



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

## ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL ECOSISTEMA ENERGÉTICO DEL HOTEL SESUÉ (HUESCA)

Autor: Eva Chico Ercilla

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio del 2026



### Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Estudio de Viabilidad de la implantación fotovoltaica en el ecosistema energético del Hotel Sesué (Huesca)** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025-2026** es de mi autoría 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.

### Uso de Inteligencia Artificial<sup>1</sup>

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

- No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.
- He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

La inteligencia artificial ha sido utilizada para la obtención de ideas iniciales, apoyo para la utilización de las diferentes herramientas necesarias y para la búsqueda de información, que ha sido siempre contrastada.

*luachico*

---

<sup>1</sup> Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Firmado (alumno): Eva Chico Ercilla
Fecha: 30/05/2026

**Autorización para la entrega del Proyecto**

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:





**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

## ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL ECOSISTEMA ENERGÉTICO DEL HOTEL SESUÉ (HUESCA)

Autor: Eva Chico Ercilla

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid



# Agradecimientos

A mi Papote y a Carmen, porque juntos han hecho que este camino haya sido mucho más fácil.

A mi novio, Carlos, por apoyarme siempre, especialmente en las cuestras arriba.

A mi tutora, Consolación, por su dedicación, paciencia y acompañamiento durante todo el desarrollo de este trabajo.

A mis amigas y amigos de Delft, que, sin saberlo, han hecho de este año uno de los más felices de mi vida.



# ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL ECOSISTEMA ENERGÉTICO DEL HOTEL SESUÉ (HUESCA)

**Autor: Chico Ercilla, Eva.**

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

Este TFG estudia la viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para el Hotel Sesué (Sesué, Huesca). A partir del consumo horario, el recurso disponible y la simulación en PVsyst, se concluye que la opción de 12 módulos y Pnom de 600 Wp (7,2 kWp) ofrece la mejor solución.

**Palabras clave:** autoconsumo fotovoltaico, PVsyst, Hotel Sesué, energía solar, viabilidad técnico-económica, excedentes.

### 1. Introducción

La transición energética está impulsando el desarrollo de soluciones renovables aplicadas a edificios y actividades económicas, especialmente mediante instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Este tipo de sistemas permite generar electricidad cerca del punto de consumo, reducir parte de la energía comprada a la red y mejorar el aprovechamiento de los recursos disponibles en cada emplazamiento.

El presente proyecto analiza la viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para el Hotel Sesué, situado en el Valle de Benasque, en la provincia de Huesca. La instalación se plantea en una pradera próxima al hotel, lo que permite evitar la instalación sobre cubierta y definir una disposición más flexible de los módulos. No obstante, al tratarse de un entorno de montaña, resulta necesario considerar condicionantes específicos como el relieve, el horizonte, las sombras cercanas y la variación del recurso solar disponible.

### 2. Definición del Proyecto

El objetivo del proyecto es estudiar si una instalación fotovoltaica conectada a red puede cubrir una parte significativa del consumo eléctrico del hotel y resultar económicamente viable. Para ello, se analiza el consumo horario del establecimiento, el recurso solar disponible, las características del terreno y distintas configuraciones de potencia instalada.

El consumo anual considerado es de 34.963 kWh/año, con perfil horario. La instalación se plantea dentro del marco del Real Decreto 244/2019, como una modalidad de autoconsumo individual con excedentes acogido a compensación simplificada [1]. Bajo esta modalidad, la energía producida se consume prioritariamente en el hotel y, cuando

la generación supera la demanda instantánea, los excedentes pueden compensarse económicamente en la factura eléctrica.

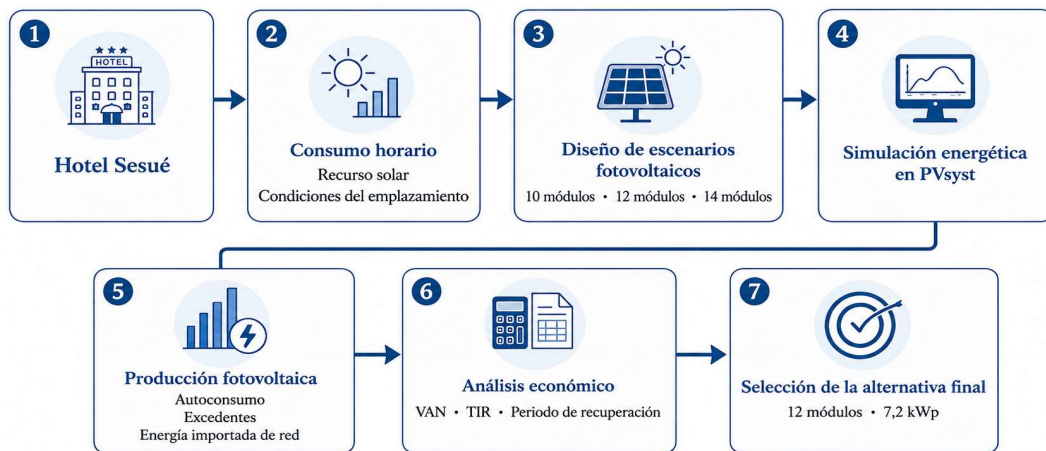


Ilustración 1: Esquema metodológico del Proyecto

Se comparan tres escenarios de dimensionamiento: 10 módulos, 6,0 kWp; 12 módulos, 7,2 kWp; y 14 módulos, 8,4 kWp. Esta comparación permite valorar no solo la producción anual, sino también el grado de autoconsumo, los excedentes generados y la rentabilidad económica de cada alternativa.

### 3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

La instalación se diseña como un sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a red, sin almacenamiento mediante baterías. La solución técnica se basa en módulos bifaciales de silicio monocristalino de 600 Wp, instalados sobre estructura fija en suelo, con orientación sur, azimut  $0^\circ$  e inclinación de  $40^\circ$ . El módulo considerado pertenece a la familia JA Solar JAM72D40-LB, de tecnología bifacial y doble vidrio [3].

La simulación energética se ha realizado mediante PVsyst, incorporando la localización del proyecto, el perfil horario de consumo, los equipos seleccionados, las pérdidas del sistema, el horizonte, las sombras cercanas y la bifacialidad de los módulos [2]. Para los datos meteorológicos se han comparado distintas fuentes, seleccionando una combinación representativa y prudente para el emplazamiento. De esta forma, los tres escenarios se simulan bajo las mismas condiciones de partida, permitiendo una comparación homogénea entre alternativas.

### 4. Resultados

Los resultados muestran que la producción fotovoltaica aumenta con la potencia instalada, aunque también lo hacen los excedentes. Por tanto, la alternativa de mayor tamaño no es necesariamente la más equilibrada desde el punto de vista técnico-económico. En una instalación de autoconsumo sin baterías, no solo interesa producir más energía, sino maximizar la parte que puede ser consumida directamente por el hotel.

Los tres escenarios presentan un VAN positivo y una TIR superior a la tasa de descuento del 5 %, lo que indica que todas las alternativas son económicamente viables bajo las

hipótesis consideradas. Sin embargo, el escenario de 12 módulos ofrece el mejor equilibrio global entre inversión inicial, energía autoconsumida, excedentes vertidos a red y rentabilidad.

*Tabla 1: Comparación de los principales resultados económicos y energéticos*

<b>Indicador</b>	<b>10 módulos</b>	<b>12 módulos</b>	<b>14 módulos</b>
<b>Potencia instalada</b>	6,0 kW <sub>p</sub>	7,2 kW <sub>p</sub>	8,4 kW <sub>p</sub>
<b>P<sub>nom</sub> inversor</b>	6,0 kW	6,0 kW	8,0 kW
<b>Producción FV</b>	9.374,4 kWh/año	11.227,8 kWh/año	13.114,4 kWh/año
<b>Autoconsumo</b>	8.828 kWh/año	10.014 kWh/año	10.995 kWh/año
<b>Excedentes</b>	546,7 kWh/año	1.213,8 kWh/año	2.119,4 kWh/año
<b>Cobertura solar</b>	25,25 %	28,64 %	31,45 %
<b>VAN</b>	6.001 €	6.635 €	6.963 €
<b>TIR</b>	9,38 %	9,07 %	8,69 %
<b>Recuperación</b>	9,95 años	10,37 años	10,84 años

Aunque el escenario de 14 módulos alcanza el mayor VAN, también genera más excedentes, reduce la TIR y alarga el periodo de recuperación. Por este motivo, se selecciona el escenario de 12 módulos, con una potencia instalada de 7,2 kW<sub>p</sub>, al considerarse la alternativa más equilibrada para el consumo real del hotel.

## 5. Conclusiones

El proyecto demuestra que una instalación fotovoltaica de autoconsumo puede reducir parcialmente el consumo eléctrico de red del Hotel Sesué, incluso en un entorno de montaña condicionado por el horizonte, las sombras y la variación del recurso solar. La simulación mediante PVsyst permite estimar de forma más realista la producción esperada y valorar previamente el comportamiento de la instalación antes de una posible ejecución real [2].

La solución de 12 módulos se considera la más adecuada porque equilibra inversión, autoconsumo, excedentes y rentabilidad. Esta alternativa alcanza una cobertura solar del 28,64 %, autoconsume 10.014 kWh/año, obtiene un VAN de 6.635 €, una TIR del 9,07 % y un periodo de recuperación de 10,37 años.

En definitiva, el estudio confirma que el autoconsumo fotovoltaico puede ser una solución viable para reducir parte de la dependencia eléctrica del Hotel Sesué, siempre que el dimensionamiento se ajuste al perfil horario de consumo y no se base únicamente en maximizar la potencia instalada.

## 6. Referencias

- [1] Gobierno de España. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, 2019. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>
- [2] PVsyst SA. “Array and System Losses”, PVsyst Documentation, 2025. <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/index.html>
- [3] JA Solar. “JAM72D40 LB 580-605W”, JA Solar Technology Co., Ltd., 2024. <https://www.jasolar.eu/en/products/jam72d40-lb>

# FEASIBILITY STUDY OF PHOTOVOLTAIC IMPLEMENTATION IN THE ENERGY ECOSYSTEM OF HOTEL SESUÉ, HUESCA (SPAIN)

**Author: Chico Ercilla, Eva.**

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## ABSTRACT

This Final Degree Project studies the technical and economic feasibility of a photovoltaic self-consumption installation for Hotel Sesué (Sesué, Huesca). Based on the hourly consumption, the available resource and the PVsyst simulation, it is concluded that the 12-module option with 600 Wp Pnom (7.2 kWp) offers the best solution.

**Keywords:** photovoltaic self-consumption, PVsyst, Hotel Sesué, solar energy, techno-economic feasibility, surplus energy.

## 1. Introduction

The energy transition is promoting the development of renewable solutions applied to buildings and economic activities, especially through photovoltaic self-consumption installations. This type of system makes it possible to generate electricity close to the point of consumption, reduce part of the energy purchased from the grid and improve the use of the resources available at each site.

This project analyses the technical and economic feasibility of a photovoltaic self-consumption installation for Hotel Sesué, located in the Benasque Valley, in the province of Huesca. The installation is proposed in a meadow close to the hotel, which avoids the need to install the system on the roof and allows a more flexible layout of the modules. However, as it is a mountain environment, it is necessary to consider specific constraints such as the terrain, the horizon, near shading and the variation of the available solar resource.

## 2. Project definition

The objective of the project is to study whether a grid-connected photovoltaic installation can cover a significant part of the hotel's electricity consumption and be economically viable. To do so, the hourly consumption of the establishment, the available solar resource, the characteristics of the land and different installed capacity configurations are analysed.

The annual consumption considered is 34,963 kWh/year, with an hourly profile. The installation is proposed within the framework of Royal Decree 244/2019, as an individual self-consumption system with surplus energy under simplified compensation [1]. Under this modality, the energy produced is consumed primarily by the hotel and, when

generation exceeds instantaneous demand, the surplus energy can be economically compensated in the electricity bill.

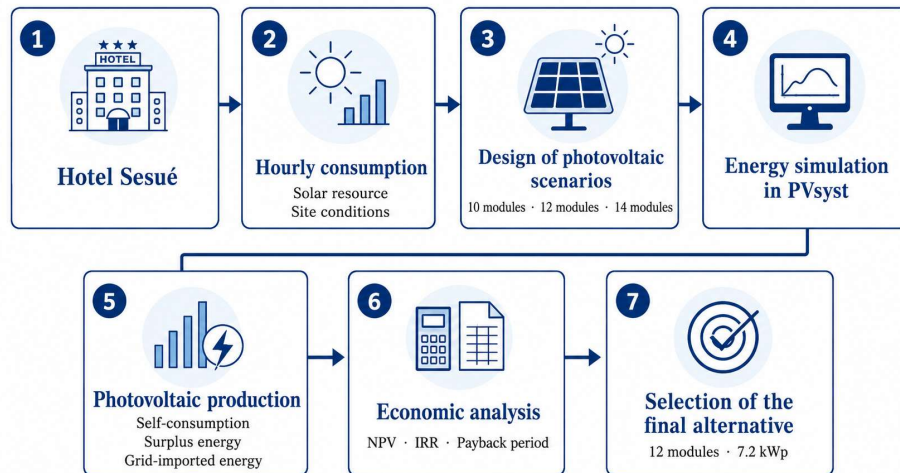


Figure 2: Methodological scheme of the Project

Three sizing scenarios are compared: 10 modules, 6.0 kWp; 12 modules, 7.2 kWp; and 14 modules, 8.4 kWp. This comparison makes it possible to assess not only the annual production, but also the level of self-consumption, the surplus energy generated and the economic profitability of each alternative.

### 3. Description of the model/System/tool

The installation is designed as a grid-connected photovoltaic self-consumption system, without battery storage. The technical solution is based on 600 W<sub>p</sub> bifacial monocrystalline silicon modules, installed on a fixed ground-mounted structure, with south-facing orientation, 0° azimuth and a tilt angle of 40°. The module considered belongs to the JA Solar JAM72D40-LB family, with bifacial and double-glass technology [3].

The energy simulation was carried out using PVsyst, incorporating the project location, the hourly consumption profile, the selected equipment, system losses, horizon profile, near shading and module bifaciality [2]. For the meteorological data, different sources were compared, selecting a representative and prudent combination for the site. In this way, the three scenarios are simulated under the same initial conditions, allowing a homogeneous comparison between alternatives.

### 4. Results

The results show that photovoltaic production increases with installed capacity, although surplus energy also increases. Therefore, the largest alternative is not necessarily the most balanced from a techno-economic point of view. In a self-consumption installation without batteries, the objective is not only to produce more energy, but to maximise the share that can be consumed directly by the hotel.

The three scenarios present a positive NPV and an IRR above the 5% discount rate, which indicates that all alternatives are economically viable under the assumptions

considered. However, the 12-module scenario offers the best overall balance between initial investment, self-consumed energy, surplus energy exported to the grid and profitability.

Table 2: Comparison of the main energy and economic results of the simulated scenarios

Indicator	10 modules	12 modules	14 modules
Installed capacity	6.0 kWp	7.2 kWp	8.4 kWp
Inverter nominal power	6.0 kW	6.0 kW	8.0 kW
PV production	9,374.4 kWh/year	11,227.8 kWh/year	13,114.4 kWh/year
Self-consumption	8,828 kWh/year	10,014 kWh/year	10,995 kWh/year
Surplus energy	546.7 kWh/year	1,213.8 kWh/year	2,119.4 kWh/year
Solar coverage	25.25%	28.64%	31.45%
NPV	€6,001	€6,635	€6,963
IRR	9.38%	9.07%	8.69%
Payback period	9.95 years	10.37 years	10.84 years

Although the 14-module scenario reaches the highest NPV, it also generates more surplus energy, reduces the IRR and extends the payback period. For this reason, the 12-module scenario, with an installed capacity of 7.2 kWp, is selected, as it is considered the most balanced alternative for the hotel's real consumption profile.

## 5. Conclusions

The project shows that a photovoltaic self-consumption installation can partially reduce the grid electricity consumption of Hotel Sesué, even in a mountain environment affected by the horizon, shading and solar resource variation. The simulation using PVsyst makes it possible to estimate the expected production more realistically and to assess the installation's performance before possible real implementation [2].

The 12-module solution is considered the most suitable because it balances investment, self-consumption, surplus energy and profitability. This alternative reaches a solar coverage of 28.64%, self-consumes 10,014 kWh/year, obtains an NPV of €6,635, an IRR of 9.07% and a payback period of 10.37 years.

In conclusion, the study confirms that photovoltaic self-consumption can be a viable solution to reduce part of Hotel Sesué's electricity dependence, provided that the sizing is adapted to the hourly consumption profile and is not based solely on maximising installed capacity.

## 6. References

- [1] Gobierno de España. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, 2019. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>
- [2] PVsyst SA. "Array and System Losses", PVsyst Documentation, 2025. <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/index.html>
- [3] JA Solar. "JAM72D40 LB 580-605W", JA Solar Technology Co., Ltd., 2024. <https://www.jasolar.eu/en/products/jam72d40-lb>

## *Índice de la memoria*

<i>Índice de la memoria</i> .....	<i>I</i>
<i>Índice de figuras</i> .....	<i>V</i>
<i>Índice de tablas</i> .....	<i>VII</i>
<b>Capítulo 1. Introducción</b> .....	<b>9</b>
1.1 Localización del caso de estudio .....	9
1.2 Introducción y motivación.....	11
<b>Capítulo 2. Descripción de las tecnologías</b> .....	<b>13</b>
2.1 Radiación solar y recurso disponible.....	13
2.2 Efecto fotovoltaico y funcionamiento de la célula solar .....	14
2.3 Módulos fotovoltaicos.....	14
2.3.1 Silicio cristalino.....	15
2.3.2 Lámina delgada.....	16
2.3.3 Fotovoltaica de concentración.....	17
2.3.4 Módulos bifaciales y tecnologías comerciales actuales.....	18
2.3.5 Fabricantes y módulos comerciales.....	18
2.4 Inversores fotovoltaicos .....	19
2.5 Equipos auxiliares: estructura, protecciones, cableado, contador y monitorización .....	20
2.6 Autoconsumo fotovoltaico .....	22
2.7 Tecnologías consideradas en el proyecto .....	23
<b>Capítulo 3. Estado de la cuestión</b> .....	<b>25</b>
3.1 Introducción.....	25
3.2 Evolución de la eficiencia y costes de la tecnología fotovoltaica .....	26
3.2.1 Evolución de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos.....	26
3.2.2 Reducción del coste de los módulos fotovoltaicos.....	27
3.2.3 Evolución del coste nivelado de la electricidad.....	28
3.2.4 Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada.....	29
3.2.5 Relevancia para instalaciones de autoconsumo.....	32

3.3	Marco normativo del autoconsumo fotovoltaico en España .....	33
3.4	Fundamentos tecnológicos e integración de sistemas fotovoltaicos.....	34
<b>Capítulo 4. Definición del trabajo.....</b>		<b>38</b>
4.1	Justificación.....	38
4.1.1	Necesidad detectada.....	39
4.1.2	Justificación técnica .....	40
4.1.3	Justificación económica .....	42
4.1.4	Justificación ambiental.....	42
4.2	Objetivos .....	43
4.3	Metodología.....	44
4.4	Planificación y Estimación Económica.....	45
4.4.1	Planificación temporal de las actividades.....	46
4.4.2	Planificación temporal de ejecución y puesta en marcha .....	47
4.4.3	Estimación económica de la instalación .....	49
4.4.4	Justificación del coste específico adoptado.....	50
4.4.5	Costes de operación y mantenimiento .....	51
4.4.6	Conclusión.....	51
<b>Capítulo 5. Diseño y modelado de la instalación fotovoltaica .....</b>		<b>52</b>
5.1	Análisis del sistema .....	52
5.1.1	Condicionantes del entorno.....	52
5.1.2	Análisis del consumo eléctrico .....	53
5.2	Estudio del recurso solar y datos meteorológicos .....	56
5.2.1	Comparación de bases de datos .....	56
5.2.2	Datos meteorológicos seleccionados.....	64
5.3	Diseño de la instalación fotovoltaica.....	65
5.3.1	Tipo de instalación .....	65
5.3.2	Orientación, inclinación y tipo de módulo .....	66
5.3.3	Inversor seleccionado.....	67
5.3.4	Configuración eléctrica de la instalación .....	69
5.4	Herramienta de simulación empleada: PVsyst.....	72
5.5	Implementación del modelo en PVsyst.....	74
5.5.1	Modelado del horizonte.....	75

5.5.2	<i>Modelado de las sombras cercanas</i> .....	76
5.5.3	<i>Bifacialidad</i> .....	77
5.5.4	<i>Pérdidas consideradas</i> .....	77
5.6	Definición de escenarios .....	78
5.6.1	<i>Escenario de 10 módulos</i> .....	79
5.6.2	<i>Escenario de 12 módulos</i> .....	79
5.6.3	<i>Escenario de 14 módulos</i> .....	80
<b>Capítulo 6. Análisis de los resultados</b> .....		<b>81</b>
6.1	Interpretación de las simulaciones realizadas.....	81
6.2	Resultados energéticos .....	85
6.2.1	<i>Producción fotovoltaica obtenida</i> .....	85
6.2.2	<i>Energía autoconsumida y energía importada de red</i> .....	86
6.2.3	<i>Excedentes vertidos a red</i> .....	87
6.2.4	<i>Comparación energética de escenarios</i> .....	87
6.3	Análisis económico .....	88
6.3.1	<i>Hipótesis económicas consideradas</i> .....	89
6.3.2	<i>Resultados</i> .....	90
6.4	Análisis crítico de los resultados .....	92
6.5	Selección de la alternativa final.....	93
6.5.1	<i>Análisis económico detallado del escenario elegido</i> .....	94
6.5.2	<i>Proyección de energía generada, autoconsumida, importada y exportada durante la vida útil</i> .....	98
6.5.3	<i>Contaminación evitada</i> .....	100
<b>Capítulo 7. Conclusiones y trabajos futuros</b> .....		<b>103</b>
7.1	Conclusiones .....	103
7.2	Trabajos futuros.....	104
<b>Capítulo 8. Bibliografía</b> .....		<b>106</b>
<b>Anexo I 112</b>		
I.I	INTRODUCCIÓN .....	112
I.II	ODS principales .....	113
I.II.I	<i>ODS 7: Energía asequible y no contaminante</i> .....	113
I.II.II	<i>ODS 13: Acción por el clima</i> .....	113

---

I.III ODS secundarios .....	114
<i>I.III.I ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico</i> .....	114
<i>I.III.II ODS 9: Industria, innovación e infraestructura</i> .....	114
<i>I.III.III ODS 12: Producción y consumo responsables</i> .....	115
I.IV ODS complementarios .....	115
<i>I.IV.I ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles</i> .....	115
<i>I.IV.II ODS 15: Vida de ecosistemas terrestres</i> .....	116
<b>Anexo II</b> <b>117</b>	
II.I Cálculos económicos detallados .....	117
<i>II.I.I Escenario de 10 módulos</i> .....	117
<i>II.I.II Escenario de 12 módulos</i> .....	118
<i>II.I.III Escenario de 14 módulos</i> .....	119
II.II Ficha técnica panel .....	120
II.III Ficha técnica inversor.....	122
II.IV Informes de las simulaciones .....	124

## *Índice de figuras*

Ilustración 1: Pin amarillo con el punto exacto de las coordenadas empleadas que se corresponden con el prado y en rosa se ve el hotel .....	9
Ilustración 2: Provincia de Huesca, España.....	10
Ilustración 3: Comarca correspondiente .....	10
Ilustración 4: En el número 2 se encuentra Sesué dentro de dicha comarca.....	10
Ilustración 5: Muestra de silicio cristalino .....	15
Ilustración 6: Lámina delgada de silicio amorfo .....	16
Ilustración 7: Imagen de paneles solares de concentración.....	17
Ilustración 8: Imagen de paneles solares bifaciales.....	18
Ilustración 9: Representación visual de una instalación de autoconsumo con excedentes .	22
Ilustración 10: Ejemplo de estructura fija en una instalación fotovoltaica.....	23
Ilustración 11: Apariencia del inversor seleccionado (Huawei SUN2000-6KTL-M1).....	24
Ilustración 12: Evolución de la eficiencia de células fotovoltaicas [3] .....	27
Ilustración 13: Evolución del precio de los módulos fotovoltaicos [4].....	28
Ilustración 14: Evolución del LCOE de la fotovoltaica y comparación con otras tecnologías[5] .....	29
Ilustración 15: Evolución de la capacidad fotovoltaica acumulada a nivel mundial [34]...	30
Ilustración 16: Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en España [35] .....	31
Ilustración 17: Evolución de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico en España [13] .....	32
Ilustración 18: Diagrama de Gantt de la planificación temporal del proyecto.....	47
Ilustración 19: Consumo eléctrico mensual del hotel medido en kWh/mes.....	54
Ilustración 20: Consumo eléctrico anual acumulado por hora del día .....	55
Ilustración 21: Comparación GHI para cada una de las bases de datos .....	57
Ilustración 22: Comparación DHI para cada una de las bases de datos .....	58
Ilustración 23: Configuración geométrica de los módulos en PVsyst.....	66
Ilustración 24: Disposición de los módulos.....	71

---

Ilustración 25: Perfil de horizonte considerado en PVsyst para el emplazamiento del Hotel Sesué.....	76
Ilustración 26: Primera parte del diagrama de pérdidas escenario de 10 módulos.....	82
Ilustración 27: Segunda parte del diagrama de pérdidas escenario de 10 módulos .....	83
Ilustración 28: Producción normalizada mensual y Performance Ratio del escenario de 10 módulos. ....	84
Ilustración 29: Objetivos de Desarrollo Sostenible .....	112

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Comparación de tecnologías fotovoltaicas.....	19
Tabla 2: Elementos principales de una instalación de autoconsumo.....	21
Tabla 3: Tecnologías seleccionadas para el proyecto.....	24
Tabla 4: Planificación temporal de las fases del proyecto.....	46
Tabla 5: Resumen del tiempo estimado para la puesta en marcha del proyecto .....	49
Tabla 6: Consumo eléctrico mensual del Hotel Sesué .....	54
Tabla 7: Indicadores principales del perfil horario de consumo del Hotel Sesué .....	55
Tabla 8: Tratamiento de los datos meteorológicos obtenidos de PVGIS para el emplazamiento del Hotel Sesué.....	59
Tabla 9: Tratamiento de los datos meteorológicos horarios obtenidos de SolarGIS para el emplazamiento del Hotel Sesué.....	60
Tabla 10: Datos meteorológicos mensuales obtenidos de Meteonorm para el emplazamiento del Hotel Sesué .....	61
Tabla 11: Tratamiento de los datos meteorológicos obtenidos de NASA POWER para el emplazamiento del Hotel Sesué.....	62
Tabla 12: Tratamiento de los datos meteorológicos obtenidos de NREL para el emplazamiento del Hotel Sesué.....	63
Tabla 13: Datos meteorológicos mensuales seleccionados para la simulación en PVsyst..	64
Tabla 14: Principales pérdidas que permite considerar PVsyst en una simulación fotovoltaica .....	73
Tabla 15: Pérdidas aplicadas en el modelo del Hotel Sesué.....	77
Tabla 16: Escenarios de dimensionamiento fotovoltaico simulados.....	78
Tabla 17: Resultados energéticos principales de las simulaciones en PVsyst .....	83
Tabla 18: Comparación energética de los escenarios simulados.....	86
Tabla 19: Indicadores relativos de cobertura solar y excedentes por escenario .....	87
Tabla 20: Hipótesis económicas utilizadas.....	90

---

Tabla 21: Comparación de los principales indicadores económicos por escenario de dimensionamiento.....	90
Tabla 22: Tabla de presupuesto desglosado .....	96
Tabla 23: Resumen de la contaminación evitada .....	102

## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 LOCALIZACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio se localiza en el Hotel Sesué, situado en el municipio de Sesué, en la comarca de La Ribagorza, al norte de la provincia de Huesca y dentro del entorno del Valle de Benasque. Se trata de una zona pirenaica de carácter rural y turístico, próxima a espacios de montaña de alto valor natural, donde la actividad hotelera está vinculada principalmente al turismo de naturaleza, montaña y temporada.

