 46%.

Después de estas primeras simulaciones, se llega a la conclusión de que, para maximizar los beneficios obtenidos por la instalación de autoconsumo, se deberá de buscar un balance entre aprovechamiento de la energía consumida de forma instantánea, y la cantidad de potencia instalada.

1.4 BÚSQUEDA CASO ÓPTIMO

En las simulaciones que siguen, se va aumentando progresivamente la potencia pico instalada, así como modificando la potencia nominal de los inversores para mantener el factor de dimensionamiento próximo al 1.2 buscado.

El siguiente caso planteado, el Caso 4. es el primero en el que se hace uso de la totalidad de la potencia nominal del inversor empleado. Un string de 6 módulos fotovoltaicos, el máximo que entra a lo largo en la superficie disponible, para sumar un total de 3.3 kWp de potencia, y un inversor de 3 kW. Para lograr esto, se reparte la potencia generada por los paneles entre

las dos salidas MPPT del inversor, quedando el diagrama unifilar de la planta de la siguiente manera:



Figura 35 Diagrama Unifilar Caso 4.

Al aumentar la potencia pico del sistema, es posible utilizar toda la potencia nominal del inversor, lo que permite emplear un inversor de menor potencia y, en consecuencia, reduce el precio de la instalación frente al del caso anterior. Esto se debe a que, pese a que incluir un mayor número de módulos fotovoltaicos incrementa el precio de instalación de la planta, el elemento más caro del sistema es el inversor. Y dicho precio aumenta sustancialmente con la potencia. Además, la vida útil de los inversores es de unos 15 años, mientras que la de los módulos fotovoltaicos es de alrededor de 30 años, lo que supone que, en los 25 años de funcionamiento que se tendrán en cuenta en este estudio, se deberá de reponer el inversor al menos una vez. En consecuencia, la diferencia de precio entre los inversores de distintas potencias se verá duplicada en el análisis económico de la planta. Como, en el caso anterior era necesario emplear un inversor de 4 kW de potencia, al verse reducida la potencia necesaria en el nuevo caso a 3 kW, el precio se ve notablemente reducido.

No obstante, como se observa en los resultados obtenidos hasta ahora, parece haber una correlación entre las variables potencia instalada y rentabilidad del sistema. Por ello, se continúa incrementando gradualmente la potencia pico instalada, haciendo uso de la mayor cantidad posible de la superficie disponible en el emplazamiento.

1.4.1 INTRODUCCIÓN DE DOS STRINGS

Para seguir añadiendo potencia a la planta, se continuará el estudio replanteando la distribución de los módulos en el espacio disponible. Se introducirá una segunda cadena de

módulos, representada por un subconjunto en el programa PVsyst. La creación de este subconjunto se detalla en la sección Creación de Subconjuntos, en el Capítulo 3.

Como, para alcanzar la tensión mínima de funcionamiento de los inversores, es necesario incluir, como mínimo, 3 módulos en serie; el nuevo Caso 5. planteado consiste en dos cadenas de 3 módulos fotovoltaicos. De esta forma, se logran tanto los 3.3 kWp de potencia instalados en el caso anterior, así como el factor de dimensionamiento de 1.100 kWp/kW.

1.4.1.1 Cálculo de Distancia Entre Strings

Antes de continuar con el análisis del caso, es necesario determinar la distancia d a la que se colocará la segunda cadena de la ya existente. Es evidente que, cuanto mayor sea la separación entre ambas cadenas, mayor será la producción energética del sistema, pues no habrá posibilidad de que éstas se proyecten sombras entre sí. Sin embargo, el espacio disponible es limitado y, por tanto, es necesario calcular cuál será la distancia mínima a dejar entre las cadenas y comprobar si es posible lograr dicha separación.

Para ello, se hará uso del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV – julio 2011, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [34].

De acuerdo con lo que dice este documento: “*La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.*” Para ello, D deberá ser como mínimo igual a $h \times k$ donde:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \textit{latitud})}$$

$$d \geq k \times h$$

Ecuación 5 Cálculo de Distancia Entre Strings, d

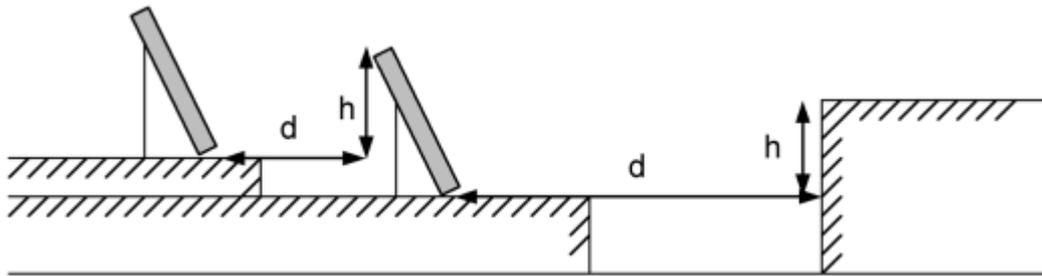


Figura 36 Cálculo de Distancia Entre Strings, d

Conocidas la altura h como el seno de 34° de la altura de los módulos fotovoltaicos, y la latitud del emplazamiento obtenida en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, es posible obtener el valor de esta distancia d .