Para la simulación se han empleado las coordenadas geográficas  $42.550933^{\circ}\text{N}$  y  $0.469817^{\circ}\text{E}$ , correspondientes al prado próximo al establecimiento.



*Ilustración 1: Pin amarillo con el punto exacto de las coordenadas empleadas que se corresponden con el prado y en rosa se ve el hotel*



Ilustración 2: Provincia de Huesca, España

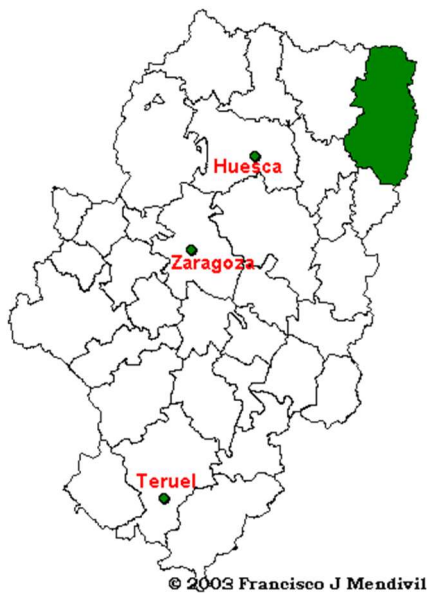


Ilustración 3: Comarca correspondiente

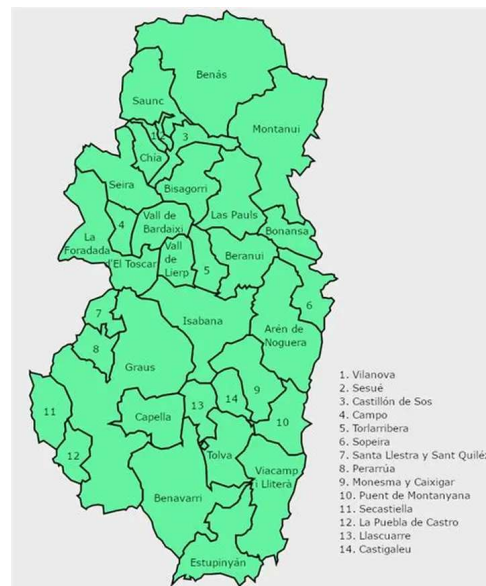


Ilustración 4: En el número 2 se encuentra Sesué dentro de dicha comarca

La instalación fotovoltaica se plantea en una pradera próxima al hotel. Esta ubicación permite evitar la instalación sobre cubierta y ofrece mayor libertad para definir la orientación, inclinación y disposición de los módulos. Además, al tratarse de una instalación sobre suelo, resulta posible estudiar una configuración adaptada al espacio disponible y a las condiciones reales del entorno.

## ***1.2 INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIÓN***

La transición energética es uno de los grandes retos actuales, tanto desde el punto de vista ambiental como técnico y económico. En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha tomado un papel cada vez más relevante, especialmente en instalaciones de autoconsumo, donde la energía se genera cerca del punto en el que se consume. Esto permite reducir parte de la energía tomada de la red y aprovechar mejor los recursos disponibles en cada emplazamiento.

Este Trabajo Fin de Grado se centra en el estudio de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para el Hotel Sesué. Se trata de un establecimiento situado en un entorno de montaña, con una actividad ligada al turismo y con un consumo eléctrico suficiente como para plantear si una instalación solar podría cubrir parte de su demanda.

La elección de este caso de estudio responde tanto a criterios técnicos como a una vinculación previa con el lugar. El conocimiento del entorno y del propio establecimiento permite plantear un proyecto aplicado a un caso real, con condiciones concretas de ubicación, consumo y disponibilidad de terreno. De este modo, el trabajo no parte únicamente de un análisis teórico, sino de una situación concreta en la que resulta posible valorar la aplicación práctica de una solución fotovoltaica.

El caso del Hotel Sesué resulta especialmente interesante porque no presenta condiciones ideales. Al encontrarse en una zona de montaña, existen condicionantes que pueden afectar a la producción esperada, como la climatología, el horizonte, la orientación y las sombras del entorno. Por ello, no basta con asumir que la instalación será viable por disponer de superficie, sino que es necesario estudiar con detalle el recurso solar disponible y las pérdidas que pueden aparecer.

Además, el consumo del hotel no es completamente regular. Al depender de la ocupación, de la temporada y del funcionamiento propio de la actividad turística, la demanda eléctrica puede variar a lo largo del año. Este aspecto es especialmente importante en un proyecto de autoconsumo, ya que no solo interesa producir energía, sino analizar cuándo se produce y

---

cuándo se consume. La relación entre ambas curvas es clave para determinar qué parte de la energía generada puede aprovecharse directamente en el propio hotel.

Aunque el grado cursado pertenece al ámbito de las telecomunicaciones, las instalaciones fotovoltaicas actuales incorporan cada vez más sistemas de medida, monitorización, control y comunicación. Por ello, el proyecto no se limita a una cuestión puramente eléctrica, sino que también se relaciona con la integración de sistemas, el tratamiento de datos y el análisis del funcionamiento energético de una instalación real.

El objetivo general del proyecto es estudiar la viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para el Hotel Sesué. Para ello, se analiza el consumo eléctrico del hotel, se estudia el recurso solar disponible, se define una configuración adecuada de la instalación y se simula su producción mediante PVsyst. A partir de estos resultados, se valora el grado de aprovechamiento de la energía generada, el ahorro que podría obtenerse y la rentabilidad aproximada del proyecto.

En definitiva, este Trabajo Fin de Grado permite estudiar cómo una instalación fotovoltaica puede integrarse en un hotel de montaña, teniendo en cuenta tanto sus ventajas como sus limitaciones reales. De esta forma, el trabajo conecta sostenibilidad, turismo, territorio y tecnología, aplicando los conocimientos adquiridos durante el grado a un caso concreto y técnicamente evaluable.

## **Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS**

### ***2.1 RADIACIÓN SOLAR Y RECURSO DISPONIBLE***

La energía solar fotovoltaica parte del aprovechamiento de la radiación procedente del sol. Esta radiación llega a la superficie terrestre en forma de componente directa, componente difusa y componente reflejada. La radiación directa es la que alcanza la superficie sin haber sido desviada de forma significativa por la atmósfera, mientras que la radiación difusa procede de la dispersión causada por nubes, aerosoles y partículas atmosféricas. El Departamento de Energía de Estados Unidos define la radiación global como la suma de la radiación directa y difusa que alcanza la superficie terrestre [24].

En el diseño de una instalación fotovoltaica, el recurso solar no depende únicamente de la radiación disponible en horizontal, sino también de la orientación e inclinación de los módulos, de la trayectoria solar, de la presencia de sombras y de las condiciones meteorológicas del emplazamiento. Por ello, en herramientas de simulación como PVsyst se emplean variables como la irradiación global horizontal, la irradiación difusa horizontal y la irradiación incidente sobre el plano de los módulos. PVsyst utiliza esta información para realizar la transposición de la irradiación al plano del generador fotovoltaico y calcular la energía disponible sobre los módulos [25].

En el caso del Hotel Sesué, esta cuestión resulta especialmente importante porque la instalación se plantea en un entorno de montaña, donde la radiación disponible, la temperatura, el viento y las posibles sombras del relieve o de elementos cercanos pueden condicionar la producción real de la instalación. Por este motivo, antes de definir los escenarios de potencia instalada, se ha realizado una comparación de bases de datos meteorológicas y solares para seleccionar un conjunto de valores representativo y prudente para la simulación.

## ***2.2 EFECTO FOTOVOLTAICO Y FUNCIONAMIENTO DE LA CÉLULA SOLAR***

El principio físico de la energía solar fotovoltaica es el efecto fotovoltaico, que permite transformar directamente la radiación solar en electricidad mediante materiales semiconductores. Cuando los fotones de la radiación solar inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden transferir su energía a los electrones del material. Si esta energía es suficiente, se generan pares electrón-hueco que pueden ser separados por el campo eléctrico interno de la célula, dando lugar a una diferencia de potencial y a una corriente eléctrica cuando se conecta un circuito exterior. NREL describe la fotovoltaica como una tecnología basada en materiales semiconductores capaces de convertir directamente la energía de la luz solar en electricidad [26].

La célula fotovoltaica habitual se basa en una unión p-n, formada por dos regiones de semiconductor con diferente dopado. La zona tipo n presenta exceso de electrones, mientras que la zona tipo p presenta exceso de huecos. En la unión entre ambas regiones aparece un campo eléctrico interno que permite separar las cargas generadas por la radiación. Esta separación de cargas es la que hace posible obtener energía eléctrica útil a partir de la luz solar.

Una célula individual genera una tensión y una potencia reducidas, por lo que las células se conectan entre sí para formar un módulo fotovoltaico. A su vez, los módulos pueden conectarse en serie para aumentar la tensión de trabajo, y varias cadenas pueden conectarse en paralelo para aumentar la corriente disponible. Esta configuración permite adaptar el generador fotovoltaico a las condiciones de entrada del inversor y a las necesidades concretas de cada instalación.

## ***2.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS***

El módulo fotovoltaico es el elemento encargado de convertir la radiación solar en energía eléctrica en corriente continua. Está formado por un conjunto de células conectadas

eléctricamente y encapsuladas para garantizar su protección frente a la humedad, impactos, radiación ultravioleta y variaciones térmicas. Además de las células, un módulo incluye vidrio frontal, encapsulante, marco o doble vidrio según el diseño, caja de conexiones y conectores eléctricos.

Los módulos se caracterizan mediante parámetros eléctricos medidos normalmente en STC, que consideran una irradiancia de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , una temperatura de célula de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  y un espectro solar normalizado. Entre los parámetros principales se encuentran la potencia pico, la tensión en circuito abierto, la corriente de cortocircuito, la tensión y corriente en el punto de máxima potencia y la eficiencia del módulo.

La potencia pico indica la potencia máxima que el módulo puede entregar en condiciones estándar. Sin embargo, en funcionamiento real, la potencia varía continuamente en función de la irradiancia, la temperatura, las sombras, la suciedad, la degradación y las pérdidas eléctricas del sistema. Por ello, en una simulación fotovoltaica no basta con conocer la potencia nominal del módulo, sino que es necesario considerar el comportamiento del sistema durante todo el año.

### 2.3.1 SILICIO CRISTALINO



*Ilustración 5: Muestra de silicio cristalino*

El silicio cristalino es actualmente la tecnología dominante en el mercado fotovoltaico. Dentro de esta familia se distinguen principalmente los módulos de silicio monocristalino y policristalino. Los módulos monocristalinos se fabrican a partir de una estructura cristalina más uniforme, lo que permite alcanzar mayores eficiencias. Los policristalinos, aunque tuvieron una presencia importante durante años, han ido

perdiendo protagonismo frente al avance de las tecnologías monocristalinas.

La Agencia Internacional de la Energía indica que el polisilicio cristalino sigue siendo la tecnología dominante en los módulos fotovoltaicos, con una cuota superior al 98 %, y que

el cambio hacia obleas monocristalinas de mayor eficiencia se ha acelerado en los últimos años [27].

Dentro del silicio monocristalino se han desarrollado distintas mejoras tecnológicas, como las células PERC, TOPCon, HJT o de contacto posterior. Estas soluciones buscan reducir pérdidas por recombinación<sup>2</sup>, mejorar la captación de luz y aumentar la eficiencia del módulo. En los módulos comerciales actuales, las eficiencias se sitúan habitualmente en torno al 20-23 %, dependiendo del fabricante, la tecnología y el formato del módulo. Fraunhofer ISE recoge que la eficiencia media ponderada de los módulos comerciales de silicio cristalino alcanzó aproximadamente el 22,7 % en el cuarto trimestre de 2024 [7].

### 2.3.2 LÁMINA DELGADA



*Ilustración 6: Lámina delgada de silicio amorfo*

Los módulos de lámina delgada se fabrican depositando capas muy finas de material semiconductor sobre un sustrato, que puede ser vidrio, metal o material flexible. Entre las tecnologías más conocidas se encuentran el telururo de cadmio (CdTe), el diseleniuro de cobre, indio y galio (CIGS) y el silicio amorfo (a-Si).

La principal ventaja de la lámina delgada es que permite reducir la cantidad de material semiconductor utilizado y puede adaptarse a ciertos formatos constructivos. Además, algunas tecnologías presentan un comportamiento interesante en condiciones de alta temperatura o radiación difusa. Sin embargo, en instalaciones convencionales de autoconsumo sobre cubierta o sobre suelo, el silicio cristalino domina el mercado por su mayor disponibilidad comercial, su eficiencia, su estandarización y la amplia oferta de fabricantes.

---

<sup>2</sup> Las pérdidas por recombinación se producen cuando parte de los electrones y huecos generados por la radiación solar en la célula fotovoltaica se recombinan antes de ser recogidos por los contactos eléctricos. Esto reduce la corriente útil obtenida y, por tanto, la eficiencia final de la célula.

Por este motivo, aunque la lámina delgada constituye una alternativa tecnológica relevante, no se ha considerado como solución principal en este proyecto. La instalación estudiada se basa en módulos comerciales de silicio monocristalino, más habituales en instalaciones de autoconsumo de pequeña y mediana potencia.

### 2.3.3 FOTOVOLTAICA DE CONCENTRACIÓN



*Ilustración 7: Imagen de paneles solares de concentración*

La fotovoltaica de concentración utiliza elementos ópticos, como lentes o espejos, para concentrar la radiación solar sobre células de alta eficiencia. Estas células suelen estar basadas en materiales III-V<sup>3</sup>, capaces de alcanzar rendimientos muy elevados en condiciones de alta

concentración. Fraunhofer ISE señala que las células III-V y la fotovoltaica de concentración se sitúan entre las tecnologías de mayor eficiencia, especialmente en aplicaciones donde se busca maximizar la conversión energética [29].

No obstante, esta tecnología requiere normalmente radiación directa elevada, sistemas de seguimiento solar de precisión y un diseño óptico más complejo. Por ello, su aplicación suele estar más asociada a plantas específicas de alta concentración que a instalaciones convencionales de autoconsumo. En el caso del Hotel Sesué, esta alternativa no se considera adecuada por la escala del proyecto, la necesidad de simplicidad técnica y la prioridad de emplear una tecnología comercial madura y fácilmente mantenible.

---

<sup>3</sup> Los materiales III-V son semiconductores formados por elementos de los grupos III y V de la tabla periódica, como el arseniuro de galio (GaAs), el fosfuro de indio (InP) o combinaciones similares. Se utilizan en células fotovoltaicas de muy alta eficiencia, especialmente en aplicaciones espaciales o de concentración solar, aunque su coste es superior al del silicio convencional.

### **2.3.4 MÓDULOS BIFACIALES Y TECNOLOGÍAS COMERCIALES ACTUALES**



*Ilustración 8: Imagen de paneles solares bifaciales*

Los módulos bifaciales son aquellos capaces de captar radiación tanto por su cara frontal como por su cara posterior. La cara frontal recibe la radiación directa y difusa incidente sobre el plano del módulo, mientras que la cara posterior puede aprovechar parte de la radiación reflejada por el terreno u otras superficies cercanas. Esta contribución adicional depende del albedo del terreno, de

la altura de instalación, de la separación entre filas, de la inclinación de los módulos y de las sombras posteriores.

Los módulos bifaciales han ganado protagonismo en el mercado fotovoltaico, especialmente en instalaciones sobre suelo o estructuras elevadas, donde la cara posterior puede recibir una mayor fracción de radiación reflejada. IEA PVPS destaca que las tecnologías tipo n y los módulos bifaciales han aumentado de forma significativa su presencia en la producción global, con módulos bifaciales representando más del 75 % de la producción según el informe de tendencias de 2025 [28].

En este proyecto se ha considerado un módulo bifacial, lo que resulta coherente con el diseño de una instalación sobre estructura fija en terreno. La bifacialidad puede aportar una ganancia adicional respecto a un módulo monofacial, aunque esta ganancia debe estimarse con prudencia, ya que depende de las condiciones reales de montaje y del entorno inmediato.

### **2.3.5 FABRICANTES Y MÓDULOS COMERCIALES**

El mercado actual de módulos fotovoltaicos está formado por un número amplio de fabricantes internacionales. Entre los fabricantes habituales de módulos de silicio cristalino se encuentran empresas como JA Solar, JinkoSolar, LONGi, Trina Solar, Canadian Solar,

Risen o Astronergy. También existen fabricantes especializados en tecnologías concretas, como First Solar en módulos de lámina delgada de CdTe.

En el caso de este trabajo, el módulo considerado pertenece a la familia JA Solar JAM72D40-LB, con potencia unitaria de 600 Wp y tecnología bifacial de doble vidrio. La ficha técnica del fabricante identifica este tipo de módulo como un módulo monocristalino tipo n, bifacial y de alta eficiencia [30].

*Tabla 1: Comparación de tecnologías fotovoltaicas*

<b>Tecnología</b>	<b>Características principales</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Limitaciones</b>	<b>Aplicación habitual</b>
<b>Silicio monocristalino</b>	Células de silicio con estructura cristalina uniforme	Alta eficiencia, tecnología madura, amplia disponibilidad	Mayor coste que tecnologías menos eficientes	Autoconsumo, cubiertas, suelo
<b>Silicio policristalino</b>	Células de silicio con estructura multicristalina	Tecnología madura, menor coste histórico	Menor eficiencia, menor presencia actual	Instalaciones antiguas o de bajo coste
<b>Lámina delgada</b>	Capas finas de material semiconductor	Menor uso de material, posible integración constructiva	Menor cuota de mercado, menor eficiencia habitual	Grandes plantas específicas, integración arquitectónica
<b>Concentración FV</b>	Óptica para concentrar radiación sobre células de alta eficiencia	Eficiencias muy elevadas	Requiere alta radiación directa y seguimiento	Aplicaciones específicas de alta concentración

## **2.4 INVERSORES FOTOVOLTAICOS**

El inversor fotovoltaico es el equipo encargado de transformar la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna, compatible con la red eléctrica y con los consumos del edificio. En una instalación conectada a red, el inversor debe sincronizar su salida con la red, cumplir los requisitos de seguridad y garantizar una conversión eficiente de la energía producida.

Además de la conversión de corriente continua a corriente alterna, los inversores incorporan funciones de seguimiento del punto de máxima potencia, conocidas como MPPT. Este

sistema ajusta continuamente el punto de operación del generador fotovoltaico para extraer la máxima potencia disponible en cada momento. Esta función es importante porque la curva corriente-tensión del módulo varía con la irradiancia, la temperatura y las condiciones de operación. PVsyst indica que muchos inversores disponen de varias entradas MPPT, lo que permite conectar subcampos o cadenas diferentes de módulos [32].

En instalaciones de autoconsumo de pequeña y mediana potencia, es habitual utilizar inversores de cadena. Estos equipos agrupan uno o varios conjuntos de módulos conectados en serie y permiten una solución sencilla, eficiente y relativamente económica. También existen microinversores y optimizadores de potencia, que pueden resultar útiles en instalaciones con sombras complejas o módulos con orientaciones muy diferentes. En este proyecto no se ha considerado necesario el uso de optimizadores, ya que el diseño busca una configuración homogénea y técnicamente sencilla.

Para los escenarios analizados se han considerado inversores Huawei de la familia SUN2000-KTL-M1, con potencia nominal adaptada a cada alternativa. En el escenario finalmente seleccionado, correspondiente a 12 módulos, se emplea el inversor Huawei SUN2000-6KTL-M1, coherente con la potencia pico instalada y con las condiciones eléctricas del generador fotovoltaico. La ficha técnica de Huawei recoge, para esta familia de inversores, una eficiencia máxima de hasta el entorno del 98,6 %, dos seguidores MPPT y un rango de tensión de operación adecuado para configuraciones de autoconsumo [31].

## ***2.5 EQUIPOS AUXILIARES: ESTRUCTURA, PROTECCIONES, CABLEADO, CONTADOR Y MONITORIZACIÓN***

Una instalación fotovoltaica no está formada únicamente por módulos e inversor. Para que el sistema funcione de forma segura y fiable, son necesarios distintos elementos auxiliares. La estructura de soporte permite fijar los módulos con la orientación e inclinación previstas, garantizando estabilidad frente a cargas de viento, nieve y peso propio. En instalaciones sobre suelo, como la planteada en este proyecto, la estructura debe adaptarse al terreno disponible y permitir una disposición adecuada de los módulos.

El cableado de corriente continua conecta los módulos con el inversor, mientras que el cableado de corriente alterna conecta el inversor con el cuadro eléctrico del edificio o con el punto de conexión previsto. El dimensionamiento del cableado debe realizarse teniendo en cuenta la intensidad admisible, la caída de tensión, las condiciones de instalación y la protección frente a contactos o sobrecalentamientos.

Las protecciones eléctricas son necesarias tanto en corriente continua como en corriente alterna. Entre ellas se incluyen protecciones frente a sobreintensidades, sobretensiones, seccionamiento, protección diferencial, puesta a tierra y dispositivos de desconexión. Su función es reducir riesgos eléctricos, proteger los equipos y permitir operaciones de mantenimiento de forma segura.

El contador o equipo de medida resulta especialmente relevante en instalaciones de autoconsumo con conexión a red. Permite registrar la energía consumida de la red y, cuando existe vertido de excedentes, la energía inyectada. En instalaciones acogidas a compensación simplificada, la medida de la energía consumida y excedentaria es la base para aplicar la compensación económica correspondiente. El Real Decreto 244/2019 regula las modalidades de autoconsumo, incluidas las instalaciones con y sin excedentes y la compensación simplificada para instalaciones que cumplan las condiciones establecidas [8].

Finalmente, los sistemas de monitorización permiten registrar la producción fotovoltaica, detectar fallos, analizar el rendimiento y comparar la generación real con la esperada. En autoconsumo, la monitorización también permite analizar la relación entre producción, consumo, energía importada de red y excedentes, lo que facilita la evaluación técnica y económica de la instalación.

*Tabla 2: Elementos principales de una instalación de autoconsumo*

<b>Elemento</b>	<b>Función</b>
<b>Módulos fotovoltaicos</b>	Transforman la radiación solar en corriente continua
<b>Inversor</b>	Convierte la corriente continua en corriente alterna
<b>Estructura</b>	Soporta los módulos con orientación e inclinación adecuadas
<b>Cableado</b>	Conecta eléctricamente módulos, inversor y cuadro eléctrico

<b>Protecciones</b>	Garantizan la seguridad eléctrica de la instalación
<b>Contador</b>	Registra energía consumida, generada o vertida según la modalidad
<b>Monitorización</b>	Permite controlar producción, consumos y funcionamiento del sistema

## 2.6 AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

El autoconsumo fotovoltaico consiste en generar electricidad mediante una instalación próxima al punto de consumo, de forma que parte de la energía demandada por el usuario se cubra con producción propia. Esta configuración permite reducir la energía comprada a la red y aprovechar directamente un recurso renovable disponible en el emplazamiento.

En España, el autoconsumo cuenta con un marco normativo específico, desarrollado principalmente mediante el Real Decreto 244/2019. Las modalidades reguladas y la modalidad concreta adoptada en este proyecto se describen con mayor detalle en el Capítulo 3.



*Ilustración 9: Representación visual de una instalación de autoconsumo con excedentes*

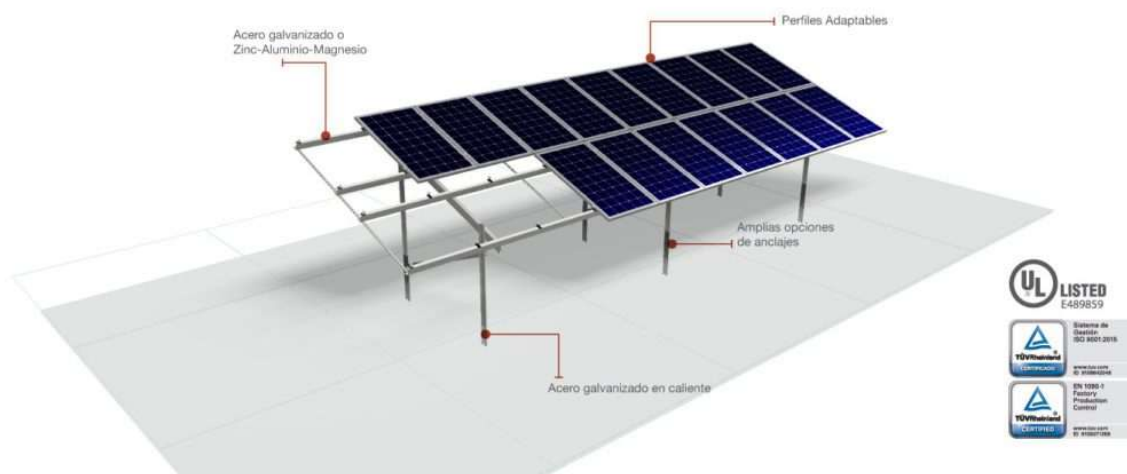
Desde el punto de vista técnico y económico, el autoconsumo se basa en la coincidencia temporal entre la generación fotovoltaica y el consumo del edificio. La energía autoconsumida directamente suele tener mayor valor económico que la energía excedentaria, ya que evita comprar electricidad al precio final de suministro. En cambio, los excedentes

suelen compensarse a un precio inferior. Por ello, el objetivo del dimensionamiento no debe ser únicamente maximizar la producción anual, sino encontrar un equilibrio entre potencia instalada, autoconsumo, excedentes, inversión y rentabilidad.

En el caso del Hotel Sesué, esta cuestión es especialmente relevante porque el consumo eléctrico varía a lo largo del año y del día. El análisis del perfil horario permite estimar qué parte de la producción fotovoltaica puede ser aprovechada directamente por el hotel y qué parte se convertiría en excedente. Por este motivo, el proyecto compara varios escenarios de potencia instalada antes de seleccionar la alternativa final.

## **2.7 TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS EN EL PROYECTO**

A partir de la revisión anterior, en este proyecto se ha optado por una instalación fotovoltaica de autoconsumo basada en módulos de silicio monocristalino bifaciales, inversor de cadena y estructura fija. Esta solución se considera adecuada para el caso de estudio por su madurez comercial, disponibilidad en el mercado, compatibilidad con herramientas de simulación como PVsyst y facilidad de mantenimiento.



*Ilustración 10: Ejemplo de estructura fija en una instalación fotovoltaica*

La alternativa seleccionada corresponde a una instalación de 12 módulos de 600 Wp, con una potencia pico total de 7,2 kWp, conectada a un inversor Huawei SUN2000-6KTL-M1. Esta configuración permite aprovechar el recurso solar disponible en el emplazamiento y mantener un equilibrio razonable entre producción, autoconsumo, excedentes e inversión inicial.



*Ilustración 11: Apariencia del inversor seleccionado (Huawei SUN2000-6KTL-M1)*

La elección de módulos bifaciales resulta coherente con una instalación sobre terreno, ya que permite aprovechar parcialmente la radiación reflejada por la superficie posterior. No obstante, el posible incremento de producción asociado a la bifacialidad se ha tratado de forma prudente en la simulación, al depender de factores como el albedo, la altura de montaje, la separación entre módulos y las sombras.

En conjunto, las tecnologías seleccionadas responden al objetivo del proyecto: analizar una solución fotovoltaica realista, comercialmente disponible y técnicamente adecuada para reducir parte del consumo eléctrico de red del Hotel Sesué mediante autoconsumo renovable.

La modalidad administrativa concreta de autoconsumo adoptada para el Hotel Sesué se justifica posteriormente dentro del marco normativo del autoconsumo fotovoltaico en España.

*Tabla 3: Tecnologías seleccionadas para el proyecto*

Elemento	Solución adoptada
<b>Tipo de instalación</b>	Autoconsumo fotovoltaico conectado a red
<b>Tipo de módulo</b>	Silicio monocristalino bifacial
<b>Potencia unitaria</b>	600 Wp
<b>Número de módulos</b>	12
<b>Potencia pico instalada</b>	7,2 kWp
<b>Inversor</b>	Huawei SUN2000-6KTL-M1
<b>Configuración</b>	Estructura fija, inclinación 40°, azimut 0°

## **Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN**

### **3.1 INTRODUCCIÓN**

El sistema energético global se encuentra en un proceso de transformación marcado por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y avanzar hacia un modelo energético más sostenible. Durante las últimas décadas, el aumento de la demanda energética ha mantenido una elevada dependencia de los combustibles fósiles, especialmente carbón, petróleo y gas natural. Esta situación ha contribuido al aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, situando al sector energético como uno de los principales ámbitos de actuación frente al cambio climático [1].

En este contexto, las energías renovables han adquirido un papel cada vez más relevante. Entre ellas, la energía solar fotovoltaica destaca por su capacidad para generar electricidad a partir de un recurso renovable y disponible en gran parte del territorio mundial. Su funcionamiento se basa en la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante células fotovoltaicas, generalmente fabricadas con materiales semiconductores.

Aunque su mayor desarrollo se ha producido en las últimas décadas, los fundamentos de la energía fotovoltaica comenzaron a estudiarse en el siglo XIX. En 1839, Edmond Becquerel observó por primera vez el efecto fotovoltaico. Más adelante, los avances en física de semiconductores permitieron desarrollar dispositivos más eficientes, hasta que en 1954 Bell Laboratories fabricó la primera célula solar de silicio funcional, con una eficiencia cercana al 6 % [2].

Desde entonces, la fotovoltaica ha pasado de utilizarse en aplicaciones muy concretas, como la industria espacial o los sistemas aislados, a convertirse en una de las principales tecnologías renovables. Esta evolución ha sido posible gracias a la mejora de la eficiencia de los módulos, la reducción de costes, las economías de escala y las políticas públicas de apoyo.

El autoconsumo fotovoltaico permite generar electricidad en el propio punto de consumo, reduciendo la energía demandada de la red. Su viabilidad depende del recurso solar disponible, del perfil horario de consumo, de la orientación e inclinación de los módulos, de las pérdidas del sistema y del dimensionamiento de la instalación. Por ello, este estado de la cuestión revisa los aspectos necesarios para contextualizar el estudio técnico y económico de una instalación fotovoltaica aplicada a un caso real.

### ***3.2 EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA Y COSTES DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA***

La evolución de la energía solar fotovoltaica durante las últimas décadas ha estado marcada por dos factores principales: la mejora progresiva de la eficiencia de los módulos y la reducción significativa de sus costes. Estos cambios han resultado especialmente relevantes para el autoconsumo, ya que la rentabilidad de una instalación fotovoltaica depende en gran medida de la inversión inicial, de la energía producida y del grado de aprovechamiento de dicha energía en el propio punto de consumo. Por tanto, comprender la evolución de la eficiencia y de los costes permite contextualizar por qué este tipo de instalaciones son actualmente una opción viable en edificios residenciales, comerciales e industriales.

#### **3.2.1 EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

La eficiencia de un módulo fotovoltaico mide la capacidad de convertir la radiación solar incidente en electricidad útil. Se define como la relación entre la potencia eléctrica generada y la potencia solar recibida sobre la superficie del módulo:

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}}$$

donde  $\eta$  representa la eficiencia,  $P_{salida}$  la potencia eléctrica generada y  $P_{entrada}$  la potencia de la radiación solar incidente. Esta eficiencia se mide normalmente en condiciones estándar

de ensayo, conocidas como STC, que consideran una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, una temperatura de célula de 25 °C y un espectro solar AM1.5<sup>4</sup>.

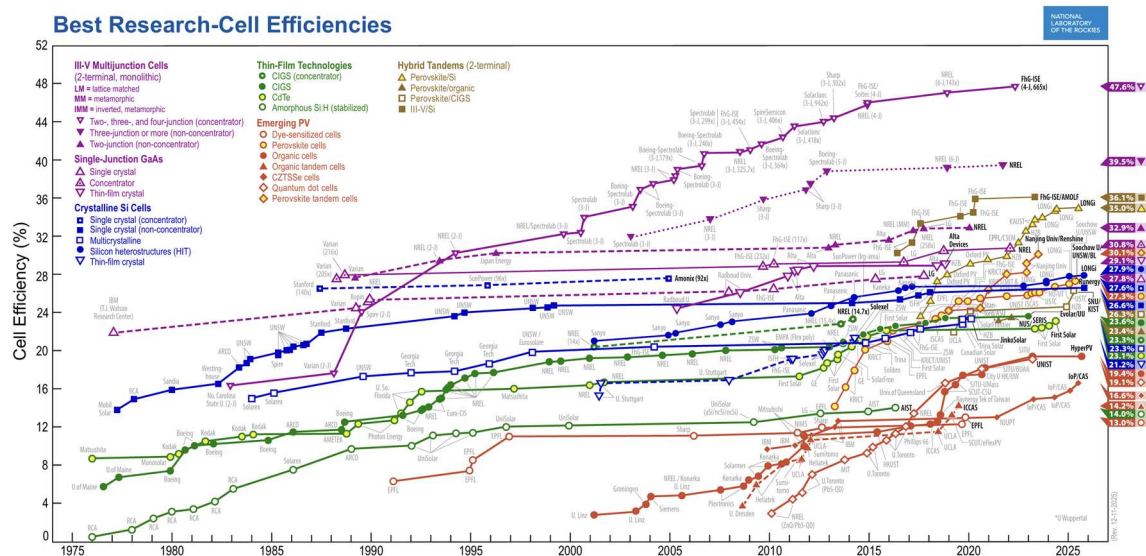


Ilustración 12: Evolución de la eficiencia de células fotovoltaicas [3]

La gráfica de evolución de eficiencias permite observar que todas las tecnologías fotovoltaicas han mejorado con el tiempo, aunque no al mismo ritmo. Las tecnologías de laboratorio, como las células tándem o algunas soluciones basadas en perovskita, alcanzan eficiencias superiores, pero todavía no siempre presentan el mismo grado de madurez comercial que el silicio cristalino. Por ello, para instalaciones convencionales de autoconsumo, el silicio cristalino sigue siendo la opción más habitual.

### 3.2.2 REDUCCIÓN DEL COSTE DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Además de la mejora de la eficiencia, la expansión de la energía fotovoltaica se explica en gran parte por la reducción del coste de los módulos. Durante las últimas décadas, el precio de los paneles solares ha disminuido de forma muy significativa debido a la mejora de los

<sup>4</sup> **AM1.5G** hace referencia al espectro solar global que alcanza la superficie terrestre tras atravesar una masa atmosférica relativa de 1,5. Es el espectro de referencia utilizado habitualmente en las condiciones estándar de ensayo de módulos fotovoltaicos, junto con una irradiancia de 1.000 W/m<sup>2</sup> y una temperatura de célula de 25 °C.

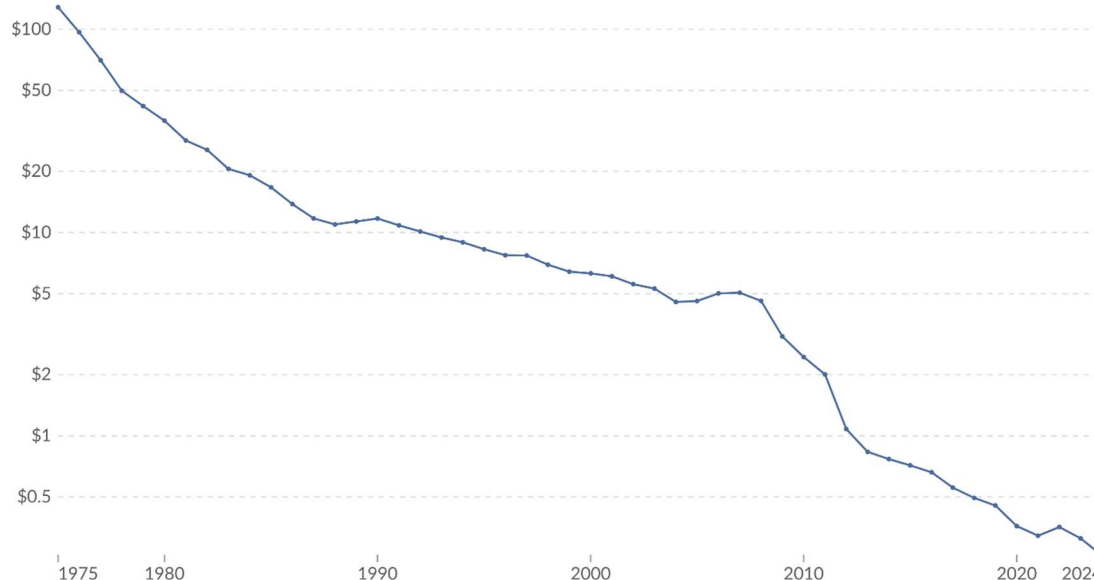
procesos de fabricación, el aumento de la escala industrial, la competencia entre fabricantes y la optimización en el uso de materiales.

Esta reducción ha sido clave porque los módulos representan una parte importante de la inversión inicial de una instalación fotovoltaica. No obstante, el coste total de un sistema no depende únicamente de los paneles, sino también de otros elementos como inversores, estructuras, protecciones, cableado, ingeniería, legalización y montaje.

### Solar photovoltaic panel prices



Average price of solar modules, expressed in US dollars per watt, adjusted for inflation.



Data source: IRENA (2025); Nemet (2009); Farmer and Lafond (2016)

OurWorldinData.org/energy | CC BY

Note: Costs are expressed in constant 2024 US\$ per watt. Global estimates are used before 2010; European market benchmarks thereafter due to limited data availability.

*Ilustración 13: Evolución del precio de los módulos fotovoltaicos [4]*

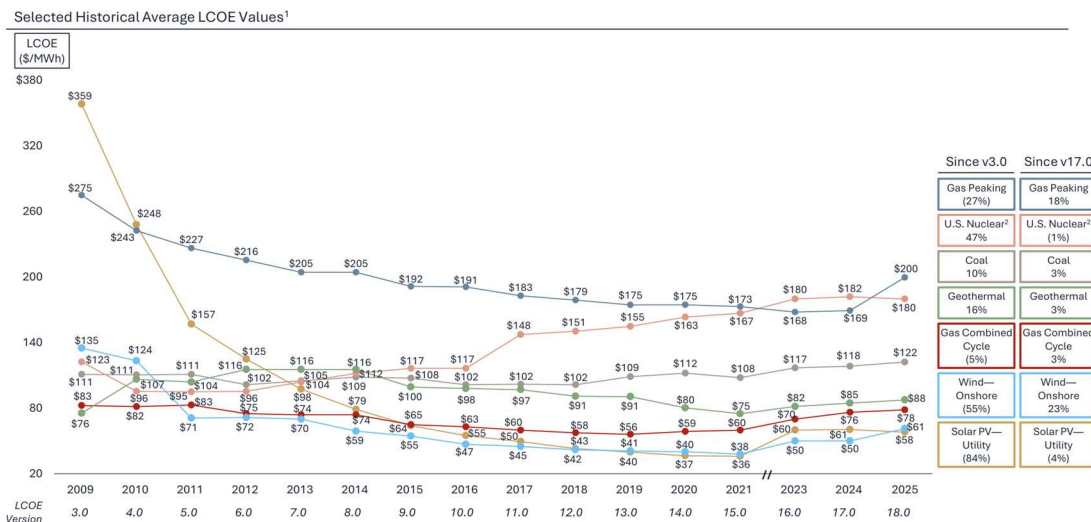
La gráfica permite observar cómo los módulos han pasado de ser un componente caro y poco accesible para convertirse en un producto industrial maduro.

### 3.2.3 EVOLUCIÓN DEL COSTE NIVELADO DE LA ELECTRICIDAD

El coste nivelado de la electricidad, conocido como LCOE, es un indicador utilizado para comparar el coste de generación de distintas tecnologías energéticas. Representa el coste

medio de producir una unidad de electricidad durante toda la vida útil de la instalación. Para ello, tiene en cuenta la inversión inicial, los costes de operación y mantenimiento, la vida útil del sistema, la producción energética esperada y la tasa de descuento empleada en el análisis.

En el caso de la energía fotovoltaica, el LCOE se ha reducido de forma muy significativa desde 2010. Esta reducción se explica por la bajada del coste de los módulos, la mejora de la eficiencia, el aumento de la vida útil de los equipos y la optimización del diseño de las instalaciones. Como consecuencia, la energía solar fotovoltaica se ha convertido en una de las tecnologías más competitivas para nueva capacidad de generación en muchos mercados.



*Ilustración 14: Evolución del LCOE de la fotovoltaica y comparación con otras tecnologías[5]*

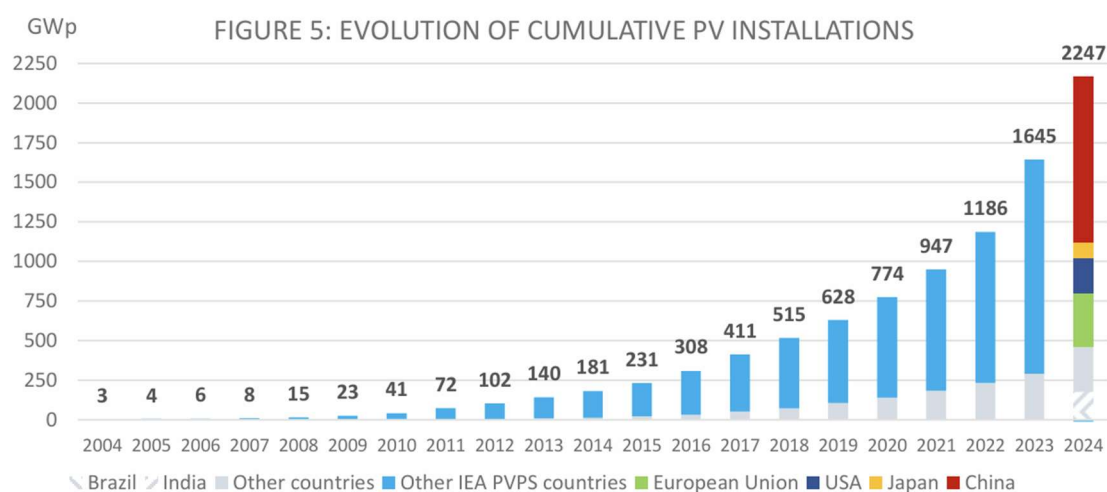
Esta gráfica permite comparar la fotovoltaica con otras tecnologías como gas, carbón, nuclear o eólica. En el contexto del presente trabajo, esta comparación sirve para justificar por qué la fotovoltaica se ha consolidado como una alternativa técnica y económicamente viable.

### 3.2.4 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD FOTOVOLTAICA INSTALADA

Además de la mejora de la eficiencia y de la reducción de costes, la evolución de la energía solar fotovoltaica puede observarse también a través del crecimiento de la capacidad

instalada. A escala mundial, la fotovoltaica ha experimentado una expansión muy rápida durante los últimos años. Según IEA PVPS, la capacidad fotovoltaica acumulada mundial superó los 2.260 GW a finales de 2024, con entre 553 GW y 601 GW de nueva potencia instalada solo durante ese año. Este crecimiento refleja la consolidación de la tecnología fotovoltaica como una de las principales fuentes de nueva capacidad renovable a nivel global [34].

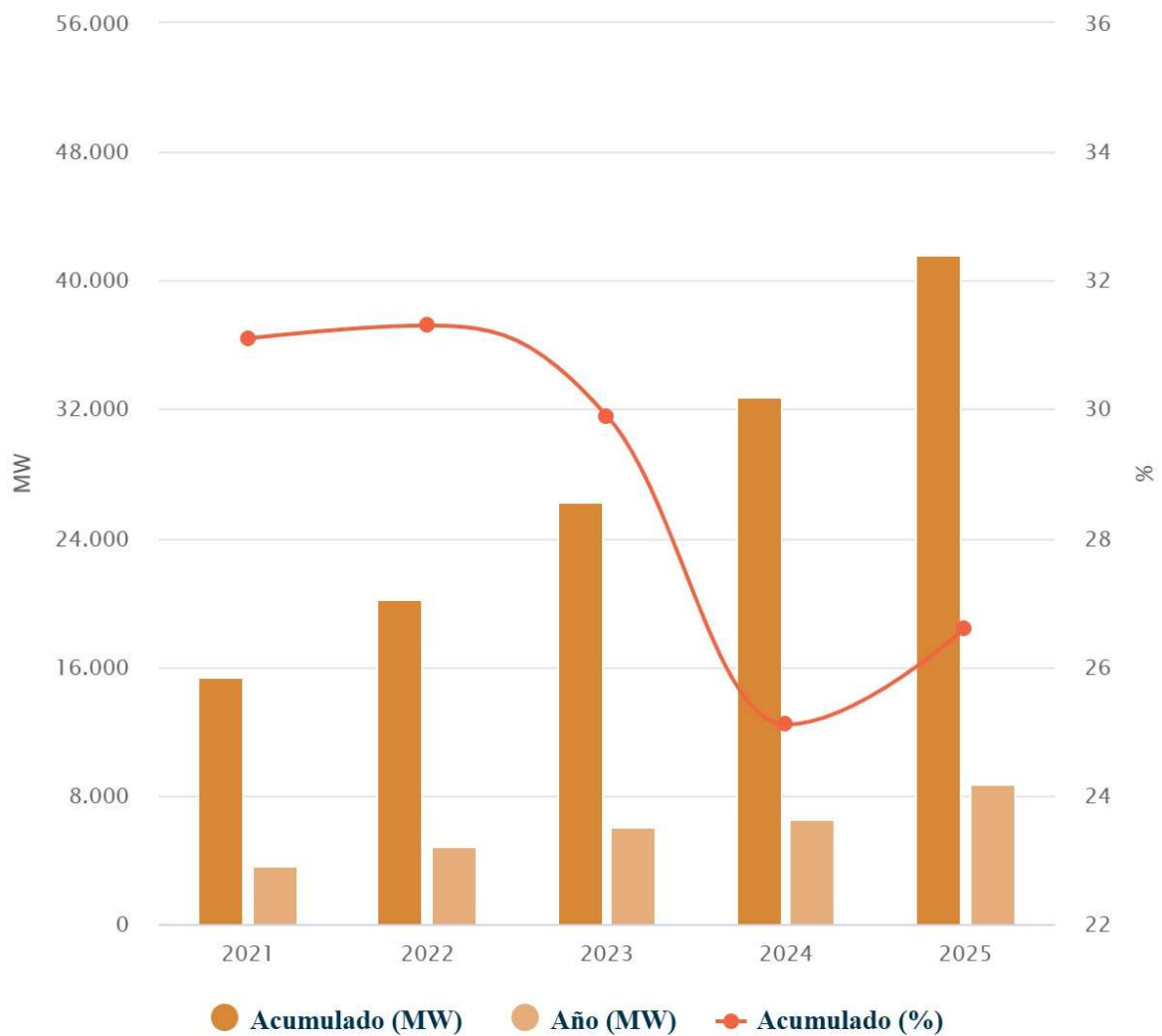
Este crecimiento no se limita a las grandes plantas solares. A escala internacional, también han aumentado las instalaciones distribuidas asociadas a consumidores, prosumidores y esquemas de autoconsumo. Aunque las grandes plantas siguen representando una parte importante de la nueva potencia instalada, los sistemas distribuidos continúan creciendo impulsados por la reducción de costes, la mejora de la tecnología y la posibilidad de generar electricidad cerca del punto de consumo [28]. Esta evolución refuerza el interés de proyectos como el analizado, donde se estudia la integración de una instalación fotovoltaica en un edificio real con consumo eléctrico propio.



*Ilustración 15: Evolución de la capacidad fotovoltaica acumulada a nivel mundial [34]*

En España, la fotovoltaica también ha experimentado un crecimiento muy significativo. Red Eléctrica indica que, a 31 de diciembre de 2025, la potencia solar fotovoltaica instalada superaba los 41.500 MW, y que, teniendo en cuenta el autoconsumo, la potencia

fotovoltaica total se situaría por encima de los 49.500 MW [35]. Este dato confirma el peso creciente de esta tecnología dentro del sistema eléctrico español y su papel como una de las principales fuentes de nueva potencia renovable.



Fuente: ree.es

Ilustración 16: Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en España [35]

En el caso concreto del autoconsumo, España ha pasado de ser un mercado reducido a disponer de varios gigavatios instalados. Según APPA Renovables, en 2024 se instalaron 1.431 MW de autoconsumo fotovoltaico, alcanzándose una potencia acumulada de 8.585 MW, de los cuales 2.281 MW corresponden al segmento residencial y 6.304 MW al

segmento industrial [13]. A pesar de la ralentización del ritmo de crecimiento respecto a ejercicios anteriores, el autoconsumo continúa siendo una modalidad relevante para consumidores industriales, comerciales y residenciales. Además, el PNIEC 2023-2030 establece como objetivo alcanzar 19 GW de autoconsumo en 2030 [36].

La evolución de la capacidad instalada permite contextualizar el presente proyecto. La fotovoltaica ya no es una tecnología emergente, sino una solución ampliamente implantada, con un mercado maduro y equipos comercialmente disponibles. En instalaciones de autoconsumo, como la propuesta para el Hotel Sesué, este desarrollo permite estudiar soluciones de pequeña potencia con criterios técnicos y económicos realistas, apoyadas en una tecnología consolidada y en un marco regulatorio específico.

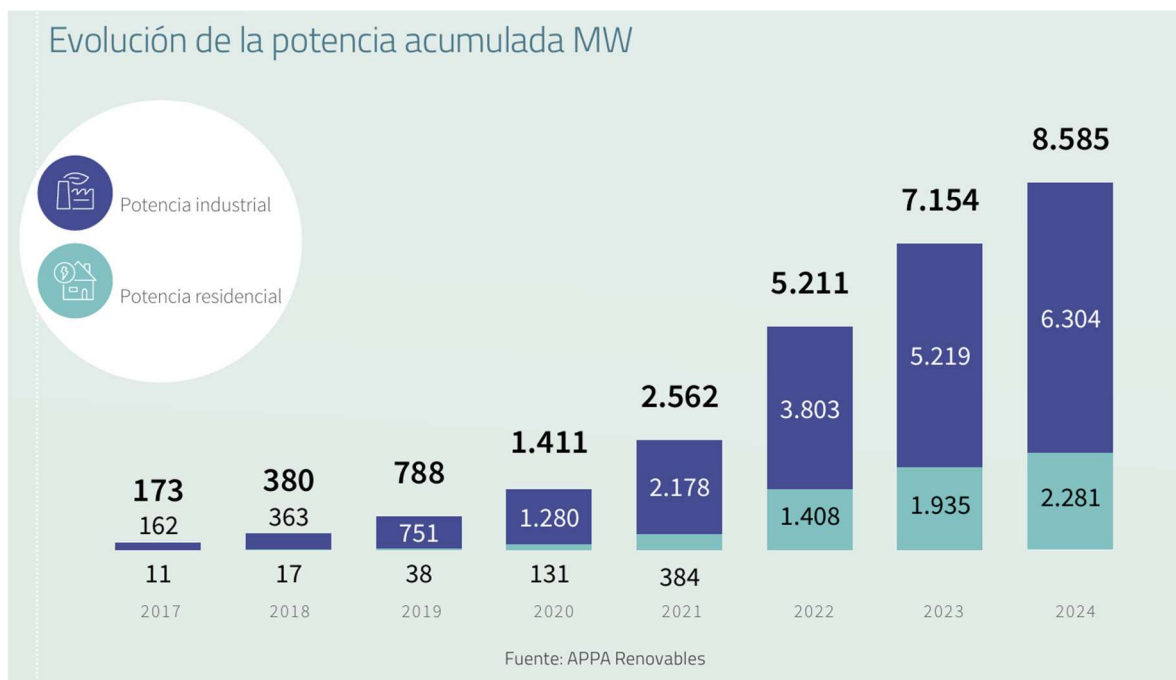


Ilustración 17: Evolución de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico en España [13]

### 3.2.5 RELEVANCIA PARA INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO

En una instalación de autoconsumo, el objetivo no es únicamente maximizar la producción anual, sino ajustar la generación al consumo real. Si la instalación está sobredimensionada, puede producir una gran cantidad de excedentes cuya compensación económica suele ser

inferior al ahorro obtenido por consumir directamente la energía generada. Por el contrario, si la instalación es demasiado pequeña, se desaprovecha parte del potencial disponible y el ahorro energético será menor.

Por este motivo, la evolución tecnológica y económica de la fotovoltaica debe relacionarse con el dimensionamiento del sistema. La reducción de costes permite estudiar escenarios con distintas potencias instaladas, mientras que la mejora de eficiencia permite adaptar mejor la instalación al espacio disponible. En el caso de estudio de este trabajo, estos aspectos justifican la comparación de varios escenarios de diseño, evaluando tanto la producción energética como la rentabilidad económica obtenida.

### ***3.3 MARCO NORMATIVO DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA***

En España, el autoconsumo de energía eléctrica se encuentra regulado principalmente por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se establecen las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo. Esta norma simplifica la clasificación de las instalaciones y distingue entre dos modalidades principales: autoconsumo sin excedentes, cuando la instalación no puede realizar vertidos de energía a la red, y autoconsumo con excedentes, cuando la energía no consumida instantáneamente puede inyectarse a las redes de distribución o transporte [8].

Dentro de la modalidad con excedentes, la normativa permite que determinadas instalaciones se acojan al mecanismo de compensación simplificada. Este sistema permite compensar económicamente, en la factura eléctrica, parte de la energía consumida de la red con el valor de la energía excedentaria vertida. Según MITECO, pueden acogerse a este mecanismo los consumidores asociados a instalaciones de producción de potencia no superior a 100 kW, siempre que la generación sea de origen renovable y no exista un régimen retributivo adicional o específico [33].