Para asegurar que todos los casos sean compatibles con los tres tipos de módulo a estudiar, se empleará para la altura h , la medida del módulo más grande de entre los seleccionados. Dicho módulo es el de la marca Sunpower, que cuenta con una longitud vertical de 2384 mm.

Se obtiene así una distancia $d \geq \frac{1}{\tan(61-40.44)} \times 2384 \sin(34) = 3554 \text{ mm}$.

Teniendo en cuenta la superficie de la que se dispone, se concluye que sí que es posible incorporar una segunda cadena de módulos fotovoltaicos, separados una distancia de 3.6m. No obstante, cierto es que el valor d obtenido es el mínimo necesario para lograr una captación solar de al menos 4h al mediodía entorno al solsticio de invierno. Queda pendiente determinar si esta configuración es la óptima para el proyecto o no.

1.4.1.2 Selección del Inversor

La principal diferencia técnica entre el caso anterior y este se da en el inversor. Las dos salidas MPPT con las que cuentan los inversores de la marca Huawei, introducen la posibilidad de emplear únicamente un inversor de potencia nominal 3 kW para convertir la potencia de toda la planta. Para ello, se deberá de activar la funcionalidad de Reparto de Potencia en Inversores descrita en el Capítulo 3. Descripción de las Tecnologías, de forma

que el diagrama unifilar de la planta queda como se muestra en la Figura 37 Diagrama Unifilar Caso 5.:

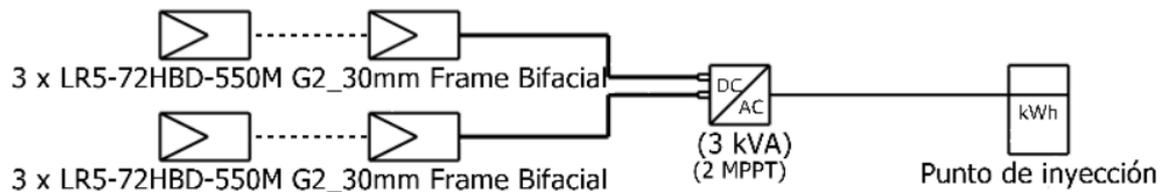


Figura 37 Diagrama Unifilar Caso 5.

Al comparar los resultados de esta simulación con los de la “equivalente” en una sola cadena, se observa que es más productiva la instalación de 6 módulos en serie. De acuerdo con PVsyst, la configuración de 2 strings de 3 módulos en serie produce un total de 300 kWh menos al año que la unifilar. Esta diferencia en la producción se debe principalmente a la proyección de sombras en la segunda cadena de paneles, así como a la captación de radiación por el reverso de los paneles.

Como se puede observar en la comparación de los diagramas de Sankey a continuación, el caso 5 tiene un 2 % de pérdidas en la captación de la irradiación global horizontal por los sombreados cercanos que proyecta la primera cadena sobre la segunda. Por otro lado, debido a la adaptación de los diagramas para la comparativa no aparece el valor, pero el caso 5 recibe un 8,6 % de la irradiación global en la parte trasera de sus módulos, frente al 17,9 % que capta el sistema unifilar.