La compensación simplificada resulta especialmente relevante en instalaciones de autoconsumo de pequeña y mediana potencia, ya que evita la necesidad de vender

directamente la energía en el mercado eléctrico. No obstante, el valor económico de los excedentes suele ser inferior al ahorro obtenido por autoconsumir directamente la energía generada. Por ello, desde el punto de vista técnico-económico, el diseño de la instalación debe buscar un equilibrio entre la reducción de energía comprada de la red y la generación de excedentes.

En el caso de este proyecto, la instalación propuesta para el Hotel Sesué se plantea como una modalidad de autoconsumo individual con excedentes acogido a compensación simplificada. Esta modalidad resulta adecuada porque se trata de una instalación renovable asociada a un único punto de consumo, con potencia instalada inferior a 100 kW, y porque los escenarios simulados presentan excedentes en determinadas horas del año. De este modo, la energía fotovoltaica generada se consume prioritariamente en el propio hotel y, cuando la producción supera la demanda instantánea, los excedentes pueden compensarse económicamente en la factura eléctrica.

### ***3.4 FUNDAMENTOS TECNOLÓGICOS E INTEGRACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS***

Una vez descritos los fundamentos de la tecnología fotovoltaica en el capítulo anterior, este apartado se centra en su integración dentro de instalaciones de autoconsumo. En este tipo de sistemas, el interés no está únicamente en producir energía, sino en ajustar la generación fotovoltaica al consumo real del edificio, minimizando la energía comprada de la red y evitando un exceso de excedentes.

El módulo fotovoltaico es el elemento principal de generación, pero una instalación completa requiere otros componentes para funcionar correctamente. El inversor es uno de los equipos más importantes, ya que convierte la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna, compatible con la red eléctrica y con los consumos habituales del edificio. Además, los inversores modernos incorporan funciones de seguimiento del punto de máxima potencia, monitorización, protección eléctrica y control de la energía generada.

El seguimiento del punto de máxima potencia permite que el sistema trabaje en las condiciones de tensión y corriente que maximizan la producción en cada momento. Esto es necesario porque la potencia entregada por los módulos varía continuamente en función de la irradiancia, la temperatura, las sombras y el estado de operación del sistema. En instalaciones con varias orientaciones, inclinaciones o zonas de sombreado, la configuración eléctrica debe analizarse con especial cuidado para evitar pérdidas innecesarias.

Desde el punto de vista de integración, todos estos elementos deben diseñarse de forma conjunta para garantizar que la instalación funcione de manera segura, eficiente y compatible con el punto de consumo del hotel.

En instalaciones de autoconsumo, la integración del sistema fotovoltaico con el punto de consumo es un aspecto fundamental. La energía producida puede consumirse directamente en el edificio, almacenarse en baterías si existen, o inyectarse a la red en forma de excedentes. En España, esta integración debe realizarse dentro del marco normativo del autoconsumo eléctrico, desarrollado previamente en este estado de la cuestión.

Desde el punto de vista económico, la energía autoconsumida suele tener mayor valor que la energía vertida a la red, ya que permite reducir la compra de electricidad al precio final de suministro. Por este motivo, el dimensionamiento de una instalación de autoconsumo no debe buscar únicamente maximizar la producción anual, sino ajustar la generación fotovoltaica al perfil real de consumo del edificio.

El perfil horario de consumo es especialmente importante en edificios comerciales, hoteles o instalaciones industriales. En estos casos, la demanda puede ser elevada durante las horas centrales del día, lo que favorece el aprovechamiento directo de la energía solar. Sin embargo, si la producción fotovoltaica supera de forma recurrente la demanda instantánea, se generan excedentes. Estos excedentes pueden ser compensados económicamente, pero normalmente tienen un valor inferior al ahorro obtenido por autoconsumo directo. Por ello, una instalación sobredimensionada puede producir más energía anual, pero no necesariamente ofrecer una mayor rentabilidad.

La integración de la fotovoltaica en sistemas eléctricos también requiere considerar su variabilidad. La producción depende de la radiación solar disponible, que cambia a lo largo del día y del año. Además, factores meteorológicos como la nubosidad o la temperatura pueden modificar la producción real respecto a la estimada. La temperatura tiene un efecto relevante, ya que el aumento de temperatura de la célula reduce la eficiencia del módulo. Por este motivo, las condiciones reales de operación no coinciden siempre con las condiciones estándar de ensayo utilizadas para caracterizar los módulos [6].

Otro aspecto importante son las pérdidas del sistema. En una instalación real existen pérdidas por temperatura, suciedad, dispersión entre módulos, cableado, conversión en el inversor, sombras, orientación no óptima y degradación anual de los equipos. Herramientas como PVsyst consideran estas pérdidas dentro del análisis de producción, incluyendo pérdidas ópticas, pérdidas del campo fotovoltaico y pérdidas del sistema, lo que permite obtener una estimación más realista del rendimiento final de la instalación [9].

El almacenamiento energético puede mejorar la integración de la energía fotovoltaica, aunque no siempre es necesario ni económicamente conveniente. Las baterías permiten desplazar parte de la energía generada durante las horas solares hacia momentos de menor producción o mayor demanda. En sistemas residenciales pueden aumentar la tasa de autoconsumo, mientras que en instalaciones comerciales o industriales su interés depende del perfil de consumo, del precio de la electricidad, del coste de la batería y de la estrategia de operación [10].

La digitalización y la monitorización también tienen un papel relevante en la operación de instalaciones fotovoltaicas. Los sistemas de monitorización permiten registrar la producción, detectar fallos, comparar el rendimiento real con el esperado y evaluar posibles desviaciones. En instalaciones de autoconsumo, además, permiten analizar la relación entre generación y consumo, identificar excedentes y estudiar mejoras en la gestión energética del edificio [11].

En conjunto, el diseño de un sistema fotovoltaico requiere integrar criterios eléctricos, energéticos, económicos y de operación. No basta con seleccionar un número determinado de módulos, sino que es necesario estudiar el recurso solar disponible, la superficie útil, la

orientación, la inclinación, las sombras, el inversor, las pérdidas y el perfil de consumo. Esta visión integrada permite dimensionar la instalación de forma más realista y comparar diferentes escenarios de diseño.

En el caso de una instalación de autoconsumo aplicada a un edificio concreto, el análisis técnico debe estar directamente conectado con el análisis económico. La producción anual estimada, la energía autoconsumida, los excedentes y la inversión inicial condicionan indicadores como el ahorro anual o el periodo de recuperación. Por ello, la integración de sistemas fotovoltaicos no debe entenderse solo como una cuestión tecnológica, sino como un proceso de ajuste entre generación, consumo y viabilidad económica.

## **Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO**

### **4.1 JUSTIFICACIÓN**

Una vez analizado el estado de la cuestión, se puede ver que la energía fotovoltaica es una tecnología ya muy desarrollada y bastante presente en el mercado actual. No se trata de estudiar una tecnología nueva o experimental, sino de aplicar una solución a un caso concreto, viendo si realmente tiene sentido desde el punto de vista técnico, energético y económico.

Aunque hoy en día instalar paneles solares puede parecer una decisión bastante directa, en la práctica no basta con colocar módulos sobre una superficie disponible. La producción final de una instalación fotovoltaica depende de muchos factores: la radiación, la orientación e inclinación de los módulos, las sombras cercanas, las pérdidas del sistema, la temperatura, la suciedad, el tipo de equipos seleccionados y la forma en la que se dimensiona la instalación. Por eso, antes de plantear una solución, es necesario estudiar bien las condiciones reales del proyecto.

Este apartado pretende justificar precisamente por qué tiene sentido desarrollar esta instalación fotovoltaica. La idea no es únicamente proponer una instalación renovable porque sea una opción sostenible, sino comprobar si puede aportar valor real al usuario final. Es decir, si permite aprovechar adecuadamente el recurso solar disponible, reducir parte del consumo eléctrico de red, mejorar la eficiencia energética del emplazamiento y obtener una solución técnicamente viable.

De esta forma, el proyecto se plantea como una herramienta para pasar de una idea general a una propuesta simulada y justificada. El objetivo es demostrar que la instalación no solo es posible, sino que puede resultar interesante por su capacidad de generar energía limpia, reducir costes energéticos y contribuir a un modelo de consumo más sostenible.

#### **4.1.1 NECESIDAD DETECTADA**

El proyecto parte de una necesidad bastante concreta: estudiar si tiene sentido instalar una planta fotovoltaica de autoconsumo para el Hotel Sesué, ubicado en el Valle de Benasque, en la provincia de Huesca. Aunque se trata de un hotel de tamaño reducido, su consumo eléctrico no es despreciable, ya que el funcionamiento de este tipo de establecimientos requiere cubrir de forma continua demandas asociadas a iluminación, climatización, cocina, refrigeración, lavandería y otros consumos propios de la actividad hotelera.

En este caso, el consumo anual adaptado considerado se sitúa en torno a 35.000 kWh/año, por lo que existe una demanda eléctrica suficiente como para plantear una instalación de autoconsumo que cubra una parte de esa energía. No se busca sustituir completamente el suministro de red, sino reducir la energía comprada, disminuir la factura eléctrica y mejorar, en la medida de lo posible, la independencia energética del hotel.

Además, el hotel cuenta con una ventaja importante: existe una superficie disponible en un prado situado junto al hotel. Esto permite plantear una instalación en suelo, evitando algunas limitaciones habituales de las cubiertas, como falta de espacio, orientación desfavorable, pendientes existentes o condicionantes estructurales. Al poder trabajar sobre terreno, el diseño puede adaptarse mejor a la orientación e inclinación más adecuadas, siempre teniendo en cuenta las condiciones reales del entorno.

Sin embargo, la ubicación también presenta dificultades. El hotel se encuentra en una zona de valle, al norte de España, donde el recurso solar no es tan favorable como en otras zonas peninsulares. Además, la presencia del relieve cercano puede afectar al horizonte solar y generar pérdidas por sombreado, especialmente en determinadas épocas del año o en las primeras y últimas horas del día. Por este motivo, no sería razonable plantear la instalación sin un estudio previo detallado.

Aquí aparece precisamente la necesidad principal del proyecto: antes de invertir en una instalación real, es necesario estimar correctamente la producción, las pérdidas y la viabilidad técnica y económica de la solución. No basta con asumir que, por tener superficie

disponible, la instalación será rentable. Hay que comprobarlo con datos, simulaciones y comparaciones entre alternativas.

Por ello, el trabajo se centra en analizar distintas configuraciones posibles mediante herramientas como PVsyst y Excel, utilizando diferentes bases de datos meteorológicas. Esta comparación permite estudiar cómo cambia la producción estimada según la fuente de datos utilizada y seleccionar una base suficientemente representativa para el emplazamiento. Esto es especialmente importante en un lugar como Sesué, donde las condiciones locales pueden influir bastante en el resultado final.

También se han estudiado las sombras cercanas y el horizonte, ya que en una instalación situada en un valle estos factores pueden tener un peso importante en la producción real. Este análisis permite obtener una previsión más ajustada y evitar una estimación excesivamente optimista de la energía generada.

La necesidad detectada no es, por tanto, simplemente instalar paneles solares. La necesidad real es valorar si una instalación fotovoltaica de autoconsumo puede ser una solución útil para el hotel, incluso estando situada en una zona con un recurso solar no excelente. El interés del proyecto está en comprobar si, pese a estas condiciones, la instalación puede generar suficiente energía como para reducir la factura eléctrica y recuperar la inversión en un plazo razonable.

En definitiva, el proyecto responde a una necesidad técnica, económica y energética: estudiar de forma rigurosa si el Hotel Sesué puede aprovechar parte de su superficie disponible para producir energía solar y mejorar sus costes energéticos. La justificación del trabajo está en pasar de una posibilidad inicial, instalar placas en el terreno próximo al hotel, a una propuesta simulada, que permita valorar si la inversión tiene sentido antes de llevarla a cabo.

#### **4.1.2 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA**

Desde el punto de vista técnico, el proyecto se justifica porque el Hotel Sesué se encuentra en un emplazamiento condicionado por la orografía del Valle de Benasque. La presencia de

relieve cercano puede afectar al horizonte solar y reducir la radiación disponible en determinadas horas del día, por lo que resulta necesario estudiar la instalación con mayor detalle que en un emplazamiento completamente despejado.

Por este motivo, no tendría sentido plantear la instalación únicamente a partir de la superficie disponible o de una estimación rápida de producción. Aunque el hotel cuenta con un prado junto al edificio que permite colocar los módulos sobre suelo, es necesario estudiar cómo se deben orientar, qué inclinación conviene adoptar, qué separación debe existir entre filas y qué parte del terreno resulta realmente aprovechable. Una instalación en suelo ofrece más libertad que una cubierta, pero también exige definir correctamente la disposición para evitar pérdidas innecesarias.

Además, al tratarse de una instalación de autoconsumo, el diseño debe ajustarse al consumo real del hotel. No se busca simplemente instalar la máxima potencia posible, sino encontrar una solución que cubra una parte razonable de la demanda eléctrica y que permita reducir la energía comprada a la red. Para ello, resulta importante trabajar con el perfil horario de consumo, ya que la utilidad de la instalación depende en gran medida de la coincidencia entre las horas de generación solar y las horas en las que el hotel demanda energía.

El uso de PVsyst permite estudiar la instalación con un mayor nivel de detalle, incorporando no solo la producción teórica, sino también las principales pérdidas que afectan al sistema: pérdidas por temperatura, suciedad, sombras, horizonte, desajuste entre módulos, pérdidas eléctricas y rendimiento de los equipos. Este análisis es fundamental para obtener una previsión más realista y evitar una estimación demasiado optimista de la energía generada.

Por último, el estudio técnico se refuerza mediante la comparación de tres alternativas de diseño. Esto permite analizar diferentes configuraciones y valorar cuál se adapta mejor al terreno disponible, al consumo del hotel y a las condiciones solares reales del emplazamiento.

### **4.1.3 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA**

Desde el punto de vista económico, el proyecto se justifica porque una instalación fotovoltaica de autoconsumo puede reducir parte de la energía eléctrica comprada a la red y, por tanto, disminuir el coste energético anual del Hotel Sesué. En un establecimiento hotelero, donde existen consumos eléctricos recurrentes asociados a iluminación, climatización, cocina, refrigeración y otros servicios, el autoconsumo puede representar una medida interesante para mejorar la eficiencia económica de la actividad.

No obstante, la viabilidad económica no depende únicamente de que la instalación produzca energía, sino de que la inversión inicial pueda recuperarse en un plazo razonable. Por este motivo, el proyecto incorpora un análisis económico específico, en el que se comparan distintos escenarios de dimensionamiento y se calculan indicadores como el VAN, la TIR y el periodo de recuperación de la inversión.

La comparación de escenarios permite comprobar que no siempre la opción de mayor potencia instalada es la más rentable. Aunque una instalación más grande puede generar más energía y reducir en mayor medida la energía comprada de la red, también requiere una inversión superior y puede aumentar los excedentes no aprovechados directamente. Por ello, el análisis económico resulta necesario para seleccionar una solución equilibrada entre producción, inversión y ahorro energético.

En este sentido, la justificación económica del proyecto se basa en demostrar si la instalación propuesta no solo es técnicamente viable, sino también rentable para el usuario final. El objetivo es que la solución seleccionada permita reducir costes eléctricos, aprovechar adecuadamente la energía generada y recuperar la inversión dentro de la vida útil de la instalación.

### **4.1.4 JUSTIFICACIÓN AMBIENTAL**

Desde el punto de vista ambiental, el proyecto se justifica porque permite sustituir una parte del consumo eléctrico del Hotel Sesué por energía renovable generada en el propio

emplazamiento. Aunque el hotel no sea un gran consumidor industrial, su actividad diaria implica una demanda eléctrica continua asociada a iluminación, climatización, cocina, refrigeración y otros servicios propios del alojamiento turístico. Por tanto, cualquier reducción del consumo procedente de la red supone también una reducción indirecta de las emisiones asociadas a esa energía.

La instalación fotovoltaica planteada permitiría aprovechar una superficie disponible junto al hotel para producir electricidad de origen renovable. Esto encaja especialmente bien con un establecimiento situado en un entorno natural como el Valle de Benasque, donde la sostenibilidad y la integración con el entorno tienen un valor añadido. En este tipo de ubicaciones, no solo importa reducir costes, sino también limitar el impacto ambiental de la actividad turística y avanzar hacia un modelo energético más responsable.

## **4.2 OBJETIVOS**

El objetivo principal de este proyecto es estudiar la viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para el Hotel Sesué, situado en el valle de Benasque, en la provincia de Huesca.

El trabajo busca analizar si una instalación solar fotovoltaica puede cubrir parte del consumo eléctrico del hotel y reducir su dependencia de la red eléctrica, aprovechando el terreno disponible en las proximidades del edificio. Para ello, se estudiará el recurso solar de la zona, el perfil de consumo del hotel y distintas configuraciones posibles de la instalación.

Para determinar cuál de los escenarios estudiados resulta más adecuado se estudia no solo la energía producida sino además indicadores económicos como el VAN y la TIR.

De forma más concreta, los objetivos del proyecto son los siguientes:

- Analizar el consumo eléctrico del Hotel Sesué y su distribución temporal.
- Estudiar el recurso solar disponible en la ubicación del proyecto.

- Diseñar una instalación fotovoltaica de autoconsumo adaptada a las características del hotel y del terreno disponible.
- Simular distintos escenarios de instalación mediante PVsyst.
- Comparar la producción energética, el autoconsumo y los excedentes de cada escenario.
- Evaluar la viabilidad económica de las alternativas planteadas.
- Seleccionar la configuración más interesante desde el punto de vista técnico y económico.

### **4.3 METODOLOGÍA**

En primer lugar, se estudia el lugar de implantación. Para ello, se analiza la ubicación del Hotel Sesué, el espacio disponible para la instalación fotovoltaica y las condiciones generales del entorno. Esta primera fase permite conocer las limitaciones físicas del proyecto, como la orientación, la inclinación posible de los módulos, las sombras cercanas o la integración de la instalación en el terreno disponible.

A continuación, se estudia el consumo eléctrico del hotel. Este paso es importante porque el objetivo no es únicamente producir energía, sino adaptar la instalación al consumo real del edificio. Por ello, se trabaja con la demanda horaria, que permite identificar en qué momentos del día y del año se concentra el consumo. Esta información sirve como base para dimensionar la instalación y estimar qué parte de la energía generada podrá ser autoconsumida directamente.

Después, se analiza el recurso solar de la zona. Para ello, se comparan distintas bases de datos solares y meteorológicas, entre ellas PVGIS, SolarGIS, Meteonorm, NASA POWER y NREL. A partir de esta comparación se selecciona una combinación de datos representativa del emplazamiento, que se utiliza de forma homogénea en todas las simulaciones.

Una vez definidos el consumo y el recurso solar, se procede al diseño y simulación de la instalación fotovoltaica mediante PVsyst. Esta herramienta se utiliza para modelar los distintos escenarios de dimensionamiento, incorporando la configuración de módulos e inversor, la orientación, la inclinación, el perfil horario de consumo y las principales pérdidas del sistema. Los resultados obtenidos se emplean posteriormente como base para la comparación energética y el análisis económico.

Posteriormente, se simulan distintos escenarios de dimensionamiento. Cada escenario corresponde a una configuración diferente de la instalación, variando el número de módulos fotovoltaicos instalados. Para cada caso se obtiene la producción anual estimada, el porcentaje de autoconsumo, los excedentes vertidos a red y otros indicadores energéticos relevantes.

Con los resultados técnicos obtenidos, se realiza el análisis económico. En esta parte se calculan indicadores como el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el periodo de recuperación de la inversión.

Finalmente, se comparan todos los escenarios estudiados. La elección de la alternativa más adecuada no se realiza únicamente en función de la mayor producción energética, sino teniendo en cuenta la rentabilidad económica y el grado de aprovechamiento de la energía generada. De esta forma, se selecciona la solución que ofrece un mejor equilibrio entre inversión, ahorro energético y viabilidad técnica.

#### ***4.4 PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA***

El desarrollo del proyecto se ha estructurado en una serie de fases consecutivas, desde la recopilación de datos iniciales hasta la selección final del escenario fotovoltaico más adecuado. Esta planificación permite ordenar las tareas realizadas y vincular el diseño técnico de la instalación con su evaluación económica.

Desde el punto de vista económico, todo proyecto de ingeniería debe analizarse no solo desde su viabilidad técnica, sino también desde su viabilidad económica. En este sentido,

resulta necesario diferenciar entre la inversión inicial necesaria para ejecutar la instalación y los gastos recurrentes asociados a su funcionamiento, principalmente los costes de operación y mantenimiento. Esta distinción es habitual en la valoración de proyectos energéticos, donde la inversión corresponde al desembolso inicial en equipos, instalaciones y trabajos de montaje, mientras que los gastos periódicos aparecen durante la vida útil del proyecto.

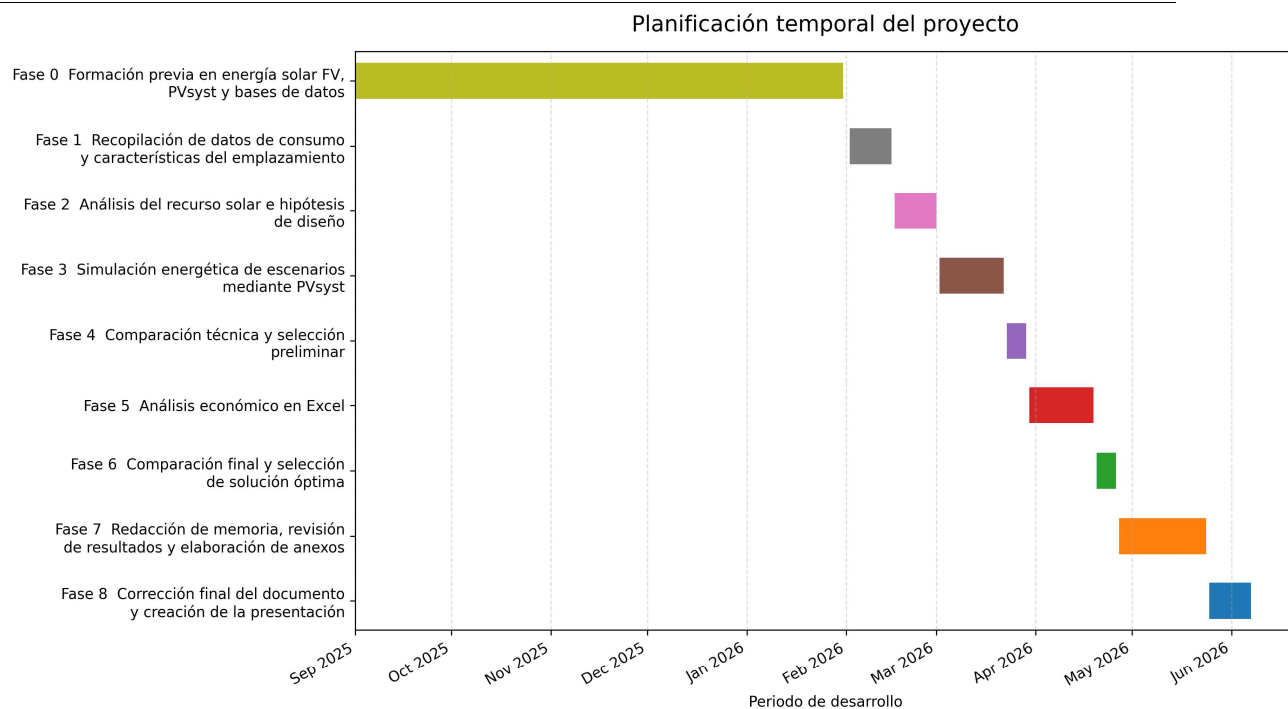
#### 4.4.1 PLANIFICACIÓN TEMPORAL DE LAS ACTIVIDADES

La planificación temporal del proyecto se ha dividido en distintas fases de trabajo. En primer lugar, se recopilaban los datos de consumo eléctrico del establecimiento y se analizó el emplazamiento disponible para la instalación fotovoltaica. Posteriormente, se estudiaron las condiciones solares de la ubicación y se definieron distintos escenarios de dimensionamiento, variando el número de módulos instalados.

Una vez definidos los escenarios, se realizaron las simulaciones energéticas mediante PVsyst, obteniendo la producción anual esperada, el rendimiento de la instalación y el grado de aprovechamiento de la energía generada. Finalmente, los resultados técnicos se integraron en un modelo económico desarrollado en Excel, con el objetivo de calcular los principales indicadores de rentabilidad y seleccionar la alternativa más adecuada.

*Tabla 4: Planificación temporal de las fases del proyecto*

Fase	Actividad	Duración estimada (semanas)
0	Formación previa en energía solar fotovoltaica, familiarización con PVsyst y bases de datos de recurso solar y meteorología	Septiembre-enero
1	Recopilación de datos de consumo y características del emplazamiento	2
2	Análisis del recurso solar y definición de hipótesis de diseño	2
3	Simulación energética de los escenarios mediante PVsyst	3
4	Comparación técnica de resultados y selección preliminar	1
5	Desarrollo del análisis económico en Excel	3
6	Comparación final de escenarios y selección de la solución óptima	1
7	Redacción de memoria, revisión de resultados y elaboración de anexos	4
8	Corrección final del documento y creación de la presentación	2



Nota: la Fase 0 recoge la formación y familiarización previa; las fases 1 a 8 representan el desarrollo técnico, económico, documental y expositivo del TFG.

*Ilustración 18: Diagrama de Gantt de la planificación temporal del proyecto*

En conjunto, el desarrollo del proyecto se estima en un periodo aproximado de 16 semanas sin contar la parte de formación. Esta planificación incluye tanto las tareas técnicas de diseño y simulación como el análisis económico y la redacción final de la memoria.

#### 4.4.2 PLANIFICACIÓN TEMPORAL DE EJECUCIÓN Y PUESTA EN MARCHA

El plazo estimado para la ejecución y puesta en servicio de la instalación fotovoltaica se ha calculado desde la presentación del título habilitante municipal hasta la puesta en funcionamiento del sistema. Al tratarse de una instalación de autoconsumo de pequeña potencia, con una potencia instalada de 7,2 kWp y conexión en baja tensión, la tramitación administrativa es más reducida que en instalaciones de mayor tamaño. Con carácter general, las instalaciones de producción de potencia no superior a 100 kW conectadas en baja tensión quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa y de construcción [45].

No obstante, antes del inicio de las obras debe tramitarse ante el Ayuntamiento de Sesué el título urbanístico correspondiente. Este puede consistir en una declaración responsable o

comunicación previa, si la actuación se considera obra menor, o en una licencia urbanística, si así lo exige el Ayuntamiento en función de las características concretas de la instalación [46][47][48]. En el primer caso, la actuación puede iniciarse desde la presentación completa de la documentación, mientras que, si se tramitase mediante licencia urbanística, el plazo máximo de resolución previsto en la normativa urbanística aragonesa es de tres meses [46].

Durante esta fase administrativa se prevé realizar de forma paralela el pedido de los principales materiales: módulos fotovoltaicos, inversor, estructura de soporte, cableado, protecciones eléctricas y elementos auxiliares. Para esta planificación se considera un plazo aproximado de dos semanas para la recepción de materiales. Aunque la instalación no requiere transportes especiales, se introduce un margen adicional debido a las condiciones de acceso al Valle de Benasque. El acceso principal a la zona se realiza a través del corredor N-260/A-139, en un entorno de montaña con tramos sinuosos y limitaciones para el cruce de vehículos pesados en determinados puntos, especialmente en el entorno del Congosto de Ventamillo [49].