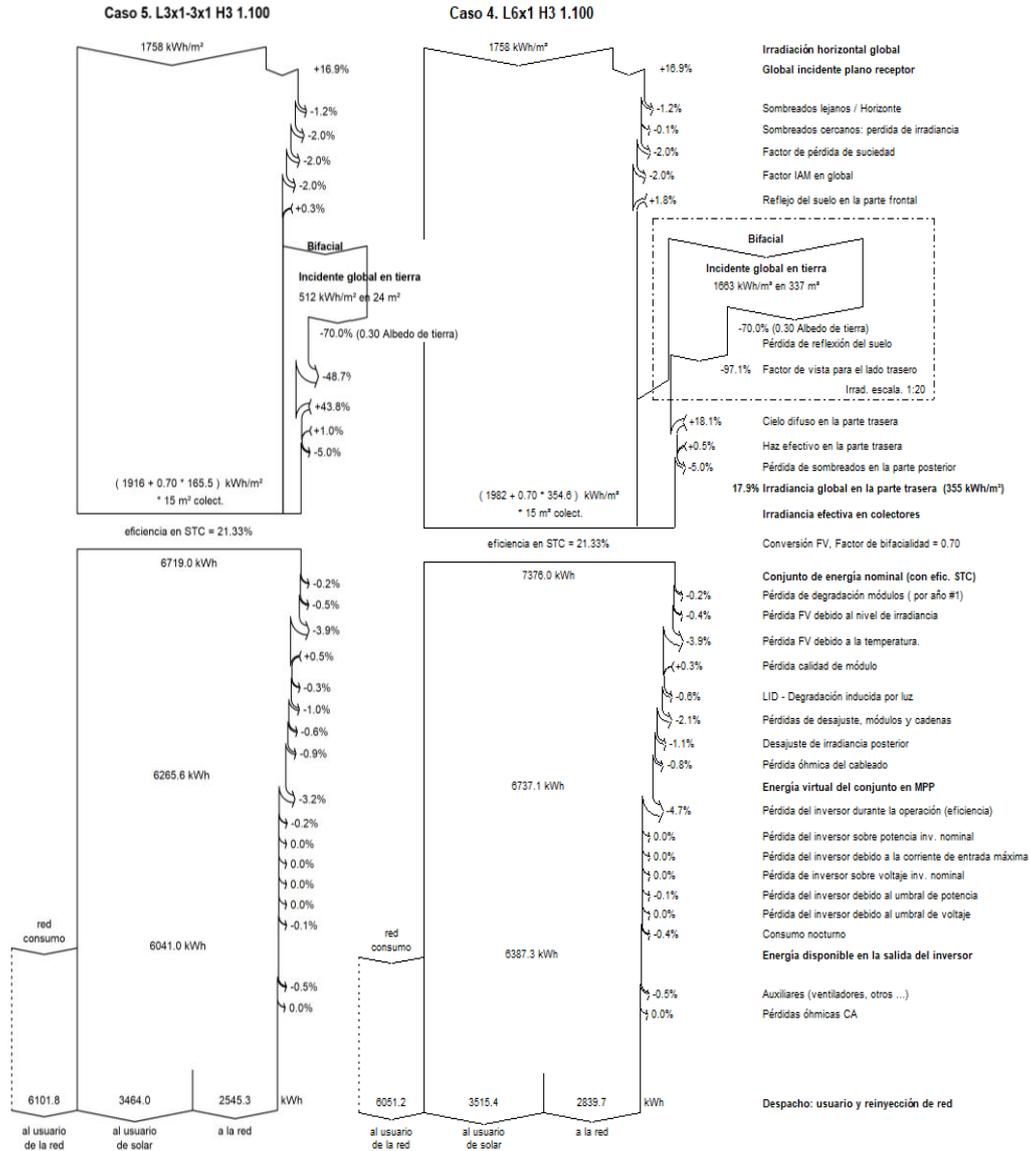


Figura 38 Comparación de Diagramas de Sankey de Pérdidas de los Casos 4. y 5.

1.4.2 STRINGS SIMÉTRICOS O ASIMÉTRICOS

Se continúa incrementando la potencia de la instalación, pero al plantear un caso con un string de 3 módulos en serie y otro de 4, surge de nuevo la duda:

¿Es preferible seguir ampliando la planta de forma simétrica, añadiendo módulos a ambas cadenas de manera alterna? ¿O conviene maximizar primero el número de módulos en una de las cadenas y, si es necesario, hacer lo mismo con la segunda después?

Además, en cualquier caso, ¿Es mejor incrementar primero el número de módulos de la cadena frontal? ¿O se debería de empezar a expandir la cadena trasera y después la frontal?

La comparativa anterior lleva al planteamiento de la hipótesis de que, para aumentar la potencia instalada en el emplazamiento, será más conveniente hacerlo incrementando primero el número de módulos de una de las cadenas, y después del otro. Para comprobar esta teoría, se plantean varios casos.

Primero se determinará si es mejor expandir la cadena frontal o la trasera. Se analizará la producción de la instalación de dos strings de 4 y 3 módulos en serie, ubicando el cuarto panel tanto en línea frontal, como en la trasera (casos 7. y 8. respectivamente).

Como era de esperar, la producción del Caso 8. es ligeramente superior para el caso en que se añade el cuarto módulo fotovoltaico en la cadena trasera. Esto se puede deber a que la cadena frontal proyecta sombras sobre la segunda, lo que reduce su producción a determinadas horas en determinadas épocas del año. No obstante, al ser tan mínima la diferencia, es difícil sacar conclusiones claras.

A continuación, se plantea la comparativa entre añadir un quinto módulo a la cadena trasera, o igualar los dos strings (Casos 9. y 10. respectivamente). Hechas las simulaciones, se observa que la producción solar del sistema es mayor en la configuración asimétrica. Por tanto, para las siguientes simulaciones, se aumentará primero el número de módulos de una cadena, y después el de la otra.

Para continuar añadiendo potencia, es necesario aumentar gradualmente también la potencia nominal del inversor empleado. En los últimos casos, el factor de dimensionamiento era de 1.196, lo que significa que, en caso de aumentar la potencia pico del sistema, se estaría infrutilizando una gran parte de la potencia nominal del inversor y, por tanto, comprometiendo la rentabilidad del sistema.

1.4.3 LÍMITE DE LA SUPERFICIE DISPONIBLE

Se continúan realizando simulaciones, añadiendo gradualmente la potencia pico instalada, modificando la potencia nominal de los inversores empleados, y comprobando las diferencias entre la adición de los módulos en la cadena frontal y trasera; hasta alcanzar una configuración de dos strings de seis módulos en serie.

Esta configuración logra una producción de 11489 kWh, siendo un 32.7% dedicado al autoconsumo, y logrando reducir el precio de la factura anual en un 83%. Llegado este punto, no es posible expandir la cantidad de módulos integrados en ninguna de las cadenas, y tampoco lo es añadir una nueva cadena, pues la distancia entre paneles sería demasiado pequeña y las sombras proyectadas entre los módulos reducirían significativamente la producción de la instalación. Se analizan los casos planteados hasta el momento y se resume en el Gráfico 20 Reducción en el precio de la Factura Energética su capacidad para reducir el precio anual de la factura energética.