Una vez disponible la documentación municipal y recibidos los materiales, se estima un plazo de ejecución de entre una y dos semanas. Esta fase incluye el replanteo en campo, la preparación del terreno, el montaje de la estructura fija, la instalación de los módulos, la conexión del inversor, el tendido de cableado, la colocación de protecciones y la comprobación inicial del sistema. Esta estimación es coherente con la guía del Gobierno de Aragón, que indica que la fase de instalación de un sistema fotovoltaico se realiza en pocas semanas [50]. Como referencia adicional, una instalación fotovoltaica de autoconsumo de 46,44 kWp licitada en la provincia de Huesca contemplaba un plazo de ejecución de 30 días, por lo que para una instalación de 7,2 kWp resulta razonable considerar un plazo inferior [51].

Finalizado el montaje, se prevé una fase de pruebas, verificación y legalización de aproximadamente una semana. En esta etapa se comprueba el correcto funcionamiento eléctrico, se verifica la producción inicial, se configura el inversor y se emite el Certificado de Instalación Eléctrica correspondiente. En instalaciones de baja tensión de potencia inferior o igual a 10 kW, la certificación final se realiza mediante la presentación del

Certificado de Instalación Eléctrica ante el órgano competente de la comunidad autónoma [45]. Asimismo, para instalaciones de potencia inferior o igual a 100 kW ejecutadas al amparo del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, la autorización de explotación queda asimilada, con carácter general, al certificado de instalación diligenciado por la comunidad autónoma [45].

En conjunto, se estima un plazo total aproximado de entre seis y ocho semanas desde la presentación del título habilitante municipal hasta la puesta en marcha de la instalación, siempre que la actuación pueda tramitarse mediante declaración responsable o comunicación previa y no existan retrasos en el suministro de equipos. Si el Ayuntamiento exigiera licencia urbanística ordinaria o se produjeran restricciones puntuales de acceso al valle, el plazo podría ampliarse hasta aproximadamente diez o doce semanas, sin perjuicio del plazo máximo legal de tres meses previsto para la resolución de licencias urbanísticas.

*Tabla 5: Resumen del tiempo estimado para la puesta en marcha del proyecto*

<b>Fase</b>	<b>Duración estimada</b>
Tramitación municipal y pedido de materiales	2-4 semanas
Transporte y recepción de materiales	Incluido en la fase anterior
Ejecución de la instalación	1-2 semanas
Pruebas, legalización y puesta en marcha	1 semana
<b>Total estimado</b>	<b>6-8 semanas</b>
<b>Escenario conservador con licencia ordinaria/retrasos</b>	<b>10-12 semanas</b>

#### **4.4.3 ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN**

La inversión inicial se ha calculado mediante un coste específico de 1.680 €/kWp, aplicado sobre la potencia pico. Este importe se considera una estimación del coste de ejecución de la instalación, incluyendo los principales conceptos necesarios para su puesta en marcha: módulos fotovoltaicos, inversor, estructura soporte, cableado, protecciones eléctricas, montaje, legalización y puesta en servicio. Se trata, por tanto, de una estimación simplificada, adecuada al nivel de definición del presente proyecto.

#### **4.4.4 JUSTIFICACIÓN DEL COSTE ESPECÍFICO ADOPTADO**

El valor de 1.680 €/kWp se ha adoptado como una hipótesis conservadora, pero razonable para una instalación de pequeña potencia. En instalaciones fotovoltaicas de reducido tamaño, el coste específico por kWp suele ser superior al de instalaciones de mayor potencia, ya que determinados costes fijos se reparten entre una potencia instalada menor.

Como referencia de mercado, Habitissimo [12] sitúa el precio de una instalación fotovoltaica de 6 kW entre 9.000 € y 11.000 €, lo que equivale aproximadamente a un rango de 1.500–1.833 €/kWp. El valor adoptado en este proyecto, 10.080 € para 6,0 kWp, se sitúa dentro de ese intervalo.

Además, el Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico 2024 de APPA Renovables [13] recoge una instalación residencial de 4,7 kW con una inversión media de 6.364 €, equivalente aproximadamente a 1.354 €/kW. Este valor es inferior al adoptado en el presente proyecto, pero corresponde a una instalación residencial media, mientras que el caso estudiado se desarrolla en un establecimiento hotelero y se ha preferido emplear una hipótesis más conservadora.

Por tanto, el coste específico de 1.680 €/kWp no se plantea como el valor mínimo de mercado, sino como una hipótesis prudente que permite incorporar un margen de seguridad frente a posibles variaciones de precio, particularidades del emplazamiento y costes asociados a la ejecución real de la instalación.

En cualquier caso, el coste específico de 1.680 €/kWp se ha utilizado como una hipótesis homogénea para poder comparar económicamente los distintos escenarios de dimensionamiento en igualdad de condiciones. Una vez seleccionada la alternativa más adecuada, se ha realizado un análisis económico más detallado y adaptado a las características concretas de la instalación propuesta.

#### **4.4.5 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

Para los costes de operación y mantenimiento se ha considerado un valor anual de 100 €/año. Este importe representa una estimación simplificada para una instalación fotovoltaica de pequeña potencia e incluye revisiones básicas, comprobaciones generales, supervisión del funcionamiento y limpieza puntual de los módulos. La justificación detallada de esta hipótesis se desarrolla posteriormente en el análisis económico.

#### **4.4.6 CONCLUSIÓN**

En conclusión, la planificación del proyecto permite estructurar de forma ordenada las principales actividades necesarias para el diseño, simulación, análisis económico y redacción final de la instalación fotovoltaica propuesta. El desarrollo completo se estima en un periodo aproximado de 16 semanas, incluyendo la recopilación de datos, el estudio del recurso solar, la simulación de escenarios mediante PVsyst, el análisis económico en Excel y la elaboración de la memoria.

Desde el punto de vista económico, la inversión inicial es 1.680 €/kWp. Este valor se considera una hipótesis conservadora y razonable para una instalación de pequeña potencia, al incluir de forma agregada los principales costes asociados a equipos, estructura, montaje, protecciones, legalización y puesta en marcha. Asimismo, se ha considerado un coste anual de operación y mantenimiento de 100 €/año. Con ello, la estimación económica queda integrada dentro del análisis de rentabilidad desarrollado posteriormente, permitiendo valorar la viabilidad del proyecto de forma coherente con sus características técnicas y económicas.

## **Capítulo 5. DISEÑO Y MODELADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

A lo largo de este capítulo se desarrolla la explicación técnica del estudio de autoconsumo, partiendo de la ubicación del hotel, el perfil horario de consumo considerado y la simulación energética realizada mediante PVsyst.

### **5.1 ANÁLISIS DEL SISTEMA**

En este apartado se describen las condiciones de partida utilizadas para diseñar la instalación fotovoltaica y el consumo del hotel.

La localización del Hotel Sesué y la zona prevista para la implantación fotovoltaica se han descrito en el Capítulo 1. A partir de dicho emplazamiento, en este capítulo se analizan las condiciones técnicas que condicionan el diseño de la instalación: consumo eléctrico, recurso solar disponible, orientación, inclinación, sombras, horizonte y configuración de los equipos.

La instalación se plantea como un sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a red, ubicado sobre estructura fija en suelo. Esta solución permite evitar la instalación sobre cubierta y facilita la definición de una disposición homogénea de los módulos, adaptada al terreno disponible y a las condiciones solares del emplazamiento.

#### **5.1.1 CONDICIONANTES DEL ENTORNO**

El principal condicionante del lugar es su ubicación en un valle de montaña. Esta situación afecta a la radiación solar disponible, ya que el relieve del entorno genera sombras que reducen la radiación en la zona.

Por este motivo, en la simulación se ha considerado tanto el horizonte lejano, asociado al relieve del valle, como las sombras cercanas producidas por elementos próximos a la zona

de instalación. Estos factores son importantes para obtener una estimación más realista de la producción fotovoltaica.

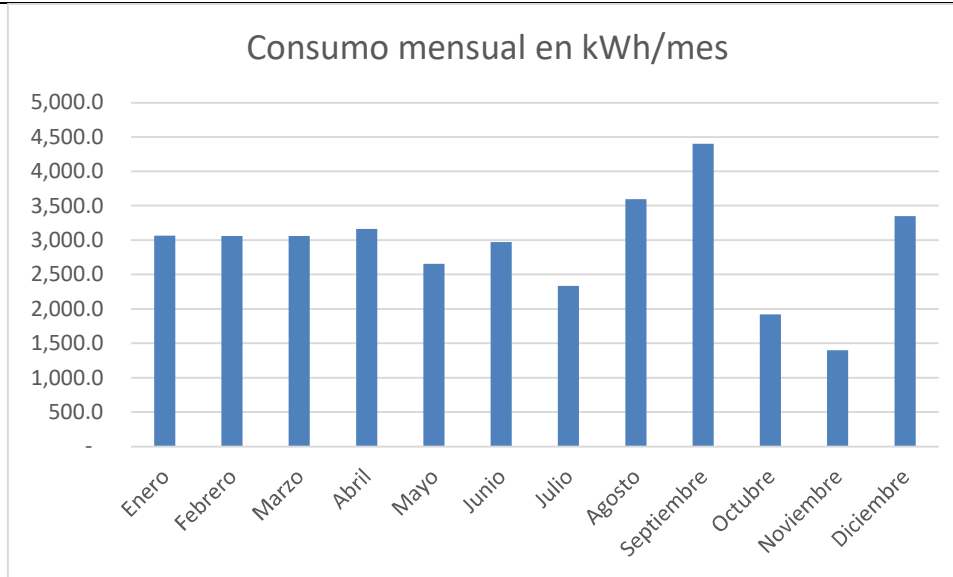
La instalación se diseña sobre estructura fija en suelo, con una orientación sur, correspondiente a un azimut de  $0^\circ$ , y una inclinación de  $40^\circ$ . Además, se emplean módulos bifaciales, por lo que también se considera el posible aprovechamiento de la radiación reflejada en la parte posterior del módulo.

### **5.1.2 ANÁLISIS DEL CONSUMO ELÉCTRICO**

Para el diseño de la instalación fotovoltaica se ha utilizado una serie de consumo horario del hotel durante un año completo, formada por 8.760 registros. Cada valor representa la energía consumida por el establecimiento en una hora determinada, expresada en kWh. Esta información resulta especialmente importante en una instalación de autoconsumo, ya que no solo interesa conocer el consumo anual total, sino también cuándo se produce dicho consumo.

El consumo anual considerado para el Hotel Sesué es de aproximadamente 34.963 kWh/año. Al tratarse de un hotel, la demanda eléctrica no es completamente uniforme a lo largo del año, sino que varía en función de la ocupación, la época del año y el uso de los distintos servicios del edificio. Esta variabilidad hace necesario analizar tanto la distribución mensual del consumo como el perfil horario, ya que ambos condicionan el grado de aprovechamiento de la energía fotovoltaica generada.

La siguiente ilustración muestra la distribución mensual del consumo eléctrico del hotel.



*Ilustración 19: Consumo eléctrico mensual del hotel medido en kWh/mes*

A partir de los datos horarios se ha obtenido el consumo mensual recogido en la siguiente tabla.

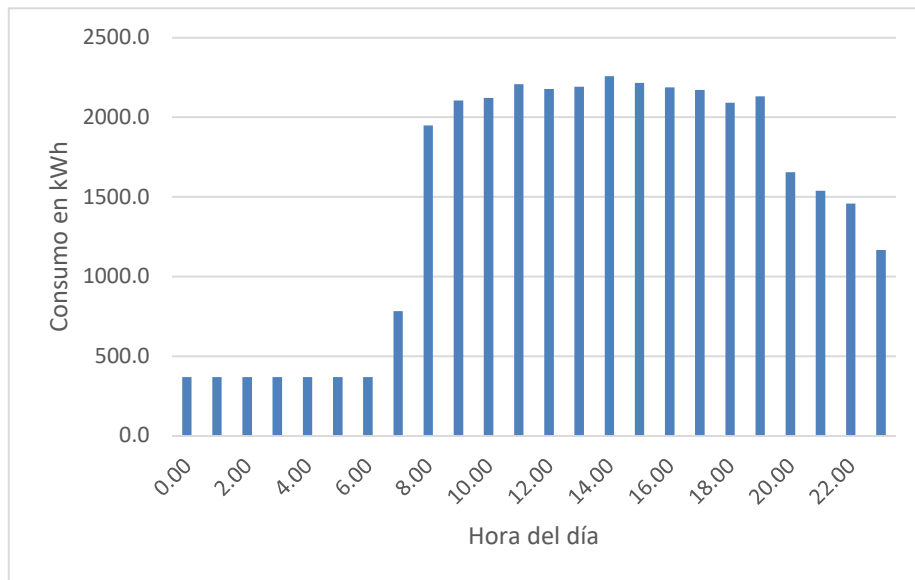
*Tabla 6: Consumo eléctrico mensual del Hotel Sesué*

Mes	Consumo (kWh)	Peso sobre el consumo anual (%)
<b>Enero</b>	3.063,0	8,76
<b>Febrero</b>	3.058,0	8,75
<b>Marzo</b>	3.058,0	8,75
<b>Abril</b>	3.161,0	9,04
<b>Mayo</b>	2.656,0	7,60
<b>Junio</b>	2.971,0	8,50
<b>Julio</b>	2.332,0	6,67
<b>Agosto</b>	3.597,0	10,29
<b>Septiembre</b>	4.401,0	12,59
<b>Octubre</b>	1.920,0	5,49
<b>Noviembre</b>	1.399,0	4,00
<b>Diciembre</b>	3.347,0	9,57
<b>Total</b>	34.963,0	100,00

La distribución mensual muestra que el consumo no se reparte de manera uniforme durante el año. Los mayores consumos se registran en septiembre, agosto y diciembre, mientras que los valores más bajos aparecen en noviembre, octubre y julio. Esta evolución refleja el

carácter turístico del establecimiento y la influencia de la ocupación sobre la demanda eléctrica del hotel.

Además del consumo mensual, se ha analizado el comportamiento horario de la demanda. Este análisis es especialmente relevante en autoconsumo fotovoltaico, ya que la producción solar se concentra en las horas centrales del día. Por tanto, cuanto mayor sea la coincidencia entre la generación fotovoltaica y el consumo del hotel, mayor será la energía autoconsumida directamente y menor la energía vertida a la red.



*Ilustración 20: Consumo eléctrico anual acumulado por hora del día*

Del análisis horario se observa una demanda reducida durante las primeras horas del día. A partir de las siete de la mañana, el consumo aumenta y se mantiene en valores más elevados durante buena parte del día, coincidiendo parcialmente con las horas de producción fotovoltaica. Esta coincidencia favorece el autoconsumo instantáneo, aunque en los escenarios de mayor potencia puede producirse energía excedentaria en determinadas horas si la generación supera la demanda del hotel.

Como resumen del perfil de consumo utilizado en la simulación, se obtienen los siguientes indicadores principales:

*Tabla 7: Indicadores principales del perfil horario de consumo del Hotel Sesué*

<b>Indicador</b>	<b>Valor</b>
<b>Consumo anual considerado (kWh/año)</b>	34.963
<b>Consumo medio horario equivalente (kWh/h)</b>	3,99
<b>Consumo horario máximo (kWh)</b>	13,4
<b>Consumo horario mínimo (kWh)</b>	0,5
<b>Mes de mayor consumo</b>	Septiembre
<b>Mes de menor consumo</b>	Noviembre

Este análisis permite dimensionar la instalación de forma más ajustada. Una instalación demasiado pequeña reduciría poco el consumo comprado de la red, mientras que una instalación excesivamente grande podría generar más excedentes de los deseados. Por este motivo, en los apartados posteriores se analizan distintos escenarios de potencia instalada, manteniendo siempre el mismo perfil horario de consumo para que la comparación entre alternativas sea homogénea.

## **5.2 ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR Y DATOS METEOROLÓGICOS**

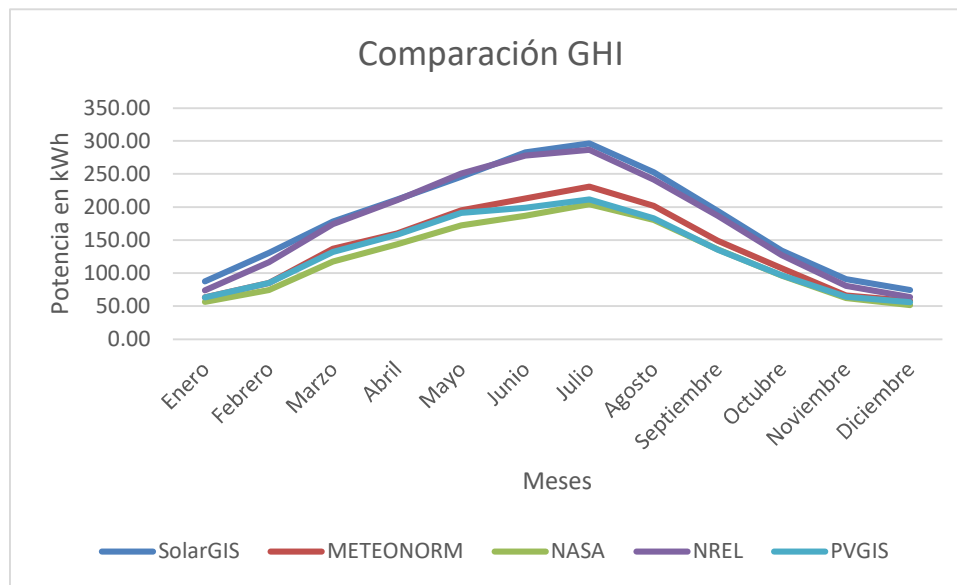
El recurso solar y las condiciones meteorológicas son datos fundamentales para la simulación fotovoltaica. En este proyecto se han revisado distintas bases de datos disponibles para seleccionar valores representativos del emplazamiento del Hotel Sesué. Además, se ha contactado con SolarGIS, cuya base de datos es privada, con el objetivo de contrastar los valores disponibles y seleccionar una combinación coherente para la simulación.

Los datos finalmente elegidos se introducen en PVsyst y se mantienen constantes en todos los escenarios simulados. De esta forma, las diferencias entre alternativas se deben al tamaño de la instalación y no a cambios en las condiciones climáticas consideradas.

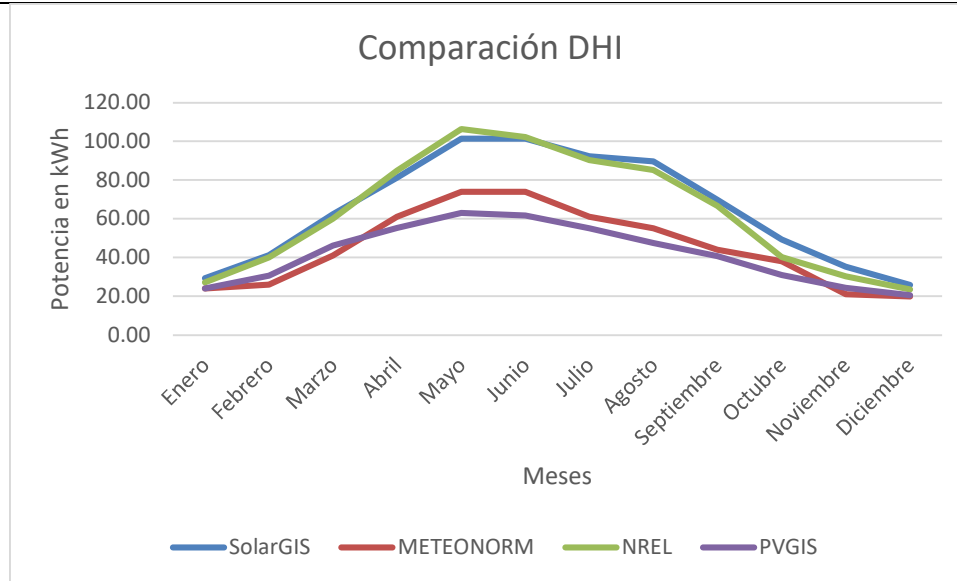
### **5.2.1 COMPARACIÓN DE BASES DE DATOS**

Para la simulación energética de la instalación fotovoltaica resulta necesario disponer de una base meteorológica representativa del emplazamiento. En este proyecto se han comparado distintas fuentes de datos con el objetivo de seleccionar valores coherentes para el Hotel Sesué y evitar que los resultados de producción dependan de una única base sin contraste previo.

La comparación se centró en las variables más relevantes para la simulación en PVsyst: irradiación global horizontal, irradiación difusa horizontal, temperatura ambiente y velocidad del viento. La irradiación condiciona directamente la energía disponible sobre el plano de los módulos, mientras que la temperatura y el viento influyen en la temperatura de operación de las células y, por tanto, en el rendimiento final de la instalación.



*Ilustración 21: Comparación GHI para cada una de las bases de datos*



*Ilustración 22: Comparación DHI para cada una de las bases de datos*

### **5.2.1.1 Criterios de comparación**

La comparación de bases de datos se realizó con el objetivo de seleccionar unos valores meteorológicos representativos y prudentes. No se buscó escoger los datos más favorables para maximizar artificialmente la producción fotovoltaica, sino trabajar con una combinación de valores coherente con las condiciones reales del valle y suficientemente conservadora para evitar una estimación excesivamente optimista de la instalación.

Para ello, se revisaron los valores mensuales de irradiación, temperatura ambiente y velocidad del viento proporcionados por distintas fuentes. Posteriormente, los datos se organizaron en Excel para comparar su orden de magnitud, detectar posibles desviaciones entre bases y seleccionar aquellos valores que resultaban más razonables para la simulación en PVsyst.

### **5.2.1.2 PVGIS**

PVGIS es una herramienta desarrollada por el Joint Research Centre de la Comisión Europea para estimar el recurso solar y la producción fotovoltaica en una ubicación determinada. Permite obtener datos de irradiación, temperatura y producción estimada a partir de

coordenadas geográficas, y es especialmente útil en estudios preliminares de instalaciones fotovoltaicas en Europa. La versión actual de PVGIS permite trabajar con distintas bases de datos solares y meteorológicas, y en PVGIS 5.3 se amplió la cobertura temporal de los datos solares y meteorológicos hasta 2023 [19].

Los datos se obtuvieron introduciendo las coordenadas del Hotel Sesué en la herramienta web y descargando la serie mensual disponible. La base proporcionaba, para cada mes y año del periodo analizado, la irradiación global sobre plano horizontal  $H(h)_m$ , el coeficiente  $K_d$  y la temperatura media a 2 m  $T_{2m}$ . A partir de estos datos, se calculó un año meteorológico representativo mediante el promedio mensual de los valores disponibles entre 2005 y 2023. La variable  $H(h)_m$  se tomó como irradiación global horizontal, expresada en  $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{mes}$ . Para obtener la irradiación difusa horizontal, se multiplicó la irradiación global mensual por el coeficiente  $K_d$ , que representa la relación entre la irradiación difusa y la global. Finalmente, los valores mensuales obtenidos se sumaron para calcular los totales anuales de GHI y DHI, que fueron los datos incorporados a la comparación de bases meteorológicas.

*Tabla 8: Tratamiento de los datos meteorológicos obtenidos de PVGIS para el emplazamiento del Hotel Sesué*

PVGIS			
	<b>GHI (<math>\text{kWh/m}^2</math>)</b>	<b>DHI (<math>\text{kWh/m}^2</math>)</b>	<b>T (°C)</b>
<b>Enero</b>	63,09	23,97	-1,21
<b>Febrero</b>	85,03	30,61	-0,88
<b>Marzo</b>	131,71	46,10	1,91
<b>Abril</b>	157,92	55,27	5,38
<b>Mayo</b>	191,30	63,13	9,81
<b>Junio</b>	198,77	61,62	14,63
<b>Julio</b>	211,71	55,04	17,61
<b>Agosto</b>	182,61	47,48	16,61
<b>Septiembre</b>	135,50	40,65	12,97
<b>Octubre</b>	96,59	30,91	8,87
<b>Noviembre</b>	63,88	24,27	2,44
<b>Diciembre</b>	55,91	20,69	-0,06
<b>Total anual / promedio</b>	<b>1574,02</b>	<b>499,75</b>	<b>7,34</b>

### 5.2.1.3 SolarGIS

SolarGIS es una base de datos especializada en recurso solar y datos meteorológicos para proyectos fotovoltaicos. Ofrece información de irradiación y variables meteorológicas, y está orientada a estudios profesionales de evaluación del recurso solar, diseño de plantas y análisis de producción. Según la documentación de SolarGIS, los datos solares, meteorológicos y ambientales son esenciales para evaluar la idoneidad de un emplazamiento, la generación esperada y el comportamiento de una instalación fotovoltaica [20].

La información se obtuvo en formato horario, con valores asociados al mes correspondiente y a las variables GHI, DIF, TEMP y WS. A diferencia de PVGIS, que proporcionaba directamente valores mensuales, en este caso fue necesario realizar un tratamiento previo en Excel para obtener datos comparables con el resto de las bases. Para ello, se agruparon los registros por mes y se calcularon los valores mensuales de cada variable. En el caso de la irradiación global horizontal y de la irradiación difusa, los valores horarios se agregaron para obtener la energía mensual en kWh/m<sup>2</sup>. En cambio, para la temperatura ambiente y la velocidad del viento se calculó el promedio mensual, ya que se trata de magnitudes medias y no acumulativas. Finalmente, estos resultados se utilizaron para comparar SolarGIS con el resto de las fuentes disponibles.

*Tabla 9: Tratamiento de los datos meteorológicos horarios obtenidos de SolarGIS para el emplazamiento del Hotel Sesué*

SolarGIS				
	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T (°C)	v (m/s)
<b>Enero</b>	87,15	29,33	2,98	1,29
<b>Febrero</b>	130,61	41,14	4,77	1,43
<b>Marzo</b>	178,17	62,35	6,08	1,79
<b>Abril</b>	211,61	81,25	8,61	1,93
<b>Mayo</b>	245,87	101,31	13,80	1,63
<b>Junio</b>	282,49	101,42	17,07	1,48
<b>Julio</b>	296,73	92,19	21,63	1,28
<b>Agosto</b>	252,67	89,64	20,15	1,63
<b>Septiembre</b>	194,12	69,84	17,04	1,21
<b>Octubre</b>	133,66	49,30	13,59	1,07

<b>Noviembre</b>	90,79	35,20	6,98	1,61
<b>Diciembre</b>	74,56	25,93	2,65	1,53
<b>Total anual / promedio</b>	<b>2178,45</b>	<b>778,89</b>	<b>11,28</b>	<b>1,49</b>

### 5.2.1.4 Meteonorm

Meteonorm es una base de datos meteorológica ampliamente utilizada en simulaciones energéticas y fotovoltaicas. Genera años meteorológicos típicos, o TMY (*Typical Meteorological Year*), a partir de datos históricos, interpolaciones climáticas, estaciones meteorológicas, información satelital y datos de reanálisis.

En este caso, Meteonorm se utilizó como fuente de contraste frente al resto de bases consultadas. A diferencia del resto de bases, no fue necesario realizar un tratamiento detallado de series anuales, ya que la herramienta proporciona directamente valores meteorológicos mensuales representativos para la ubicación seleccionada [21]. Por tanto, los datos obtenidos se incorporaron a la comparación como valores ya tratados, con el objetivo de comprobar su coherencia respecto a PVGIS, SolarGIS, NASA y NREL.