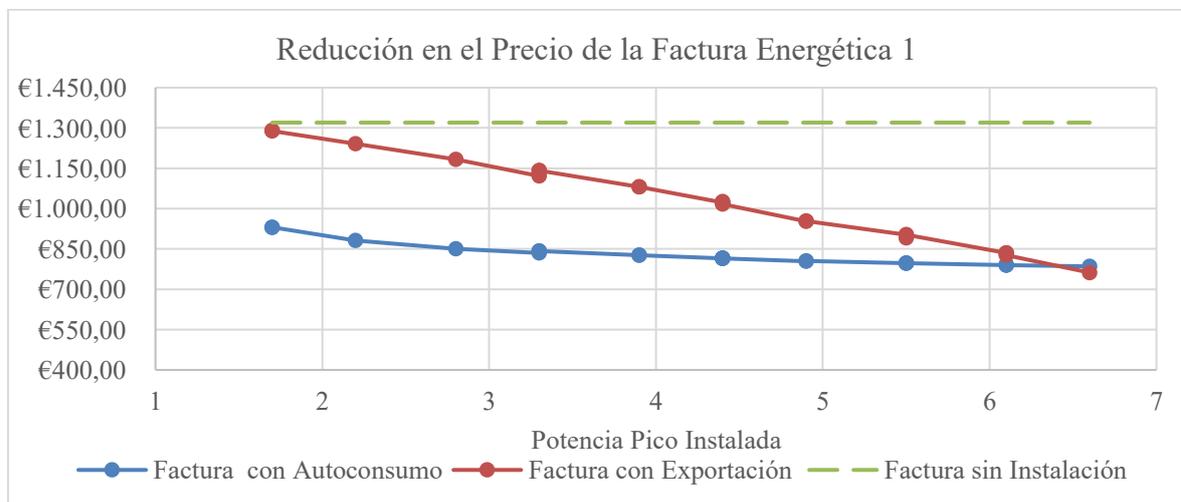


Gráfico 20 Reducción en el precio de la Factura Energética

Si bien es cierto que el gráfico de la caída de precio real de la factura es aquel que resulta de sumar ambos el efecto del autoconsumo y de la exportación, se han aislado sus efectos con fines analíticos. A la vista de los resultados, se puede asegurar que, a pesar de que el autoconsumo ofrece una mayor reducción del precio de la factura eléctrica en primera

instancia, conforme se añade más potencia pico, su reducción en el precio se estanca rápidamente. En cambio, parece existir una relación casi lineal entre la instalación de potencia pico y la reducción en el precio de la factura.

Esto demuestra que resulta más rentable añadir la mayor cantidad posible de potencia en la instalación, para reducir al mínimo el precio de la factura energética anual. Con esto en mente, se plantea la posibilidad de cambiar la distribución de los módulos fotovoltaicos en la superficie disponible. Al estar inclinados 34°, es necesario dejar cierta distancia entre los módulos para evitar la proyección de sombras. No obstante, dada la superficie disponible, es posible instalar un mayor número de módulos fotovoltaicos si, en vez de colocarlos en la inclinación óptima, se instalan coplanares con el tejado. Se deberá estudiar si la pérdida en la potencia producida asociada a la inclinación de los módulos, es inferior a la ganancia generada por la instalación de una mayor potencia pico en el sistema.

Los Casos 22. y 23. estudiados calculan la potencia producida por una instalación equivalente a la de dos cadenas de 6 módulos en serie, pero coplanar con el tejado, formando una tabla de 3x4 módulos, y por una instalación con una tabla de 3x5 módulos.

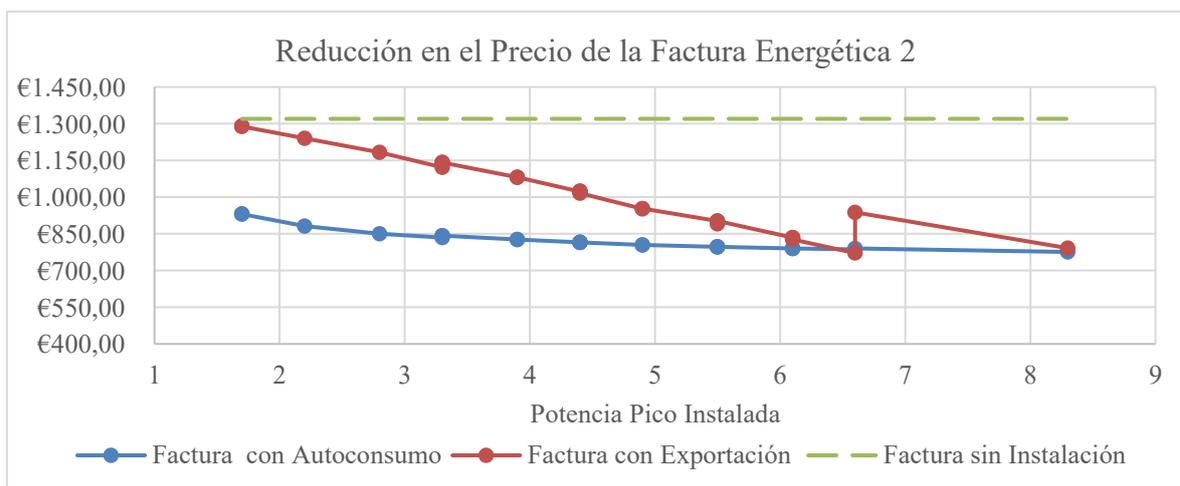


Gráfico 21 Reducción en el precio de la Factura Energética 2

En el Gráfico 21 Reducción en el precio de la Factura Energética se pueden distinguir claramente los dos casos. Al no estar inclinados de forma óptima, los módulos en el Caso 22. producen 92921 kWh, alrededor de un 20% menos de energía. Esto se ve reflejado

principalmente en el beneficio económico que se obtiene del vertido de excedentes, y está representado por el salto en el gráfico. En cuanto al Caso 23, el espacio liberado al colocar los módulos coplanares permite la instalación de tres módulos fotovoltaicos más al sistema (sumando un total de 1.65 kWp). Sin embargo, al colocar los paneles coplanares al tejado, la generación no solo se ve afectada por no estar en la inclinación óptima, sino que también sufre pérdidas térmicas mayores, y no cuenta con la captación de radiación a través de la bifacialidad de los módulos. Al estar aislado su reverso, las pérdidas térmicas (ya introducidas en la sección 7.1.3.1 Parámetro Térmico) deben ser reajustadas, reduciéndose el parámetro térmico a la mitad.

Nuevamente, se han juntado los diagramas de Sankey de ambos casos (21. y 23.), y se puede comprobar claramente cómo la configuración de dos strings con la inclinación óptima y la bifacialidad activa, no solo tienen una mayor captación solar, sino que sus pérdidas son menores también. Por tanto, y como es evidente, la reducción en la factura energética anual para ambos Casos 22. y 23, es menor que en el Caso 21.

Con este último análisis se llega a la conclusión de que optar por optimizar la utilización del espacio disponible independientemente de la configuración de los módulos no es eficiente. No obstante, la instalación de tabloneros coplanares al tejado reduce significativamente el precio del proyecto, pues no sería necesario incurrir en la compra de las estructuras fijas. Por ello, es posible que esta reducción económica sea suficiente para justificar la aplicación práctica de estos casos.