Tabla 10: Datos meteorológicos mensuales obtenidos de Meteonorm para el emplazamiento del Hotel Sesué

METEONORM				
	<b>GHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>DHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>T (°C)</b>	<b>v (m/s)</b>
<b>Enero</b>	63	24	4,7	2,9
<b>Febrero</b>	85	26	5,4	3,2
<b>Marzo</b>	137	41	8,5	3,2
<b>Abril</b>	160	61	11	3,1
<b>Mayo</b>	195	74	14,2	2,9
<b>Junio</b>	213	74	18,6	2,8
<b>Julio</b>	231	61	20,3	3
<b>Agosto</b>	202	55	20,4	2,7
<b>Septiembre</b>	149	44	17,3	2,5
<b>Octubre</b>	107	38	13,6	2,6
<b>Noviembre</b>	66	21	8,2	2,8
<b>Diciembre</b>	58	20	5,2	2,7

<b>Total anual / promedio</b>	<b>1666</b>	<b>539</b>	<b>12,28</b>	<b>2,87</b>
-------------------------------	-------------	------------	--------------	-------------

### 5.2.1.5 NASA

NASA POWER es una base de datos abierta que proporciona información solar y meteorológica para aplicaciones energéticas [22]. En este proyecto se accedió a la herramienta NASA POWER Data Access Viewer, introduciendo las coordenadas del Hotel Sesué. La descarga realizada correspondía a datos mensuales y anuales en resolución nativa para el periodo 1981-2025, aunque la variable de irradiación solar disponible en la serie comienza en 1984. La propia descarga identifica la ubicación empleada, con latitud 42,5509 y longitud 0,4698, e incluye la elevación media del área de cálculo procedente de MERRA-2.

Las variables descargadas fueron ALLSKY\_SFC\_SW\_DWN, correspondiente a la irradiación global horizontal diaria en condiciones de cielo real, T2M, temperatura a 2 m, y WS2M, velocidad del viento a 2 m. En este caso, NASA POWER proporcionaba la irradiación en kWh/m<sup>2</sup>/día, por lo que fue necesario convertirla a valores mensuales multiplicando cada valor medio diario por el número de días del mes correspondiente. En cambio, la temperatura y la velocidad del viento se trataron como valores medios mensuales, sin agregación acumulativa.

*Tabla 11: Tratamiento de los datos meteorológicos obtenidos de NASA POWER para el emplazamiento del Hotel Sesué*

NASA			
	<b>GHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>T (°C)</b>	<b>v (m/s)</b>
<b>Enero</b>	56	-1,21	2,30
<b>Febrero</b>	74	-0,40	2,41
<b>Marzo</b>	117	2,33	2,56
<b>Abril</b>	144	4,87	2,51
<b>Mayo</b>	172,24	9,03	2,22
<b>Junio</b>	186,86	13,72	1,94
<b>Julio</b>	204,36	16,57	1,85

<b>Agosto</b>	180,22	16,32	1,73
<b>Septiembre</b>	135,89	12,39	1,79
<b>Octubre</b>	95,85	8,15	2,01
<b>Noviembre</b>	62,21	2,74	2,22
<b>Diciembre</b>	51,47	0,01	2,15
<b>Total anual / promedio</b>	<b>1480,84</b>	<b>7,04</b>	<b>2,14</b>

### 5.2.1.6 NREL

NREL dispone de bases de datos solares y meteorológicas que proporciona información de irradiancia solar y variables meteorológicas para estudios energéticos. Según la documentación de NREL, la NSRDB incluye variables como GHI, DNI, DHI, temperatura del aire, presión atmosférica, humedad relativa, dirección y velocidad del viento, entre otras [23].

Los datos descargados para el emplazamiento incluían los años 2017, 2018 y 2019. Se calculó el promedio mensual que fue el valor usado para la comparación.

*Tabla 12: Tratamiento de los datos meteorológicos obtenidos de NREL para el emplazamiento del Hotel*

*Sesué*

NREL				
	<b>GHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>DHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>T (°C)</b>	<b>v (m/s)</b>
<b>Enero</b>	73,72	27,16	0,75	2,57
<b>Febrero</b>	116,31	40,00	1,94	2,18
<b>Marzo</b>	174,00	60,02	4,09	2,43
<b>Abril</b>	210,57	84,89	6,26	2,09
<b>Mayo</b>	250,56	106,44	8,37	2,08
<b>Junio</b>	277,86	102,23	11,95	1,71
<b>Julio</b>	286,64	90,29	13,42	1,67
<b>Agosto</b>	241,30	85,07	13,15	1,59
<b>Septiembre</b>	186,62	66,66	10,68	1,59
<b>Octubre</b>	127,02	40,19	7,97	1,94
<b>Noviembre</b>	80,56	30,27	3,60	2,08
<b>Diciembre</b>	63,69	23,54	2,99	2,05

<b>Total anual / promedio</b>	<b>2088.85</b>	<b>756.75</b>	<b>7.10</b>	<b>2.00</b>
-------------------------------	----------------	---------------	-------------	-------------

## 5.2.2 DATOS METEOROLÓGICOS SELECCIONADOS

Tras comparar las distintas fuentes disponibles, se seleccionaron los datos meteorológicos que se consideraron más adecuados para la simulación. Para la radiación global horizontal y la radiación difusa se emplearon datos de PVGIS. Para la temperatura ambiente se utilizaron datos de SolarGIS, mientras que para la velocidad del viento se tomaron datos de NREL.

La selección final se resume en la siguiente tabla:

*Tabla 13: Datos meteorológicos mensuales seleccionados para la simulación en PVsyst*

<b>Elección final</b>				
	<b>PVGIS</b>		<b>SolarGIS</b>	<b>NREL</b>
	<b>GHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>DHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>T (°C)</b>	<b>v (m/s)</b>
<b>Enero</b>	63,09	23,97	2,98	2,57
<b>Febrero</b>	85,03	30,61	4,77	2,18
<b>Marzo</b>	131,71	46,10	6,08	2,43
<b>Abril</b>	157,92	55,27	8,61	2,09
<b>Mayo</b>	191,30	63,13	13,80	2,08
<b>Junio</b>	198,77	61,62	17,07	1,71
<b>Julio</b>	211,71	55,04	21,63	1,67
<b>Agosto</b>	182,61	47,48	20,15	1,59
<b>Septiembre</b>	135,50	40,65	17,04	1,59
<b>Octubre</b>	96,59	30,91	13,59	1,94
<b>Noviembre</b>	63,88	24,27	6,98	2,08
<b>Diciembre</b>	55,91	20,69	2,65	2,05
<b>Total anual / promedio</b>	<b>1574,02</b>	<b>499,75</b>	<b>11,28</b>	<b>2,00</b>

Esta combinación se utilizó en todos los escenarios simulados en PVsyst. De esta manera, se mantiene un criterio común para las tres alternativas de dimensionamiento analizadas y

se evita que los resultados dependan de utilizar distintas fuentes meteorológicas en cada caso.

### **5.3 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

Una vez analizados el emplazamiento, el consumo eléctrico y los datos meteorológicos, se define el diseño general de la instalación fotovoltaica. En este apartado se describen el tipo de sistema planteado, la ubicación de los módulos, los parámetros principales de orientación e inclinación y los equipos seleccionados para los distintos escenarios de simulación.

#### **5.3.1 TIPO DE INSTALACIÓN**

La instalación planteada es un sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a red, destinado a cubrir parte de la demanda eléctrica del Hotel Sesué. La energía producida por los módulos se consumiría directamente en el propio hotel siempre que exista demanda en ese momento.

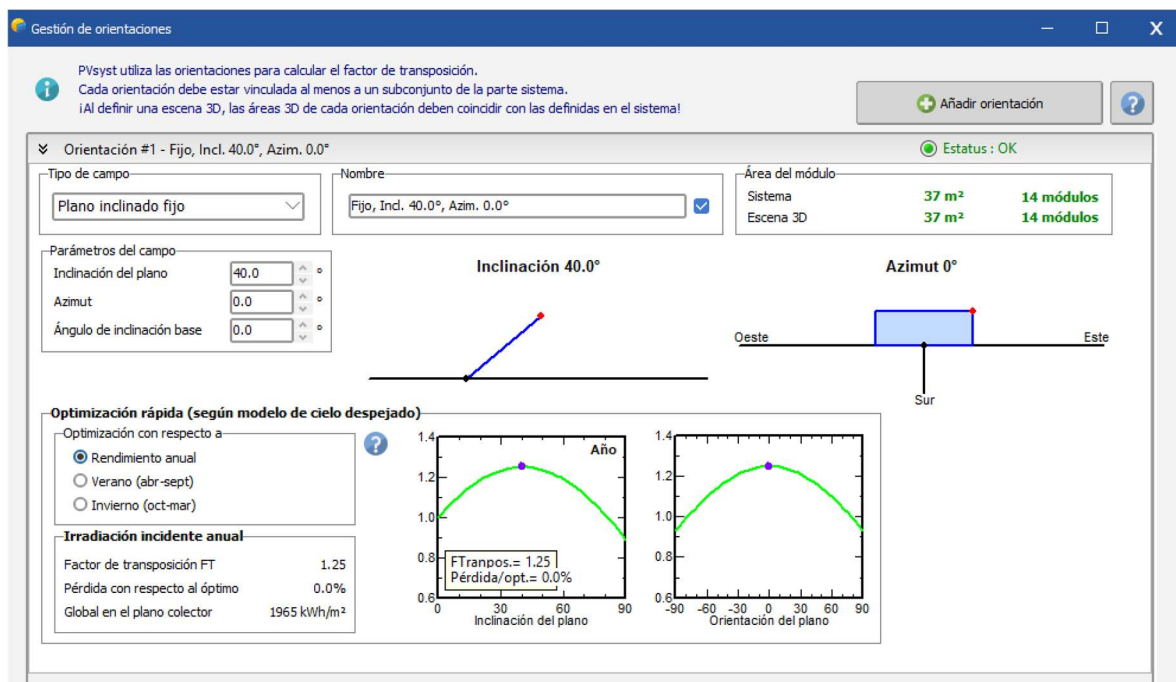
En los momentos en los que la producción fotovoltaica sea inferior al consumo del hotel, la energía restante se tomará de la red eléctrica. En cambio, cuando la producción sea superior al consumo instantáneo, podrán generarse excedentes. Estos excedentes se tienen en cuenta en la simulación y en el análisis posterior de resultados.

No se considera almacenamiento mediante baterías. Por tanto, el funcionamiento del sistema depende de la coincidencia entre la generación solar y el consumo eléctrico del hotel. Esta es una de las razones por las que se trabaja con datos horarios de consumo y se comparan varios tamaños de instalación.

La instalación se plantea sobre estructura fija en suelo, al existir una pradera próxima al hotel que permite ubicar los módulos sin necesidad de intervenir sobre la cubierta del edificio.

### 5.3.2 ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y TIPO DE MÓDULO

La instalación se diseña con una orientación sur, correspondiente a un azimut de  $0^\circ$ , y una inclinación de  $40^\circ$ . Esta configuración busca aprovechar al máximo el recurso solar disponible en la ubicación del proyecto.



*Ilustración 23: Configuración geométrica de los módulos en PVsyst*

La estructura considerada es fija, por lo que los módulos mantienen la misma orientación e inclinación durante todo el año. Se trata de una solución sencilla y habitual en instalaciones de autoconsumo, con menor complejidad técnica que otros sistemas con seguimiento solar.

Los módulos seleccionados son bifaciales, de silicio monocristalino, con una potencia nominal unitaria de 600 Wp. En concreto, se considera el modelo JA Solar JAM72D40 600/LB, cuya ficha técnica se incluye en el Anexo II. Este tipo de módulo permite aprovechar no solo la radiación recibida en la cara frontal, sino también parte de la radiación reflejada que llega a la cara posterior. Al tratarse de una instalación en suelo, esta característica puede aportar una mejora en la producción respecto a un módulo monofacial.

Según la documentación técnica del fabricante, el módulo JA Solar JAM72D40 LB corresponde a un módulo bifacial de doble vidrio con células tipo n. La garantía de potencia indicada por el fabricante contempla una degradación del 1 % durante el primer año y una degradación lineal anual del 0,4 % durante un periodo de 30 años. Además, el fabricante indica una garantía de producto de 12 años y una garantía lineal de potencia de 30 años. Estos valores se han tenido en cuenta en la proyección energética a largo plazo incluida en el análisis de resultados.

De acuerdo con la ficha técnica del fabricante, el módulo presenta una potencia máxima,  $P_{max}$ , de 600 Wp en condiciones estándar de medida, STC. Sus principales parámetros eléctricos son: tensión en circuito abierto,  $V_{oc}$ , de 52,40 V; corriente de cortocircuito,  $I_{sc}$ , de 14,48 A; tensión en el punto de máxima potencia,  $V_{mp}$ , de 43,76 V; y corriente en el punto de máxima potencia,  $I_{mp}$ , de 13,71 A. La eficiencia del módulo es del 22,7 % y la tolerancia de potencia indicada por el fabricante es de 0/+3 %.

Desde el punto de vista constructivo, el módulo tiene unas dimensiones de 2333 × 1134 × 30 mm y un peso de 32,5 kg. Está formado por 144 células monocristalinas, con configuración 6 × 24, y dispone de caja de conexiones con grado de protección IP68. Además, la ficha técnica indica una tensión máxima del sistema de 1500 V DC, un rango de temperatura de operación de -40 °C a +85 °C, una carga estática máxima frontal de 5400 Pa y una carga estática máxima posterior de 2400 Pa.

Al tratarse de un módulo bifacial, la ficha técnica también recoge el comportamiento con una relación de irradiación posterior/frontal del 10 %. En ese caso, la potencia máxima equivalente aumenta hasta 648 W, con una corriente de cortocircuito de 15,64 A y una corriente en el punto de máxima potencia de 14,81 A. No obstante, para definir la potencia nominal del módulo se toma como referencia el valor en STC, es decir, 600 Wp.

### **5.3.3 INVERSOR SELECCIONADO**

Para analizar el comportamiento de la instalación se han definido tres escenarios de dimensionamiento, variando el número de módulos instalados. En todos los casos se utilizan

módulos de 600 Wp, por lo que la potencia total de cada escenario depende directamente del número de paneles.

Cada escenario se ha asociado a un inversor Huawei adaptado a la potencia fotovoltaica instalada. De esta forma, se consigue una configuración coherente para cada tamaño de instalación y se evita analizar los escenarios con una configuración eléctrica poco representativa.

El escenario de 10 módulos representa la alternativa de menor tamaño dentro de las configuraciones estudiadas, con menor potencia instalada, menor inversión inicial y previsiblemente un volumen reducido de excedentes. El escenario de 12 módulos se plantea como una alternativa intermedia, aumentando la producción fotovoltaica sin llegar al mayor tamaño analizado. Por último, el escenario de 14 módulos representa la opción de mayor potencia, permitiendo alcanzar una mayor generación anual, aunque también puede incrementar los excedentes si la producción solar no coincide con el consumo horario del hotel.

El escenario escogido, de 12 módulos, se asocia al inversor Huawei SUN2000-6KTL-M1, con una potencia nominal de salida en corriente alterna de 6,0 kW. El inversor dispone de dos seguidores del punto de máxima potencia, MPPT, lo que permite optimizar el funcionamiento eléctrico de los módulos conectados. Según su ficha técnica, admite una tensión máxima de entrada de 1100 V, un rango de tensión de operación de 140-980 V, una tensión de arranque de 200 V y una tensión nominal de entrada de 600 V. La corriente máxima de entrada por MPPT es de 13,5 A y la corriente máxima de cortocircuito admisible es de 19,5 A. En salida, presenta una potencia aparente máxima de 6,6 kVA y una corriente máxima de salida de 10,1 A.

La relación entre la potencia fotovoltaica instalada y la potencia nominal del inversor en el escenario seleccionado es:

$$\frac{7,2 \text{ kWp}}{6,0 \text{ kW}} = 1,20$$

Equipo	Parámetro	Símbolo	Valor
Módulo FV	Modelo	—	JA Solar JAM72D40 600/LB
Módulo FV	Tipo de célula	—	Monocrystalina
Módulo FV	Potencia nominal	$P_{max}$	600 Wp
Módulo FV	Tensión en circuito abierto	$V_{oc}$	52,40 V
Módulo FV	Corriente de cortocircuito	$I_{sc}$	14,48 A
Módulo FV	Tensión en punto de máxima potencia	$V_{mp}$	43,76 V
Módulo FV	Corriente en punto de máxima potencia	$I_{mp}$	13,71 A
Módulo FV	Eficiencia	$\eta$	22,7 %
Módulo FV	Dimensiones	—	2333 × 1134 × 30 mm
Módulo FV	Peso	—	32,5 kg
Módulo FV	Número de células	—	144
Módulo FV	Tensión máxima del sistema	—	1500 V DC
Módulo FV	Grado de protección caja de conexiones	—	IP68
Inversor	Modelo	—	Huawei SUN2000-6KTL-M1
Inversor	Potencia nominal CA	$P_{AC}$	6,0 kW
Inversor	Potencia aparente máxima	—	6,6 kVA
Inversor	Número de MPPT	—	2
Inversor	Tensión máxima de entrada	—	1100 V
Inversor	Rango de tensión de operación	—	140-980 V
Inversor	Tensión de arranque	—	200 V
Inversor	Corriente máxima de entrada por MPPT	—	13,5 A
Inversor	Corriente máxima de cortocircuito	—	19,5 A
Inversor	Corriente máxima de salida	—	10,1 A

### 5.3.4 CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA DE LA INSTALACIÓN

La instalación fotovoltaica está formada por módulos monocristalinos bifaciales de 600 Wp conectados eléctricamente para alcanzar una potencia nominal total de 7,2 kWp.

Los módulos se conectan entre sí formando cadenas o *strings*. En una conexión en serie, la tensión de cada módulo se suma a la de los restantes mientras que la intensidad permanece constante. Esta configuración permite alcanzar los niveles de tensión requeridos para el correcto funcionamiento del inversor y reducir las pérdidas asociadas al transporte de energía en corriente continua.

La energía generada por los módulos es conducida hasta el inversor mediante cableado de corriente continua. El inversor constituye el elemento encargado de transformar la corriente

continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna compatible con la red eléctrica interior del hotel.

Subconjunto

Generador FV

+ Añadir
Eliminar

**Seleccione la orientación**

Orientación **Fijo, Incl. 40.0°, Azim. 0.0°**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**

Sin dimensionamiento

Potencia planeada  kWp

o área disponible  m<sup>2</sup>

**Seleccione el módulo FV**

Disponible ahora  Filtro

**Módulo bifacial**  Sistema bifacial

JA Solar  600 Wp 37V Si-mono JAM72-D40-600-LB Desde 2025 Datasheets 2025

Usar optimizador

Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) **38.7 V**

Voc (-10°C) **56.9 V**

**Seleccione el inversor**

Disponible ahora  Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz  50 Hz  60 Hz

Huawei Technologies  8.0 kW 140 - 980 V TL 50/60 Hz SUN2000-8KTL-M1-400V Desde 2022

Núm. de inversores   Voltaje de funcionamiento: **140-980 V** Poder global inversor **8.0 kWca**

Voltaje máximo de entrada: **1100 V** **inversor con 2 MPPT**

Reparto de PNom en el inversor **Reparto de potencia en este inversor**

Entradas MPPT independientes

**Diseñe el conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie   entre 4 y 19

Núm. cadenas

Perdida sobrecarga **0.0 %**

Proporción Pnom **1.05**

**Núm. de módulos 14** **Área 37 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**

Vmpp (60°C) 271 V

Vmpp (20°C) 310 V

Voc (-10°C) 398 V

---

Irradia. plano **1000 W/m<sup>2</sup>**

Imp (STC) 27.4 A

Isc (STC) 29.0 A

Isc (en STC) 29.0 A

Máx. en datos  STC

Potencia de funcionamiento máx. **7.8 kW**  
(en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)

**Potencia nom. conjunto (STC) 8.4 kWp**

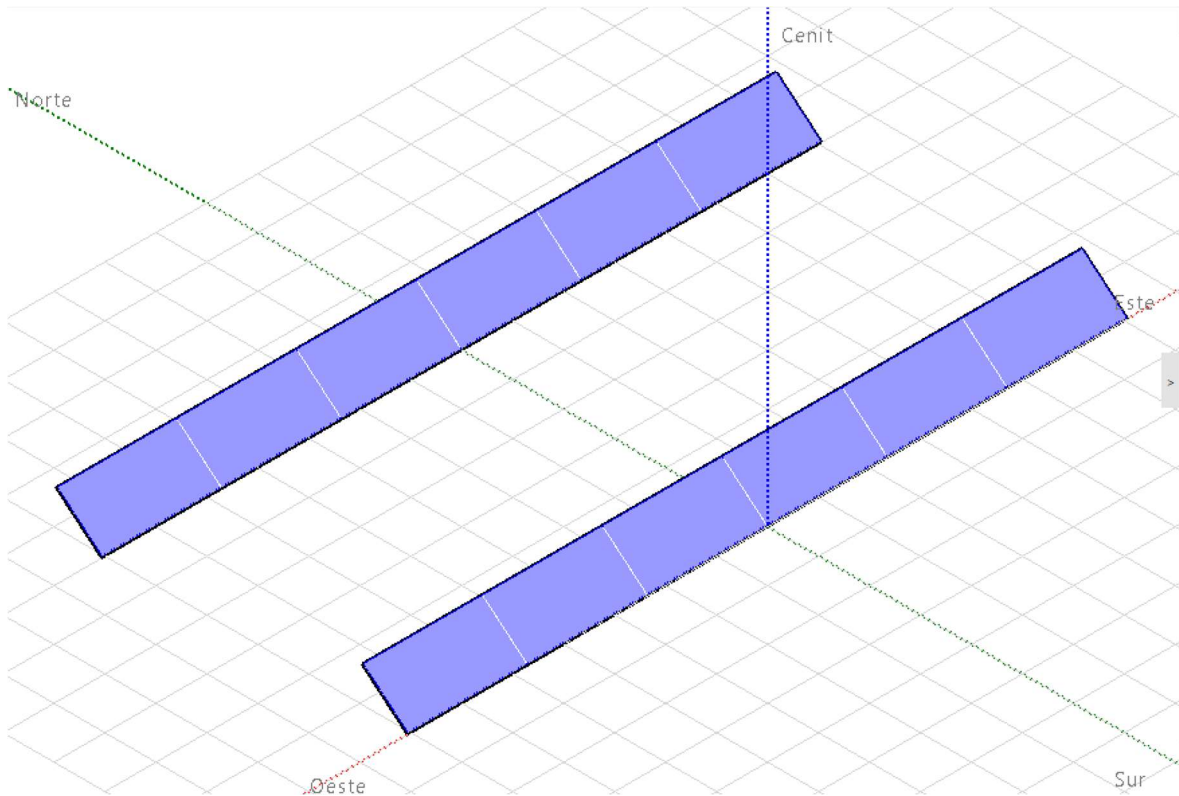
### 5.3.4.1 Configuración de strings e inversor

El generador fotovoltaico del escenario seleccionado está compuesto por 12 módulos de 600 Wp, alcanzando una potencia pico instalada de 7,2 kWp. Los módulos se agrupan eléctricamente en dos cadenas de seis módulos conectados en serie.

Cada cadena genera energía en corriente continua que es conducida hasta el inversor Huawei SUN2000-6KTL-M1, encargado de transformar dicha energía en corriente alterna compatible con la instalación eléctrica del hotel y con la red de distribución.

Para el dimensionamiento se ha utilizado la opción de reparto de potencia nominal del inversor disponible en PVsyst. Esta configuración permite considerar la potencia total del

equipo de forma conjunta, simplificando el análisis cuando ambos MPPT trabajan bajo condiciones de operación similares y sin diferencias significativas de orientación o sombreado.



*Ilustración 24: Disposición de los módulos*

#### **5.3.4.2 Seguimiento MPPT**

El inversor seleccionado dispone de dos seguidores MPPT (*Maximum Power Point Tracker*). Estos dispositivos electrónicos permiten localizar de forma continua el punto de funcionamiento que proporciona la máxima potencia disponible en cada instante.

La tensión y la corriente suministradas por los módulos varían a lo largo del día debido a cambios de irradiancia y temperatura. El sistema MPPT ajusta automáticamente las condiciones de operación para extraer la máxima energía posible del generador fotovoltaico, mejorando así el rendimiento global de la instalación.

En la configuración adoptada, las dos cadenas del generador se distribuyen mediante el sistema de reparto de potencia nominal del inversor, manteniendo los parámetros eléctricos dentro de los límites de funcionamiento establecidos por el fabricante.

#### **5.4 HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN EMPLEADA: PVSYST**

PVsystem es un programa especializado en el diseño, simulación y análisis de sistemas fotovoltaicos. Fue desarrollado originalmente en la Universidad de Ginebra por André Mermoud y se ha consolidado como una herramienta de referencia para estimar la producción energética de instalaciones solares. En este proyecto se ha utilizado para modelar los distintos escenarios de autoconsumo propuestos para el Hotel Sesué y obtener una previsión de su comportamiento energético.

El funcionamiento de PVsystem se basa en la definición progresiva de los principales elementos del sistema. En primer lugar, se introduce la localización del proyecto y los datos meteorológicos asociados, principalmente irradiación global horizontal, irradiación difusa, temperatura ambiente y velocidad del viento. A partir de estos valores, el programa calcula la irradiación incidente sobre el plano de los módulos, teniendo en cuenta la orientación, la inclinación y las condiciones del entorno.

Posteriormente, se define el sistema fotovoltaico, seleccionando los módulos, el inversor, la potencia instalada, la configuración eléctrica y el número de módulos considerados. En instalaciones de autoconsumo, PVsystem permite además incorporar el perfil de consumo del usuario, preferiblemente horario, para estimar qué parte de la energía generada se consume directamente, qué parte se importa de la red y qué parte se vierte como excedente.

Uno de los aspectos más relevantes de PVsystem es que permite incorporar de forma detallada las pérdidas que aparecen en una instalación fotovoltaica real. Estas pérdidas son necesarias porque la energía finalmente generada no depende únicamente de la radiación solar disponible, sino también de cómo se comportan los módulos, el inversor, el cableado y el propio emplazamiento.

En primer lugar, el programa considera pérdidas ópticas, relacionadas con la radiación que realmente alcanza la superficie útil del módulo. Dentro de este grupo se incluyen las pérdidas por horizonte, especialmente importantes en este proyecto por la ubicación del hotel en un valle de montaña; las pérdidas por sombras cercanas, causadas por obstáculos próximos o por la propia disposición de los módulos; las pérdidas por suciedad, debidas a la acumulación de polvo u otros depósitos sobre el vidrio; y las pérdidas IAM, que tienen en cuenta que el módulo no aprovecha igual la radiación cuando esta incide con ángulos muy oblicuos.

En segundo lugar, PVsyst considera pérdidas asociadas al propio campo fotovoltaico. Entre ellas se encuentran las pérdidas por temperatura, ya que el aumento de temperatura de las células reduce la eficiencia del módulo; las pérdidas por calidad del módulo, que corrigen posibles diferencias entre la potencia nominal indicada por el fabricante y el comportamiento real; la degradación inicial o LID, asociada a la pérdida de potencia que pueden experimentar algunos módulos durante sus primeras horas de exposición; y las pérdidas por desajuste entre módulos, debidas a que no todos los paneles trabajan exactamente con la misma corriente, tensión o rendimiento.