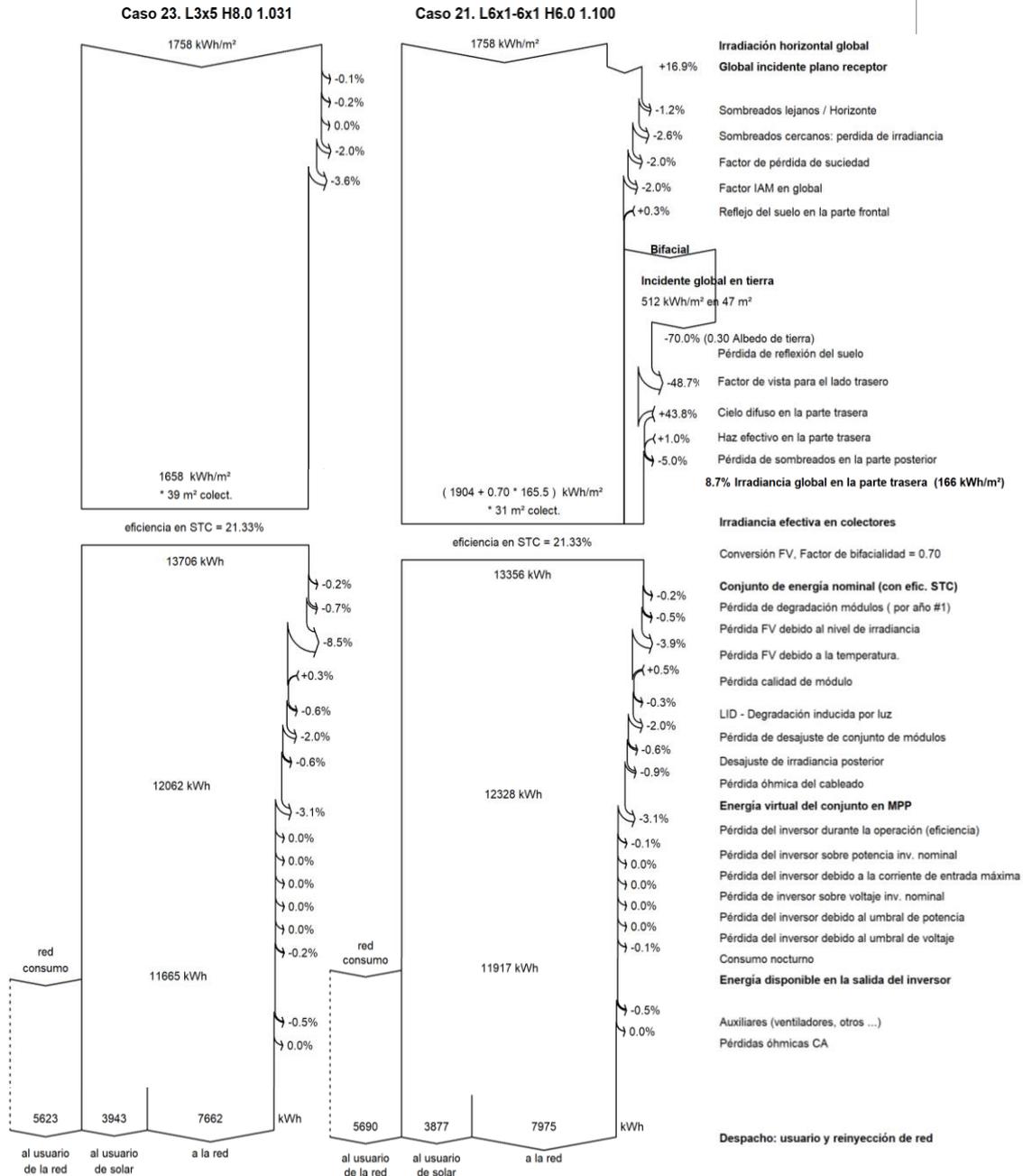


Gráfico 22 Comparación de Diagramas de Sankey de Pérdidas de los Casos 21. y 23.

1.4.4 EXPANSIÓN DE LA SUPERFICIE

En el estudio del emplazamiento realizado en ANEXO I. Selección de Emplazamiento se observa y baraja la posibilidad de expandir la superficie disponible para la instalación de los módulos fotovoltaicos al tejado que se encuentra a continuación del que ya está siendo utilizado. Esta superficie no está a la misma altura, y es notablemente más restrictiva que la anterior, pero es posible instalar en ella una cadena de hasta 5 módulos en serie. La optimización de la planta hasta el momento refleja que incrementar la potencia pico instalada de forma eficiente puede resultar en una mayor reducción en el precio de la factura eléctrica, lo que lleva a la creación de un nuevo subconjunto “Lateral”, y a plantear el uso de esta superficie para el proyecto.

Al únicamente caber un módulo en el ancho del tejado, no es viable instalar los paneles con la inclinación óptima. Por tanto, se plantea un nuevo Caso 24. en el que se añade a la tabla de 3x5 anterior, dicha cadena de 5 módulos en serie en el tejado lateral, tal y como se presenta en la Figura 39 Configuración de Módulos Caso 24..

La simulación de este caso revela que la cadena añadida incrementa en un 20% la producción del Caso 23. en el que únicamente se estudiaba el tablón de 3x5. No obstante, se calcula su rentabilidad, y se comprueba que esta configuración está cerca de sobrepasar el límite del emplazamiento. Al sobredimensionar la instalación fotovoltaica, el beneficio teórico obtenido por el vertido de excedentes puede ser superior al beneficio real que se puede obtener en la instalación. Esto quiere decir que, la planta “perdería” parte de la energía producida, sin tener posibilidad de sacar rentabilidad de ella. El motivo detrás de esto se explica en más detalle en el Capítulo 9. Parte I Capítulo 9. Estudio Económico.

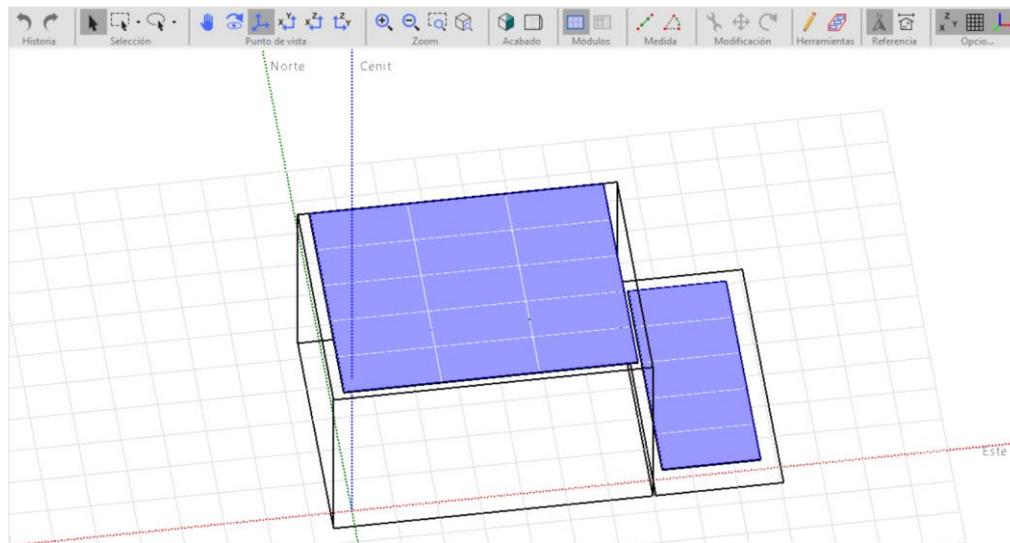


Figura 39 Configuración de Módulos Caso 24.

Para maximizar la rentabilidad del proyecto, es posible que sea necesario reducir la potencia instalada del sistema.

1.5 CONCLUSIÓN: CASOS POTENCIALMENTE ÓPTIMOS

Sabiendo que la instalación del Caso 24. reduciría el precio de la factura en un 96 %, se llega a la conclusión de que, pese a que no es posible introducir una mayor cantidad de potencia pico en el emplazamiento, tampoco sería rentable, pues parte de la energía generada sería “perdida”.

Por tanto, se analizará una serie de casos nuevos que se aproximen al límite del emplazamiento sin superarlo. Primeramente, se opta por reducir el número de módulos en serie de la cadena lateral de 5 a 4. La producción solar y la reducción en la factura se reducen, siendo la última de un 93 %.

Por otro lado, es posible que la instalación práctica del tablón de 3x5 módulos sea demasiado ajustada, de forma que el mantenimiento del mismo sea inviable, o muy costoso. Por ello, se vuelve a valorar la producción generada por la instalación de los dos strings de 6 módulos en serie inclinados de forma óptima, a los que se les añadirá la cadena de 5 módulos en el

lateral. Para poder simular esta configuración, crea una orientación secundaria “Orientación #2”, que permitirá al programa distinguir entre las cadenas inclinadas 34°, de las coplanares del subconjunto “Lateral”. Se detallan los pasos seguidos para la creación de esta segunda orientación en la sección Creación de Orientaciones, del Parte I Capítulo 3.

Además, será necesario definir un nuevo parámetro térmico que refleje las pérdidas de esta nueva configuración pues, hasta ahora todos los módulos estaban o bien inclinados (o “libres” con circulación de aire según PVsyst), o bien coplanares con el tejado (integración con respaldo totalmente aislado en PVsyst). Para estos dos casos se escogió como parámetro térmico el predefinido por el programa para configuraciones “libres” con circulación de aire, y para configuraciones integradas con respaldo totalmente aislado: 29 y 15, respectivamente. Como en este caso, los módulos están en ambas configuraciones, se ha ponderado el factor térmico predefinido por PVsyst para cada caso, por el número de módulos que siguen cada configuración. El valor obtenido es el siguiente:

12 Módulos Libres: Parámetro Térmico = 29

5 Módulos Integrados: Parámetro Térmico = 15

$$\text{Parámetro Térmico} = \frac{N^{\circ} \text{Módulos Libres} \times 29 + N^{\circ} \text{Módulos Integrados} \times 15}{N^{\circ} \text{Total de Módulos}}$$

$$\text{Parámetro Térmico} = \frac{12 \times 29 + 5 \times 15}{12 + 5} = 24.88$$

Ecuación 6 Cálculo de Parámetro Térmico Ponderado

Introducido el nuevo parámetro térmico, se simula el caso. Este Caso 27. presenta una producción de 14365 kWh, que supera la reducción de la factura del caso anterior, alcanzando un 97%. El resultado obtenido entra dentro de lo que cabía esperar, pues ya se ha comprobado que la generación de dos strings optimizados con menor potencia pico, es superior a la del tablón de 3x5.

Si bien es cierto que el objetivo del proyecto es reducir al mínimo la factura energética, su valor es una variable que se ha estimado con los datos de consumo de años anteriores. Esto

quiere decir que el precio real que tendrá los años próximos variará en cierta medida, pudiendo ser mayor, o menor que el calculado. Con esto en mente, es razonable dejar un margen de variabilidad en la reducción de la factura eléctrica, tal que en caso de que algún año el precio de la factura sea inferior al estimado, no se genere en exceso.

En consecuencia, se escogerán como casos potencialmente óptimos aquellos cuya reducción de la factura eléctrica calculada se encuentre entre un 80 % y un 95 %. Estos casos serán simulados nuevamente empleando los distintos módulos fotovoltaicos descritos en la sección 7.1.2.1 Módulos Fotovoltaicos, y estudiados económicamente para concretar qué configuración será la escogida para el proyecto.

- | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ➤ Caso 21:
Configuración: 6x1-6x1
Potencia: 6.6 kWp, 6 kW
Reducción Factura: 82 % | ➤ Caso 26:
Configuración: 3x4+ 1x5
Potencia: 9.4 kWp, 9 kW
Reducción Factura: 83 % |
| ➤ Caso 23:
Configuración: 3x5
Potencia: 8.3 kWp, 8 kW
Reducción Factura: 81 % | ➤ Caso 28:
Configuración: 6x1-6x1 + 1x4
Potencia: 8.8 kWp, 8 kW
Reducción Factura: 93 % |
| ➤ Caso 25:
Configuración: 3x5 + 1x4
Potencia: 10.4 kWp, 10 kW
Reducción Factura: 93 % | ➤ Caso 29:
Configuración: 6x1-6x1 + 1x3
Potencia: 8.3 kWp, 8 kW
Reducción Factura: 90 % |

1.6 SELECCIÓN DEL MÓDULO

Para simular los casos con cada módulo, será necesario reconfigurar la sección de pérdidas detalladas, y adaptarla a las especificaciones de cada modelo, de acuerdo con lo indicado en sus fichas técnicas.

Los resultados obtenidos para todas las simulaciones realizadas se han resumido en la Tabla 34 Casos Potencialmente Óptimos: Selección de Módulo que se muestra a continuación. Para facilitar su comprensión, en cada caso analizado se han resaltado los porcentajes de reducción de la factura energética con los colores verde, amarillo y rojo: el verde indica el mayor ahorro, el rojo el menor, y el amarillo valores intermedios.