Además, el programa incorpora pérdidas eléctricas del sistema. En este grupo se incluyen las pérdidas óhmicas en corriente continua, producidas por la resistencia del cableado entre los módulos y el inversor, y las pérdidas asociadas al inversor, derivadas de la conversión de corriente continua a corriente alterna. También pueden considerarse consumos auxiliares, como los vinculados a equipos de monitorización, comunicaciones o elementos de control, en caso de que resulten significativos para la instalación.

*Tabla 14: Principales pérdidas que permite considerar PVsyst en una simulación fotovoltaica*

<b>Tipo de pérdida</b>	<b>Pérdidas incluidas</b>	<b>Descripción</b>
<b>Pérdidas ópticas</b>	Horizonte, sombras cercanas, suciedad, IAM	Reducen la radiación que llega de forma efectiva al módulo.
<b>Pérdidas térmicas</b>	Temperatura de célula	La eficiencia del módulo disminuye cuando aumenta la temperatura de operación.
<b>Pérdidas del campo fotovoltaico</b>	Calidad del módulo, LID, desajuste entre módulos	Corrigen diferencias entre el comportamiento nominal e ideal del módulo y su funcionamiento real.

<b>Pérdidas eléctricas en corriente continua</b>	Pérdidas óhmicas en cableado DC	Se deben a la resistencia eléctrica de los conductores entre módulos e inversor.
<b>Pérdidas de conversión</b>	Rendimiento del inversor	Aparecen al transformar la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna.
<b>Consumos auxiliares</b>	Monitorización, comunicaciones, control	Consumos propios de equipos auxiliares de la instalación, si resultan significativos.
<b>Pérdidas por disponibilidad/envejecimiento</b>	Indisponibilidad, degradación anual	Tienen en cuenta paradas del sistema y reducción progresiva de potencia con el tiempo.

En conjunto, la incorporación de todas estas pérdidas permite pasar de una estimación ideal de producción a una simulación más próxima al funcionamiento real del sistema. Por ello, el diagrama de pérdidas generado por PVsyst resulta especialmente útil, ya que muestra de forma ordenada cómo se va reduciendo la energía desde la irradiación inicial disponible hasta la energía final generada, autoconsumida o vertida a la red.

En el presente trabajo, PVsyst se ha empleado para comparar tres escenarios de dimensionamiento, manteniendo constantes la ubicación, los datos meteorológicos, la orientación, la inclinación, el tipo de módulo, el perfil de consumo y los criterios de pérdidas. Así, las diferencias obtenidas entre escenarios se deben principalmente al número de módulos instalados y a la potencia fotovoltaica total considerada. Los informes completos generados por el programa se incluyen en el Anexo II, mientras que en el capítulo de resultados se interpretan los principales indicadores energéticos obtenidos.

## **5.5 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO EN PVSYST**

Una vez descrita la herramienta de simulación empleada, se presenta la forma en que el modelo se ha implementado para el caso concreto del Hotel Sesué. Para ello, se introducen en PVsyst las condiciones específicas del emplazamiento, el perfil horario de consumo, la configuración de módulos e inversor, el horizonte, las sombras cercanas, la bifacialidad y las pérdidas consideradas.

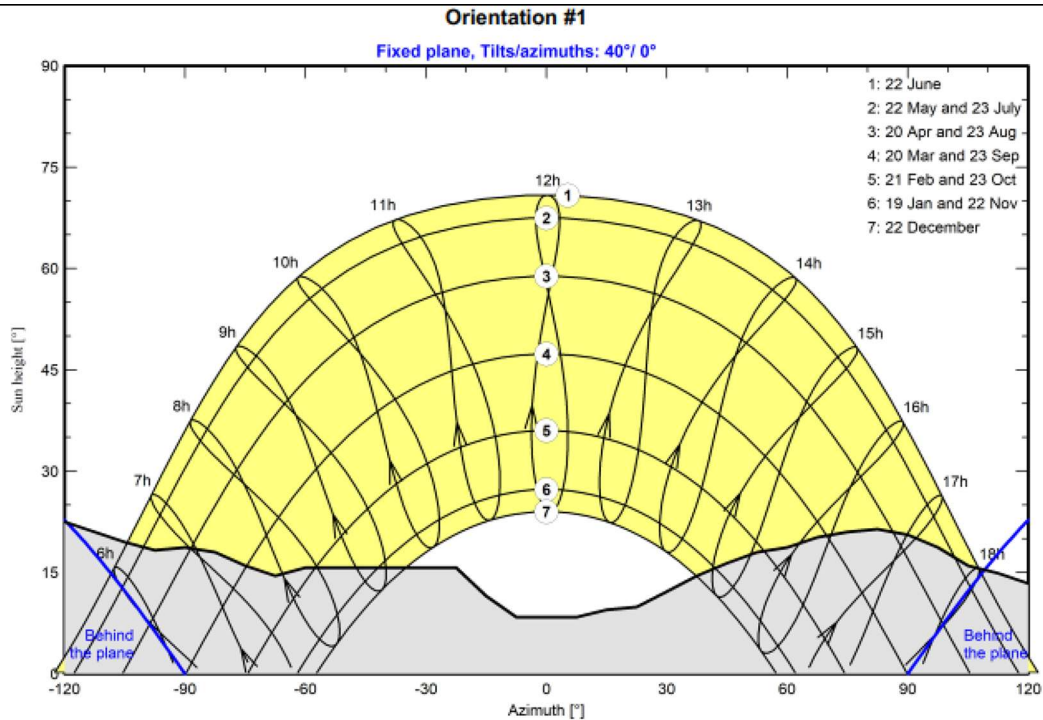
El objetivo de esta fase es obtener una estimación homogénea de la producción anual de cada escenario y analizar el reparto de la energía entre autoconsumo, consumo de red y excedentes.

### **5.5.1 MODELADO DEL HORIZONTE**

El modelado del horizonte es especialmente importante en este proyecto, ya que el hotel se encuentra en un valle de montaña. En este tipo de emplazamientos, el relieve puede ocultar el sol durante determinadas horas del día, sobre todo cuando se encuentra bajo en el horizonte.

En PVsyst se ha introducido el horizonte lejano para representar este efecto. De esta forma, la simulación no considera un entorno completamente despejado, sino que tiene en cuenta la posible pérdida de radiación causada por las montañas y elevaciones del entorno.

Este modelado permite obtener una estimación más realista de la producción fotovoltaica, especialmente en las primeras y últimas horas del día, así como en los meses de menor altura solar.



*Ilustración 25: Perfil de horizonte considerado en PVsyst para el emplazamiento del Hotel Sesué*

### 5.5.2 MODELADO DE LAS SOMBRAS CERCANAS

Además del horizonte lejano, también se han modelado las sombras cercanas que pueden afectar a la instalación. Estas sombras pueden estar producidas por elementos próximos a la zona de implantación, como edificios, árboles, desniveles u otros obstáculos del entorno inmediato.

En una instalación fotovoltaica, las sombras cercanas son relevantes porque pueden afectar directamente a una parte de los módulos y reducir la producción del sistema. Por ello, se han incorporado en PVsyst para que el cálculo de energía generada tenga en cuenta estas posibles pérdidas.

El modelado de sombras cercanas permite analizar cómo se comporta la instalación en distintas posiciones solares a lo largo del año. Esto resulta útil para comprobar si la ubicación elegida es adecuada y para evitar, en la medida de lo posible, zonas con pérdidas excesivas.

### 5.5.3 BIFACIALIDAD

En la simulación se ha considerado la bifacialidad de los módulos seleccionados. Los módulos bifaciales pueden generar energía no solo a partir de la radiación recibida por la cara frontal, sino también mediante la radiación reflejada que llega a la cara posterior.

Este efecto se ha incluido porque la instalación se plantea sobre estructura fija en suelo, en una zona de pradera junto al hotel. En este tipo de configuración, la parte posterior del módulo puede recibir cierta radiación reflejada por el terreno.

La ganancia bifacial depende de varios factores, como la altura de los módulos, la separación entre filas, la inclinación y la reflectancia del suelo. Esta consideración permite que la simulación represente mejor el comportamiento de los módulos seleccionados, ya que el modelo tiene en cuenta tanto su producción frontal como el posible aporte de la cara posterior.

### 5.5.4 PÉRDIDAS CONSIDERADAS

Una vez descritos los tipos de pérdidas considerados por PVsyst, en este apartado se resumen las pérdidas aplicadas al modelo del Hotel Sesué. Se han mantenido los mismos criterios en los tres escenarios para que la comparación entre alternativas dependa únicamente del número de módulos instalados y de la potencia fotovoltaica total.

En el caso concreto del proyecto, se han considerado pérdidas por temperatura, suciedad, efecto IAM, calidad del módulo, desajuste, pérdidas óhmicas, rendimiento del inversor, horizonte y sombras cercanas. Las pérdidas por horizonte tienen especial importancia por la ubicación del hotel en un valle de montaña, mientras que las sombras cercanas permiten representar los obstáculos próximos a la zona de instalación.

*Tabla 15: Pérdidas aplicadas en el modelo del Hotel Sesué*

Tipo de pérdida	Motivo por el que se considera
Temperatura	La eficiencia del módulo disminuye cuando aumenta su temperatura
Suciedad	La acumulación de polvo reduce la radiación que llega al panel
IAM	Tiene en cuenta el ángulo con el que la radiación incide sobre el módulo

<b>Calidad del módulo</b>	Ajusta la potencia real respecto a la potencia nominal
<b>Desajuste</b>	Considera pequeñas diferencias de funcionamiento entre módulos
<b>Pérdidas óhmicas</b>	Representan pérdidas eléctricas en el cableado de corriente continua
<b>Inversor</b>	Consideran el rendimiento de conversión de corriente continua a alterna
<b>Horizonte</b>	Tiene en cuenta el efecto del relieve del valle
<b>Sombras cercanas</b>	Considera obstáculos próximos a la zona de instalación

## 5.6 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para evaluar el comportamiento de la instalación se han definido tres escenarios de dimensionamiento. En todos ellos se mantienen las mismas condiciones de partida: ubicación, datos meteorológicos, consumo horario, orientación, inclinación, tipo de módulo y criterios de modelado en PVsyst.

La diferencia entre escenarios está en el número de módulos instalados y, por tanto, en la potencia fotovoltaica total. También se adapta el inversor a cada configuración para que el sistema sea coherente desde el punto de vista técnico.

*Tabla 16: Escenarios de dimensionamiento fotovoltaico simulados*

N.º módulos	Panel FV	Pot. unitaria panel (Wp)	Pot. FV instalada (kWp)	Inv.	Pot. nominal inv. (kW)	Ratio FV/inv.
10	JA Solar JAM72-D40-600-LB	600	6,0	Huawei SUN2000-6KTL-M1	6,0	1,00
12	JA Solar JAM72-D40-600-LB	600	7,2	Huawei SUN2000-6KTL-M1	6,0	1,20
14	JA Solar JAM72-D40-600-LB	600	8,4	Huawei SUN2000-8KTL-M1-400V	8,0	1,05

Estos tres escenarios permiten estudiar cómo afecta el aumento de potencia a la producción fotovoltaica, al autoconsumo, a los excedentes y a la rentabilidad económica del proyecto.

### **5.6.1 ESCENARIO DE 10 MÓDULOS**

El primer escenario considera 10 módulos fotovoltaicos de 600 Wp, con una potencia total instalada de 6,0 kWp.

Para esta configuración se selecciona el inversor Huawei SUN2000-6KTL-M1. Este escenario se plantea como la alternativa de menor potencia dentro de las configuraciones finalmente estudiadas.

Su objetivo es analizar una instalación de tamaño contenido, con una inversión inicial más reducida y un volumen moderado de excedentes. De esta forma, permite comparar una opción más conservadora frente a los escenarios de mayor potencia, valorando si una configuración de 10 módulos resulta suficiente para cubrir una parte relevante del consumo eléctrico del hotel sin sobredimensionar la instalación.

### **5.6.2 ESCENARIO DE 12 MÓDULOS**

El segundo escenario está formado por 12 módulos fotovoltaicos de 600 Wp, alcanzando una potencia instalada de 7,2 kWp.

En este caso se utiliza el inversor Huawei SUN2000-6KTL-M1. Este escenario se plantea como una alternativa intermedia entre la configuración de menor potencia, formada por 10 módulos, y la de mayor potencia, formada por 14 módulos.

Su objetivo es aumentar la energía solar disponible respecto al escenario de 10 módulos, reduciendo en mayor medida la energía comprada de la red, pero sin alcanzar todavía el nivel de excedentes del escenario de 14 módulos. Por ello, este escenario permite valorar si existe un punto de equilibrio adecuado entre producción fotovoltaica, autoconsumo, inversión inicial y rentabilidad económica.

---

### **5.6.3 ESCENARIO DE 14 MÓDULOS**

El tercer escenario está formado por 14 módulos fotovoltaicos de 600 Wp, alcanzando una potencia instalada de 8,4 kWp.

En este caso se utiliza el inversor Huawei SUN2000-8KTL-M1-400V, adaptado a la potencia fotovoltaica instalada y a las características eléctricas del generador.

Su objetivo es aumentar la energía solar disponible respecto al escenario de 12 módulos, reduciendo en mayor medida la energía comprada de la red. Sin embargo, al tratarse de una instalación de autoconsumo sin baterías, este escenario también permite comprobar si el aumento de potencia genera un volumen de excedentes más elevado y si, a partir de este tamaño, empieza a aparecer cierto sobredimensionamiento respecto al consumo horario del hotel.

## **Capítulo 6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

### ***6.1 INTERPRETACIÓN DE LAS SIMULACIONES REALIZADAS***

Los informes completos generados en PVsyst para los escenarios de 10, 12 y 14 módulos se incluyen en el Anexo II. En este apartado no se vuelve a describir el funcionamiento del programa, sino que se interpretan los principales resultados obtenidos: producción fotovoltaica, energía autoconsumida, energía importada de red, excedentes, rendimiento global y diagrama de pérdidas.

Como se ha indicado anteriormente, las tres simulaciones se han realizado manteniendo constantes las condiciones principales del proyecto: ubicación, datos meteorológicos, consumo horario del hotel, orientación, inclinación, tipo de módulo, criterios de pérdidas, horizonte y modelado de sombras. La diferencia entre escenarios se encuentra en el número de módulos instalados y, por tanto, en la potencia fotovoltaica total. Esto permite comparar de forma directa cómo afecta el aumento de potencia a la producción, al autoconsumo y a los excedentes.

La interpretación se centra en los resultados energéticos y en el diagrama de pérdidas, ya que estos elementos permiten valorar el comportamiento realista de cada escenario y comparar su adecuación al consumo del hotel.

Uno de los elementos más útiles del informe es el diagrama de pérdidas. Este gráfico permite seguir el proceso completo desde la radiación solar disponible hasta la energía eléctrica finalmente aprovechable. En la primera parte del diagrama se analiza la radiación que llega al plano de los módulos. En este proyecto destaca especialmente la pérdida por horizonte, asociada al relieve del valle, que alcanza aproximadamente un 10 %. Este valor confirma que la ubicación del hotel no puede tratarse como un emplazamiento completamente despejado y justifica la importancia de haber modelado el horizonte en PVsyst.

Además del horizonte, los informes consideran pérdidas por sombras cercanas, suciedad, efecto IAM y otros factores ópticos. Las pérdidas por sombras cercanas son reducidas frente a las del horizonte, lo que indica que la disposición de las filas y la separación entre módulos no generan un sombreado excesivo. La suciedad se ha considerado mediante una pérdida del 2 %, mientras que el efecto IAM corrige la menor captación de radiación cuando el sol incide con ángulos muy oblicuos sobre el módulo.

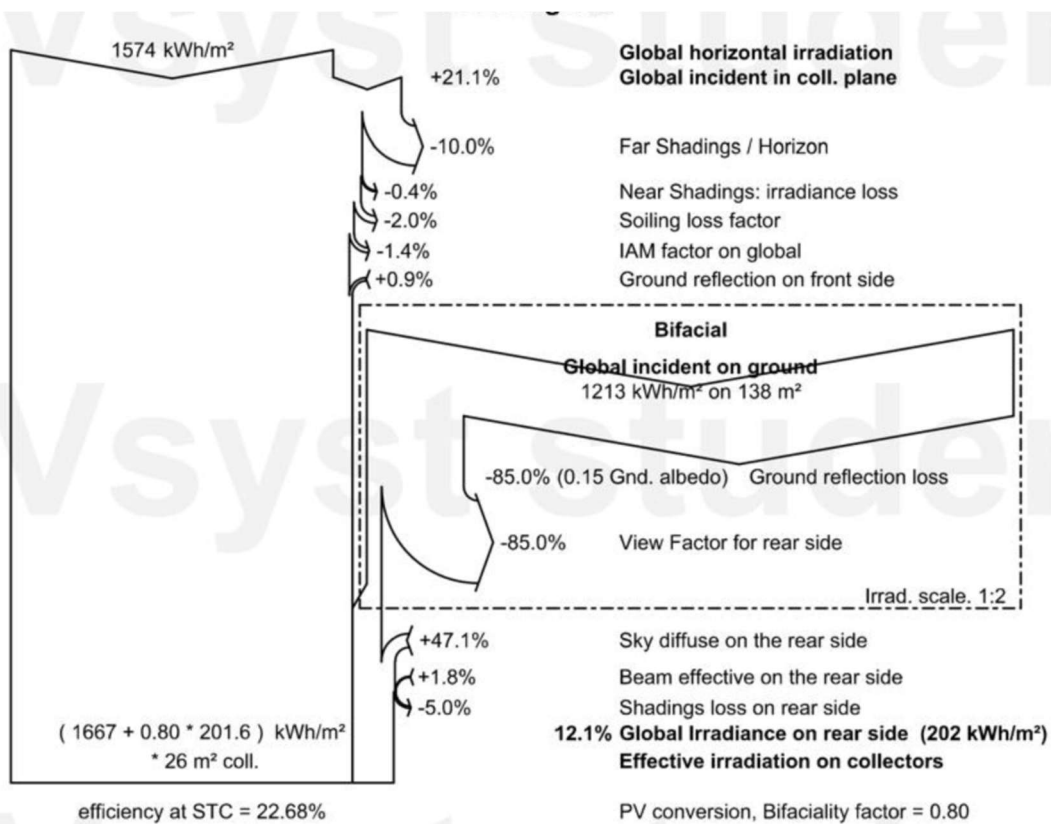


Ilustración 26: Primera parte del diagrama de pérdidas escenario de 10 módulos

En la segunda parte del diagrama de pérdidas se representa la conversión de la radiación efectiva en energía eléctrica. Aquí aparecen las pérdidas propias del campo fotovoltaico y del sistema: temperatura, degradación inicial, desajuste entre módulos, pérdidas en el cableado de corriente continua, rendimiento del inversor, consumos auxiliares e indisponibilidad. Esta parte es importante porque muestra que la energía final obtenida no depende solo de la radiación disponible, sino también del comportamiento real de los equipos.

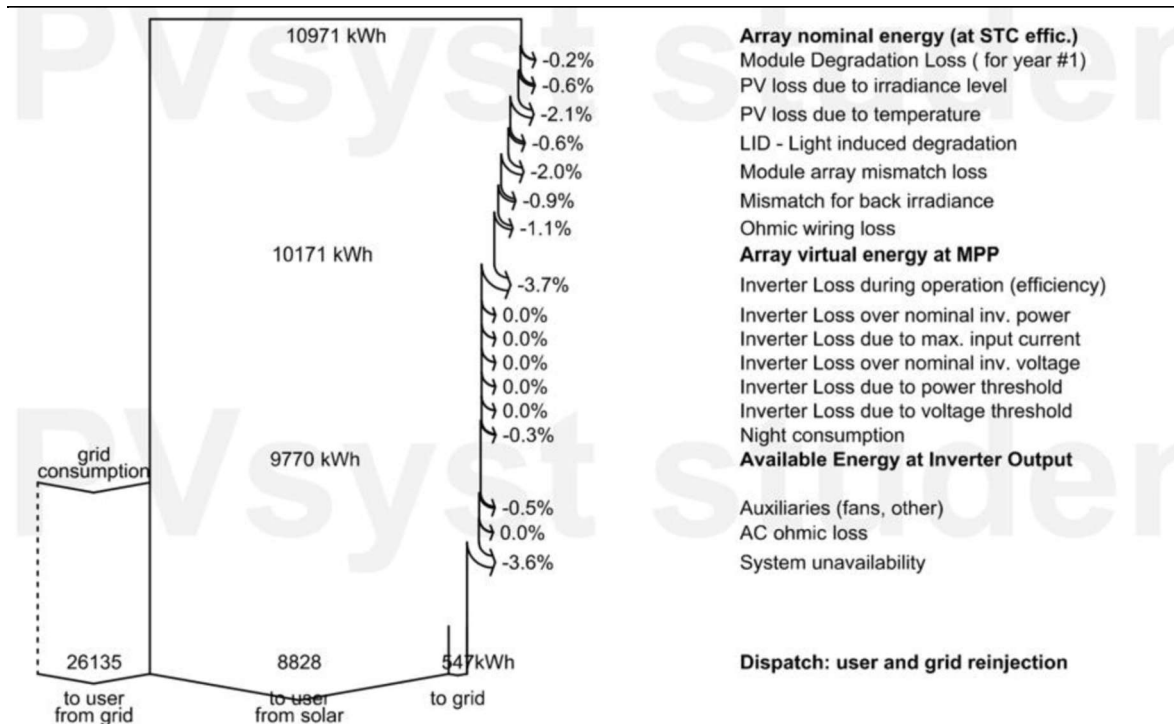


Ilustración 27: Segunda parte del diagrama de pérdidas escenario de 10 módulos

Los informes también permiten valorar el comportamiento global de cada escenario mediante indicadores como la producción específica, el Performance Ratio y la Solar Fraction. La producción específica permite comparar cuánta energía se obtiene por cada kWp instalado. El Performance Ratio indica el rendimiento global de la instalación después de considerar pérdidas. La Solar Fraction representa qué porcentaje del consumo anual del hotel queda cubierto mediante energía solar.

Tabla 17: Resultados energéticos principales de las simulaciones en PVsyst

Escenario	Producción FV anual (kWh/año)	Producción específica (kWh/kWp/año)	PR (%)	Solar Fraction (%)
10 módulos	9.374,4	1.562	81,96	25,25
12 módulos	11.227,8	1.559	81,81	28,64
14 módulos	13.114,4	1.561	81,90	31,45

Como era esperable, la producción fotovoltaica anual aumenta al incrementar el número de módulos. El escenario de 10 módulos alcanza 9.374,4 kWh/año, el de 12 módulos llega a

11.228 kWh/año y el de 14 módulos asciende a 13.114,4 kWh/año. Este incremento confirma que una mayor potencia instalada permite generar más energía anual. Sin embargo, la producción específica se mantiene prácticamente constante, con valores próximos a 1.560 kWh/kWp/año en todos los escenarios. Por tanto, el aumento de tamaño permite producir más energía total, pero no supone una mejora significativa del rendimiento por cada kWp instalado.

El Performance Ratio se mantiene en torno al 82 % en los tres escenarios, lo que indica que las simulaciones presentan un comportamiento coherente y que las pérdidas consideradas no penalizan de forma anómala ninguna de las configuraciones. Las diferencias entre escenarios son reducidas, por lo que la elección final no debe basarse únicamente en el rendimiento técnico del sistema, sino también en el grado de autoconsumo, los excedentes generados y la rentabilidad económica de cada alternativa.

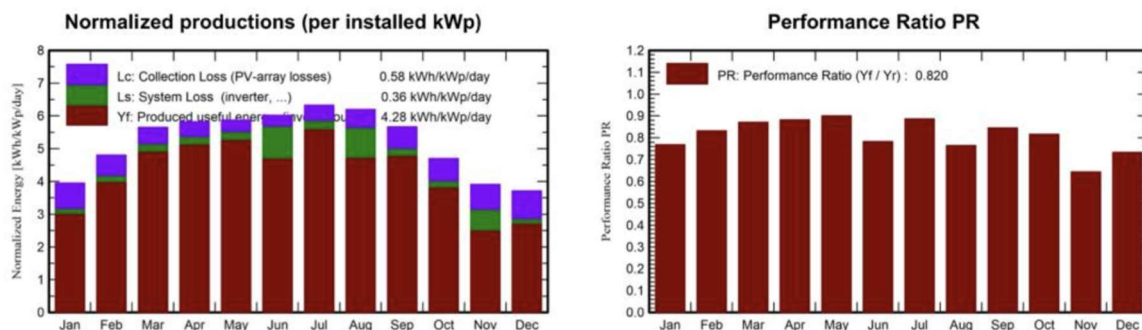


Ilustración 28: Producción normalizada mensual y Performance Ratio del escenario de 10 módulos.

Por otro lado, la Solar Fraction aumenta con la potencia instalada. Esto significa que, al instalar más módulos, una mayor parte del consumo anual del hotel puede cubrirse con energía solar. No obstante, este indicador debe interpretarse junto con los excedentes, ya que una instalación de mayor potencia puede generar más energía, pero no toda esa energía tiene por qué coincidir con el consumo horario del hotel.

En conjunto, las simulaciones muestran que los tres escenarios son técnicamente viables y presentan un comportamiento razonable. La diferencia principal entre ellos no está en que uno funcione correctamente y otro no, sino en el equilibrio que ofrece cada alternativa entre producción, autoconsumo y excedentes. Por este motivo, en los apartados siguientes se analizan con más detalle la energía autoconsumida, la energía comprada de la red, los excedentes vertidos y la rentabilidad económica de cada escenario.

## **6.2 RESULTADOS ENERGÉTICOS**

En este apartado se analizan los resultados energéticos obtenidos en PVsyst para los tres escenarios de dimensionamiento. La comparación se centra en la energía solar autoconsumida, la energía comprada de la red y los excedentes vertidos.

El consumo anual del hotel se mantiene constante en todos los escenarios, con un valor de 34.963 kWh/año. La diferencia entre ellos está en la potencia fotovoltaica instalada, que determina cuánta parte de ese consumo puede cubrirse con energía solar.

### **6.2.1 PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA OBTENIDA**

La producción fotovoltaica anual aumenta al incrementar el número de módulos instalados. En el escenario de 10 módulos, la energía fotovoltaica generada es de 9.374,4 kWh/año. En el escenario de 12 módulos, este valor aumenta hasta 11.227,8 kWh/año, mientras que en el escenario de 14 módulos se alcanza una producción de 13.114,4 kWh/año.

Estos resultados son coherentes con el aumento de potencia instalada, ya que todos los escenarios mantienen las mismas condiciones de orientación, inclinación, recurso solar, consumo horario y criterios de pérdidas. Por tanto, la diferencia principal entre ellos se debe al número de módulos instalados.