Tabla 34 Casos Potencialmente Óptimos: Selección de Módulo

Casos Potencialmente Óptimos: Selección de Módulo

Nº Caso	Configuración	Módulo	E Solar (kWh)	Módulos (€)	Total Instalación (€)	Ahorro por Autoconsumo (€)	Ahorro por Exportación (€)	% Reducción Factura	Ahorro/Coste de instalación
Caso 21	6x1-6x1	Longi	3870	2.388,00€	7.715,94€	534,04€	548,66€	82,02%	14,03%
		JA Solar	3775	1.870,80€	7.198,74€	520,93€	507,22€	77,89%	14,28%
		Sunpower	3870	2.518,80€	7.846,74€	534,04€	549,43€	82,08%	13,81%
Caso 23	3x5	Longi	3938	2.985,00€	8.810,59€	543,42€	528,85€	81,23%	12,17%
		JA Solar	3925	2.338,50€	8.164,09€	541,63€	526,26€	80,90%	13,08%
		Sunpower	3930	3.148,50€	8.974,09€	542,32€	526,82€	80,99%	11,91%
Caso 25	3x5 + 1x4	Longi	3996	3.781,00€	11.452,38€	551,42€	670,04€	92,53%	10,67%
		JA Solar	3982	2.962,10€	10.633,48€	549,49€	666,82€	92,14%	11,44%
		Sunpower	3985	3.988,10€	11.659,48€	549,91€	666,47€	92,15%	10,43%
Caso 26	3x4 + 1x5	Longi	3937	3.383,00€	10.466,88€	543,28€	555,52€	83,24%	10,50%
		JA Solar	3923	2.650,30€	9.734,18€	541,35€	552,72€	82,88%	11,24%
		Sunpower	3926	3.568,30€	10.652,18€	541,76€	551,95€	82,85%	10,27%
Caso 28	6x1-6x1 + 1x4	Longi	3949	3.184,00€	10.357,73€	544,94€	687,54€	93,37%	11,90%
		JA Solar	3863	2.494,40€	9.668,13€	533,07€	644,77€	89,23%	12,18%
		Sunpower	3940	3.358,40€	10.532,13€	543,70€	684,81€	93,07%	11,66%
Caso 29	6x1-6x1 + 1x3	Longi	3927	2.985,00€	10.403,63€	541,90€	651,42€	90,40%	11,47%
		JA Solar	3837	2.338,50€	9.757,13€	529,48€	609,14€	86,26%	11,67%
		Sunpower	3918	3.148,50€	10.567,13€	540,66€	649,11€	90,13%	11,26%

De los resultados se sacan las siguientes conclusiones:

Los módulos de la marca JA Solar, son considerablemente más baratos que los otros dos modelos seleccionados, lo que se ve reflejado de forma más notable conforme se aumenta el número de módulos instalado, y supone una diferencia de hasta 1.000 € en el Caso 26, respecto a la marca Sunpower.

Sin embargo, esta diferencia de precio repercute en el rendimiento de la instalación, ya que en ningún caso el uso de estos módulos representa siquiera la segunda mejor opción. El motivo detrás de que los módulos de la marca JA Solar sean más económicos y generen una menor cantidad de energía no es otro que el hecho de que no son bifaciales. Esto se puede comprobar al comparar la diferencia en ambas la generación total y la reducción en el precio de la factura de los Casos 21. y 25.

Mientras que en el Caso 21. la diferencia en la reducción de la factura entre JA Solar y las otras dos opciones es de alrededor de un 4%; para el Caso 25. en el que se instala un total de 19 módulos coplanares al tejado, la diferencia cae significativamente a menos de un 1 %, siendo incluso de un 0,1 % respecto a la marca Sunpower.

Por otro lado, según los valores resaltados, los módulos de la marca Longi parecen ser los más eficientes en todos los casos, a excepción del Caso 21, en el que la mejor opción es emplear los módulos de Sunpower. Esto se debe a que la generación por bifacialidad de esta marca es, aunque por poco, mayor que la de sus competidores, lo que le da una ventaja de un 0,6 % respecto a los módulos de Longi. A pesar de esto, y como se puede comprobar en los Casos 23, 25 y 26, sin generación bifacial y en igualdad de condiciones, son los módulos de Longi los que logran una mayor generación total.

El factor determinante que hace de estos últimos la opción con mayor reducción en el precio de la factura en los casos que incluyen tanto módulos con bifacialidad, como módulos coplanares, es que la ventaja de Sunpower en la generación por bifacialidad es menor que la que obtiene Longi en la generación coplanar.

Por tanto, se concluye que, en caso de que se realice una instalación totalmente coplanar, es posible que la relativamente pequeña diferencia que hay entre la producción por los módulos Longi y JA Solar no sea suficiente para justificar la mayor inversión que supone emplear los primeros. En cambio, si se realiza una instalación puramente inclinada sería necesario comprobar qué es mayor, si la ligera ventaja que tienen los módulos de Sunpower respecto de los de la marca Longi, o su diferencia en el coste de los paneles. Finalmente, para una instalación que combine módulos inclinados y coplanares, será necesario incurrir en un gasto mayor si se quiere hacer uso de la notable diferencia energética que logran los módulos de Longi respecto a los competidores.

Tras analizar la columna Ahorro/Coste, se llega a la conclusión de que el caso que ofrece una mayor reducción de la factura, así como el mayor ahorro económico en la factura en función del coste total de la instalación, es el Caso 21. Por tanto, será este el utilizado para el proyecto.