No obstante, en una instalación de autoconsumo no basta con analizar la producción total. Es necesario diferenciar entre la energía generada que se consume directamente en el hotel y la energía que se vierte a la red como excedente. Por ello, la comparación energética se

realiza considerando conjuntamente la producción fotovoltaica, la energía autoconsumida, la energía comprada de la red y los excedentes exportados.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

*Tabla 18: Comparación energética de los escenarios simulados*

Escenario	Energía FV producida (kWh/año)	Energía autoconsumida (kWh/año)	Energía importada de red (kWh/año)	Excedentes exportados (kWh/año)
<b>10 módulos</b>	9.374,4	8.828	26.135	546,7
<b>12 módulos</b>	11.227,8	10.014	24.949	1.213,8
<b>14 módulos</b>	13.114,4	10.995	23.968	2.119,4

## 6.2.2 ENERGÍA AUTOCONSUMIDA Y ENERGÍA IMPORTADA DE RED

La energía autoconsumida representa la parte de la producción fotovoltaica que se aprovecha directamente en el propio hotel. Este valor es especialmente importante, ya que permite reducir la energía comprada de la red eléctrica y, por tanto, constituye la principal fuente de ahorro del proyecto.

En el escenario de 10 módulos, la energía autoconsumida es de 8.828 kWh/año, lo que reduce la energía importada de red hasta 26.135 kWh/año. En el escenario de 12 módulos, la energía autoconsumida aumenta hasta 10.014 kWh/año y la energía importada de red disminuye hasta 24.949 kWh/año. Por último, el escenario de 14 módulos alcanza 10.995 kWh/año autoconsumidos, reduciendo la energía importada hasta 23.968 kWh/año.

Por tanto, el aumento de potencia instalada permite cubrir una parte mayor del consumo anual del hotel. Sin embargo, el incremento de energía autoconsumida no es proporcional al aumento de producción total. Esto se debe a que parte de la energía generada en los escenarios de mayor tamaño no coincide con el consumo horario del hotel y pasa a convertirse en excedente.

### 6.2.3 EXCEDENTES VERTIDOS A RED

Los excedentes corresponden a la energía fotovoltaica que no se consume instantáneamente en el hotel y que se vierte a la red. Este indicador permite valorar si el aumento de potencia instalada está provocando un mayor desajuste entre generación y consumo.

En el escenario de 10 módulos, los excedentes son reducidos, con 546,7 kWh/año, lo que representa el 5,83 % de la producción fotovoltaica generada. En el escenario de 12 módulos, los excedentes aumentan hasta 1.213,8 kWh/año, equivalentes al 10,81 % de la producción. Por último, en el escenario de 14 módulos, los excedentes alcanzan 2.119,4 kWh/año, lo que supone el 16,16 % de la energía fotovoltaica producida.

La tendencia es clara: al aumentar el número de módulos, aumenta la producción fotovoltaica total, pero también crece la proporción de energía que no puede ser aprovechada directamente por el hotel. Aunque los excedentes pueden compensarse económicamente, su valor suele ser inferior al ahorro obtenido mediante autoconsumo directo. Por ello, este resultado es relevante para la selección final de la alternativa.

### 6.2.4 COMPARACIÓN ENERGÉTICA DE ESCENARIOS

La siguiente tabla resume los dos indicadores relativos más relevantes para comparar los escenarios: la cobertura solar del consumo y el peso de los excedentes sobre la producción fotovoltaica generada.

*Tabla 19: Indicadores relativos de cobertura solar y excedentes por escenario*

Escenario	Cobertura solar del consumo (%)	Excedentes sobre producción FV generada (%)
10 módulos	25,25	5,83
12 módulos	28,64	10,81
14 módulos	31,45	16,16

La comparación conjunta de los tres escenarios muestra que el aumento de potencia instalada mejora la cobertura solar del consumo, pero también incrementa los excedentes vertidos a red. El escenario de 10 módulos presenta la menor producción y la menor cobertura solar,

con un 25,25 %, aunque también es el que genera menos excedentes. El escenario de 14 módulos alcanza la mayor cobertura solar, con un 31,45 %, pero también presenta el mayor porcentaje de excedentes sobre la producción fotovoltaica generada, con un 16,16 %.

El escenario de 12 módulos se sitúa en una posición intermedia. Permite aumentar la cobertura solar hasta el 28,64 %, reduciendo de forma clara la energía comprada de la red respecto al escenario de 10 módulos, pero mantiene un nivel de excedentes inferior al del escenario de 14 módulos. Desde el punto de vista energético, por tanto, representa una alternativa equilibrada entre aprovechamiento de la energía generada y control del vertido a red.

En conclusión, el escenario de 14 módulos es el que ofrece mayor producción fotovoltaica y mayor reducción de energía comprada de red. Sin embargo, también es el que presenta mayor volumen de excedentes. Por este motivo, la selección final de la instalación no debe basarse únicamente en la producción energética, sino también en el análisis económico posterior, donde se valora si el aumento de inversión y de excedentes queda compensado por el ahorro adicional obtenido.

### **6.3 ANÁLISIS ECONÓMICO**

El análisis económico se realiza para comparar la rentabilidad de los escenarios de dimensionamiento estudiados. En esta parte se analizan las tres configuraciones: 10, 12 y 14 módulos, equivalentes a 6,0 kWp, 7,2 kWp y 8,4 kWp respectivamente. De esta forma se compara el escenario finalmente seleccionado con una alternativa de menor potencia y otra de mayor tamaño.

La comparación se basa principalmente en el VAN, la TIR y el periodo de recuperación de la inversión. El VAN permite estimar el valor económico generado por cada alternativa durante la vida útil del proyecto, mientras que la TIR permite valorar la rentabilidad relativa de la inversión. Además, se consideran otros indicadores energéticos, como la energía autoconsumida, los excedentes vertidos a red y la energía que debe seguir importándose de la red eléctrica.

### **6.3.1 HIPÓTESIS ECONÓMICAS CONSIDERADAS**

Para el análisis económico se han considerado los ahorros derivados del autoconsumo fotovoltaico y la compensación económica de los excedentes vertidos a red. El ahorro principal procede de la energía solar consumida directamente por el hotel, ya que permite reducir la energía que debe comprarse a la red eléctrica.

El estudio se ha realizado considerando una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 5 %. El precio de la electricidad comprada de la red se ha fijado en 0,114114 €/kWh, mientras que los excedentes se han valorado a 0,028 €/kWh. El coste de inversión considerado es de 1.680 €/kWp instalado.

Se ha incluido un coste anual de operación y mantenimiento de 100 €/año. El IDAE indica que las instalaciones fotovoltaicas requieren poco mantenimiento, limitándose principalmente a comprobaciones de seguridad eléctrica anuales y a la limpieza de los módulos únicamente cuando exista suciedad excesiva, ya que normalmente se autolimpian con el agua de lluvia. Además, en sus pliegos técnicos para instalaciones conectadas a red, el IDAE contempla, para instalaciones de hasta 100 kWp, al menos una visita anual de mantenimiento preventivo, incluyendo comprobaciones de protecciones, módulos, inversor, cableado, conexiones y estado general de la instalación [44]. Por otro lado, el NREL sitúa los costes fijos de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos residenciales en un rango amplio de 0 a 40 \$/kW·año, dependiendo del alcance real de las tareas incluidas. Por tanto, el valor adoptado de 100 €/año se interpreta como una estimación simplificada para cubrir una revisión básica anual, supervisión general y limpieza puntual, sin incluir grandes correctivos ni sustitución de equipos fuera de garantía [14].

En relación con los excedentes, se ha considerado una modalidad de batería virtual. Además del precio de compensación de 0,028 €/kWh, se incluye un coste fijo del servicio de 0,75 €/mes y un coste de gestión operativa del 5 % sobre el importe descontado en factura, con un mínimo de 1 € en caso de que la descarga del monedero sea inferior a dicha cantidad.

Para evitar un escenario de precios constantes durante toda la vida útil del proyecto, se ha considerado un incremento anual del precio de la electricidad comprada de red del 1,5 %. Este valor se adopta como una hipótesis prudente a largo plazo, ya que se sitúa por debajo del objetivo de inflación del 2 % establecido por el Banco Central Europeo [15]. No obstante, no se ha aplicado directamente el 2 %, ya que dicho objetivo se refiere al medio plazo y no constituye una previsión específica hasta el final de la vida útil de la instalación [16]. Como referencia de contexto, las previsiones económicas de la Comisión Europea para España apuntan a un escenario de inflación moderada en el corto plazo [17]. No obstante, estas previsiones no constituyen una estimación específica para toda la vida útil de la instalación, por lo que el incremento anual adoptado debe entenderse como una hipótesis prudente de cálculo. En el caso de los excedentes, se ha considerado un incremento anual del 1,0 %, al tratarse de una energía con menor valor económico para el usuario y cuya compensación depende del contrato de suministro o de la referencia regulada aplicable [18].

Las principales hipótesis económicas utilizadas se resumen en la siguiente tabla:

*Tabla 20: Hipótesis económicas utilizadas*

Hipótesis	Valor considerado
Vida útil del proyecto (años)	30
Tasa de descuento (%)	5
Precio electricidad comprada de red (€/kWh)	0,114114
Precio de compensación de excedentes (€/kWh)	0,028
Incremento anual del precio eléctrico (%)	1,5
Incremento anual del precio de excedentes (%)	1,0
Coste de inversión (€/kWp)	1.680
Degradación anual (%)	0,40
Coste de mantenimiento anual (€/año)	100
Coste fijo batería virtual (€/mes)	0,75
Coste de gestión batería virtual (% sobre el importe descontado)	5

### 6.3.2 RESULTADOS

Los resultados obtenidos para los tres escenarios analizados se muestran en la siguiente tabla.

*Tabla 21: Comparación de los principales indicadores económicos por escenario de dimensionamiento.*

Indicador	10 módulos	12 módulos	14 módulos
Potencia instalada (kWp)	6,0	7,2	8,4
Inversión inicial (€)	10.080	12.096	14.112
Generación FV (kWh/año)	9.374,4	11.227,8	13.114,4
Autoconsumo instantáneo (kWh/año)	8.828	10.014	10.995
Excedentes (kWh/año)	546,7	1.213,8	2.119,4
Ahorro anual inicial (€)	1.012,71	1.166,03	1.302,06
VAN (€)	6.001	6.635	6.963
TIR (%)	9,38	9,07	8,69
Periodo de recuperación (años)	9,95	10,37	10,84

Los tres escenarios presentan un VAN positivo, por lo que todos ellos serían económicamente viables bajo las hipótesis consideradas. Además, en todos los casos la TIR es superior a la tasa de descuento utilizada, fijada en el 5 %, lo que indica que la inversión genera rentabilidad durante la vida útil del proyecto.

El escenario de 10 módulos presenta la TIR más elevada, con un 9,38 %, y el menor periodo de recuperación, con 9,95 años. Esto se debe a que requiere una inversión inicial más reducida y genera pocos excedentes. Sin embargo, también es el escenario que consigue un menor ahorro anual y una menor reducción de la energía importada de la red. Por tanto, aunque es una alternativa rentable, aprovecha en menor medida el potencial fotovoltaico disponible.

El escenario de 14 módulos obtiene el VAN más elevado, con 6.963 €, y el mayor ahorro anual inicial, con 1.302,06 €. No obstante, también requiere la mayor inversión inicial, 14.112 €, presenta la TIR más baja de los tres escenarios, 8,69 %, y alarga el periodo de recuperación hasta 10,84 años. Además, genera un volumen de excedentes significativamente superior, con 2.119,4 kWh/año, lo que indica que una parte creciente de la producción fotovoltaica no se aprovecha directamente en el establecimiento.

El escenario de 12 módulos se sitúa en una posición intermedia. Requiere una inversión de 12.096 €, alcanza un VAN positivo de 6.635 €, mantiene una TIR del 9,07 % y presenta un periodo de recuperación de 10,37 años. Además, permite aumentar de forma relevante el autoconsumo respecto al escenario de 10 módulos, pasando de 8.828 kWh/año a 10.014 kWh/año, sin alcanzar todavía el nivel de excedentes del escenario de 14 módulos.

## **6.4 ANÁLISIS CRÍTICO DE LOS RESULTADOS**

La comparación entre escenarios muestra que un mayor número de módulos no implica necesariamente una mejora proporcional de la rentabilidad. Al aumentar la potencia instalada, también aumenta la producción anual de energía, pero una parte creciente de esa energía se convierte en excedente. Este aspecto es relevante porque la energía autoconsumida tiene mayor valor económico que la energía vertida a red, al sustituir directamente energía comprada, mientras que los excedentes se compensan a un precio inferior.

Este efecto se observa claramente al comparar los incrementos entre escenarios. Al pasar de 10 a 12 módulos, la inversión aumenta en 2.016 € y la generación fotovoltaica crece en 1.853,1 kWh/año. De ese incremento, 1.186 kWh/año se destinan a autoconsumo y 667,1 kWh/año a excedentes. Es decir, aproximadamente el 64 % de la producción adicional se aprovecha directamente por el hotel.

En cambio, al pasar de 12 a 14 módulos, la inversión vuelve a aumentar en otros 2.016 €, pero el reparto de la producción adicional es menos favorable. La generación aumenta en 1.886,6 kWh/año, pero solo 981 kWh/año se destinan a autoconsumo, mientras que 905,6 kWh/año pasan a ser excedentes. Por tanto, en este segundo salto, casi la mitad de la producción adicional se vierte a red.

Esto explica que el escenario de 14 módulos, aunque obtiene el mayor VAN absoluto, no sea necesariamente la opción más equilibrada para el caso de estudio. Frente al escenario de 12 módulos, aporta únicamente 328 € adicionales de VAN durante toda la vida útil del proyecto, pero exige 2.016 € más de inversión inicial, reduce la TIR de 9,07 % a 8,69 %, alarga el periodo de recuperación de 10,37 a 10,84 años y aumenta notablemente los excedentes.

Por este motivo, la selección final no se basa únicamente en maximizar el VAN, sino en buscar una solución equilibrada entre inversión inicial, rentabilidad, ahorro anual, aprovechamiento de la energía producida y reducción de excedentes. Bajo este criterio, el

escenario de 12 módulos representa una alternativa adecuada, ya que mejora de forma clara el resultado energético y económico del escenario de 10 módulos, pero evita el mayor grado de sobredimensionamiento asociado al escenario de 14 módulos.

En consecuencia, se selecciona el escenario de 12 módulos como solución final del proyecto. Esta configuración permite alcanzar una potencia instalada de 7,2 kWp, obtener una rentabilidad positiva, mantener una TIR superior a la tasa de descuento considerada y ajustar mejor la producción fotovoltaica al consumo real del establecimiento. Aunque el escenario de 14 módulos presenta un VAN ligeramente superior, la opción de 12 módulos ofrece una mejor relación entre inversión, autoconsumo y control de excedentes, por lo que se considera la alternativa más adecuada desde un punto de vista técnico-económico.

## **6.5 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA FINAL**

Tras comparar los distintos escenarios estudiados, se selecciona como alternativa final la instalación formada por 12 módulos fotovoltaicos. Esta opción presenta el mejor equilibrio entre producción energética, inversión inicial, aprovechamiento de la energía generada y rentabilidad económica, sin depender de la existencia de subvenciones.

La alternativa seleccionada permite cubrir una parte relevante del consumo eléctrico del hotel mediante energía generada en el propio emplazamiento. En concreto, el escenario de 12 módulos alcanza una cobertura solar del consumo del 28,64 %, reduciendo de forma significativa la energía comprada de la red. Además, aunque genera excedentes, estos se mantienen en un nivel inferior al del escenario de 14 módulos, evitando un mayor sobredimensionamiento de la instalación.

Desde el punto de vista económico, esta alternativa no maximiza el VAN absoluto, ya que el escenario de 14 módulos obtiene un valor ligeramente superior. Sin embargo, el incremento adicional de VAN es reducido frente al aumento de inversión inicial, la disminución de la TIR y el mayor volumen de excedentes. Por ello, el escenario de 12 módulos se considera la opción más equilibrada para el caso de estudio.

Por tanto, la elección de esta alternativa responde a un criterio técnico-económico. No se selecciona la instalación de menor potencia, porque limitaría el ahorro energético obtenido, ni tampoco la de mayor potencia, ya que el escenario de 14 módulos incrementa la inversión inicial y los excedentes, y solo mejora ligeramente el VAN respecto al escenario de 12 módulos. Esta mejora no compensa suficientemente la mayor inversión inicial, la menor TIR y el mayor grado de sobredimensionamiento.

En consecuencia, la instalación de 12 módulos, con una potencia instalada de 7,2 kWp, se considera la opción más conveniente para el desarrollo del proyecto. Esta configuración permite plantear una solución realista, rentable y técnicamente adecuada para el Hotel Sesué, maximizando el valor económico de la instalación sin incurrir en un sobredimensionamiento excesivo.

## **6.5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO DEL ESCENARIO ELEGIDO**

### ***6.5.1.1 Descripción técnica del escenario de 12 módulos***

La alternativa seleccionada corresponde al escenario de 12 módulos fotovoltaicos, cada uno con una potencia unitaria de 600 Wp. Por tanto, la potencia pico total de la instalación es de:

$$12 \text{ módulos} \times 600 \text{ Wp} = 7.200 \text{ Wp} = 7,2 \text{ kWp}$$

El sistema se plantea como una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red, sobre estructura fija en suelo, con orientación sur, azimut 0° e inclinación de 40°. El módulo considerado es el JA Solar JAM72D40 de 600 Wp, de tecnología monocristalina tipo n y bifacial, y el inversor seleccionado es el Huawei SUN2000-6KTL-M1, con una potencia nominal de 6 kW. Esta configuración ya había sido definida como la opción más equilibrada desde el punto de vista técnico y económico, al presentar un VAN elevado, una TIR superior a la tasa de descuento considerada y un nivel de excedentes inferior al del escenario de mayor potencia.

### ***6.5.1.2 Criterios de obtención de precios***

Para elaborar el presupuesto detallado se han utilizado dos tipos de referencias. En primer lugar, se han tomado precios comerciales de equipos concretos cuando existía una referencia directa para el producto seleccionado o para un equipo equivalente. En segundo lugar, para las partidas de ejecución (estructura, cableado, protecciones, montaje, ingeniería y legalización) se han utilizado estimaciones por lote, ya que su coste final depende del instalador, de las condiciones del terreno, de la distancia al punto de conexión, de la obra civil necesaria y del alcance real de los trabajos.

El precio de los módulos se ha tomado a partir de referencias comerciales del modelo JA Solar JAM72D40/MB de 600 Wp. Para el presupuesto se ha utilizado un valor de 89 €/ud, al corresponder a una referencia comercial directa del módulo JA Solar 600 W bifacial [37].

El inversor considerado es el Huawei SUN2000-6KTL-M1. Para este equipo se ha localizado una referencia comercial de 953 € IVA incluido, correspondiente al inversor trifásico de 6 kW [38].

Para la medida y monitorización de consumos se ha considerado el Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H, equipo utilizado en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo para medir el consumo general de la instalación y permitir la gestión de energía. Las referencias comerciales consultadas sitúan este equipo en el entorno de 180 €, por lo que se ha adoptado ese valor redondeado en el presupuesto [39]

En el caso de la estructura, se ha utilizado una estimación por lote. Existen estructuras comerciales para 12 paneles sobre suelo, pero el precio final depende de la solución concreta, inclinación, cimentación, anclajes y adaptación al terreno. Por ello, se ha considerado una partida de 1.800 €, que incluye no solo el soporte, sino también los elementos de fijación y adaptación básica a una instalación en suelo [40].

Las partidas de cableado, protecciones, montaje, ingeniería, legalización, transporte y contingencias no se han tomado como precios unitarios cerrados, sino como estimaciones

por lote apoyadas en referencias comerciales y rangos habituales de mercado. Esta decisión se debe a que, a diferencia de los módulos, el inversor o el contador, estas partidas no dependen únicamente de un equipo concreto, sino también de la configuración final de la instalación, la distancia al punto de conexión, la longitud real del cableado, el tipo de protecciones requeridas, las condiciones del terreno y el alcance de la tramitación administrativa.

Para el cableado se han consultado referencias comerciales de cable solar de 6 mm<sup>2</sup>, con precios publicados en torno a 1–2 €/m, a los que habría que añadir conectores, canalizaciones y cableado en corriente alterna [41]. En el caso de las protecciones, existen cuadros y elementos específicos de corriente continua y corriente alterna para instalaciones fotovoltaicas, cuyo coste varía según la intensidad, tensión y configuración de la instalación. Por ello, se ha considerado una partida conjunta de protecciones eléctricas y no un único precio cerrado.

La partida de montaje recoge la mano de obra asociada al montaje mecánico de la estructura, fijación de módulos, conexionado eléctrico, pruebas y puesta en marcha. Las referencias de mercado muestran que el coste total de una instalación fotovoltaica completa depende de forma importante de la mano de obra, la ubicación, la calidad de los componentes y la complejidad del montaje, con rangos habituales expresados en €/kWp para instalaciones residenciales o de pequeña potencia [42]. Por este motivo, se ha mantenido una estimación por lote coherente con una instalación de 7,2 kWp sobre suelo.

Finalmente, la ingeniería y legalización incluyen la documentación técnica, tramitación administrativa, boletines, registro de autoconsumo y puesta en servicio de la instalación. Las referencias consultadas muestran que la legalización de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo de pequeña potencia puede situarse en varios cientos de euros, variando según la comunidad autónoma, la potencia, la modalidad de autoconsumo y el alcance de los trabajos incluidos [43]. Por tanto, se ha considerado una partida agregada de ingeniería, legalización y puesta en marcha, adecuada al nivel de definición del presente proyecto.

*Tabla 22: Tabla de presupuesto desglosado*

Concepto	Unidad	Cantidad	Precio unitario estimado (€)	Importe (€)
Módulos JA Solar JAM72D40 600 Wp	ud	12	89	1.068
Inversor Huawei SUN2000-6KTL-M1	ud	1	953	953
Contador / sensor Huawei DTSU666-H	ud	1	180	180
Estructura fija sobre suelo	lote	1	1.800	1.800
Cableado DC/AC, conectores y canalizaciones	lote	1	650	650
Protecciones eléctricas DC/AC	lote	1	550	550
Montaje mecánico y eléctrico	lote	1	3.800	3.800
Ingeniería, legalización y puesta en marcha	lote	1	1.200	1.200
Transporte, margen y contingencias	lote	1	1.899	1.899
<b>Total estimado</b>				<b>12.100 €</b>

Por tanto, los precios de módulos, inversor y contador proceden de referencias comerciales directas, mientras que el resto de las partidas se han estimado como costes de ejecución. Esta diferenciación es importante porque, en una instalación real, el coste total no depende únicamente del precio de los equipos, sino también de la mano de obra, legalización, montaje, transporte, condiciones del terreno y margen del instalador.

### 6.5.1.3 Comentario del coste total y coste específico €/kWp

El presupuesto total estimado para la alternativa seleccionada asciende a **12.100 €**. Al dividir este importe entre la potencia pico instalada, se obtiene el siguiente coste específico:

$$12.100 \text{ €} / 7,2 \text{ kWp} = 1.681 \text{ €/kWp}$$

Este valor es prácticamente igual a la hipótesis empleada en el análisis económico general, donde se había considerado un coste de 1.680 €/kWp. Por tanto, el presupuesto detallado confirma que la hipótesis utilizada en la comparación de escenarios era coherente y prudente.

#### **6.5.1.4 Comparación con la hipótesis económica usada antes**

El mayor peso del presupuesto no corresponde únicamente a los módulos fotovoltaicos, sino al conjunto de trabajos necesarios para ejecutar la instalación. Aunque el precio unitario de los paneles se ha reducido de forma significativa en los últimos años, una instalación completa requiere inversor, estructura, cableado, protecciones, montaje, legalización y puesta en marcha.

En este caso, los módulos representan una parte relativamente reducida del coste total, mientras que el montaje, la estructura y las partidas asociadas a ejecución tienen un peso importante. Esto es habitual en instalaciones de pequeña potencia, donde algunos costes fijos no se reducen proporcionalmente al tamaño de la instalación.

En conclusión, el presupuesto detallado del escenario seleccionado confirma que la hipótesis económica utilizada en la comparación de alternativas era razonable. Aunque el coste final estimado asciende ligeramente respecto al valor inicial, el orden de magnitud se mantiene próximo a 1.680 €/kWp. Por tanto, el análisis detallado no modifica la elección del escenario de 12 módulos, que sigue siendo la alternativa más equilibrada desde el punto de vista técnico y económico.

#### **6.5.2 PROYECCIÓN DE ENERGÍA GENERADA, AUTOCONSUMIDA, IMPORTADA Y EXPORTADA DURANTE LA VIDA ÚTIL**

Para estimar el comportamiento energético de la instalación durante la vida útil del proyecto, se ha realizado una proyección a 30 años a partir de los resultados obtenidos en PVsyst para el escenario seleccionado.

En el primer año se consideran los valores resultantes de la simulación: una producción fotovoltaica de 11.227,8 kWh/año, de los cuales 10.014 kWh/año son autoconsumidos y 1.213,8 kWh/año son exportados a la red. La energía importada de red en el primer año es de 24.949 kWh/año.

Para los años posteriores se ha aplicado una degradación anual de la producción fotovoltaica del 0,4 %, de acuerdo con la ficha técnica del módulo seleccionado [30]. Se considera que la energía autoconsumida y la energía exportada evolucionan proporcionalmente a la reducción de la producción fotovoltaica. En consecuencia, al disminuir ligeramente la energía autoconsumida, aumenta de forma progresiva la energía importada desde la red.

La energía de cada año se ha calculado mediante la siguiente expresión:

$$E_n = E_1 \cdot (1 - d)^{n-1}$$

donde:

- $E_n$  es la energía correspondiente al año  $n$ .
- $E_1$  es la energía del primer año.
- $d$  es la tasa de degradación anual, igual a 0,004.
- $n$  es el año de operación.

Año	Energía generada FV (kWh/año)	Energía autoconsumida (kWh/año)	Energía importada de red (kWh/año)	Energía exportada (kWh/año)
1	11.227,8	10.014,0	24.949,0	1.213,8
2	11.182,9	9.973,9	24.989,1	1.208,9
3	11.138,2	9.934,0	25.029,0	1.204,1
4	11.093,6	9.894,4	25.068,6	1.199,3
5	11.049,2	9.854,8	25.108,2	1.194,5
6	11.005,0	9.815,4	25.147,6	1.189,7
7	10.961,0	9.776,2	25.186,8	1.185,0
8	10.917,1	9.737,1	25.225,9	1.180,2
9	10.873,5	9.698,2	25.264,8	1.175,5
10	10.830,0	9.659,4	25.303,6	1.170,8
11	10.786,6	9.620,8	25.342,2	1.166,2
12	10.743,5	9.582,3	25.380,7	1.161,5
13	10.700,5	9.544,0	25.419,0	1.156,9
14	10.657,7	9.505,8	25.457,2	1.152,3
15	10.615,1	9.467,8	25.495,2	1.147,7
16	10.572,6	9.429,9	25.533,1	1.143,1
17	10.530,3	9.392,2	25.570,8	1.138,6
18	10.488,2	9.354,6	25.608,4	1.134,0
19	10.446,2	9.317,2	25.645,8	1.129,5
20	10.404,4	9.279,9	25.683,1	1.125,0
21	10.362,8	9.242,8	25.720,2	1.120,5
22	10.321,3	9.205,8	25.757,2	1.116,0
23	10.280,0	9.169,0	25.794,0	1.111,5

24	10.238,9	9.132,4	25.830,6	1.107,1
25	10.197,9	9.095,8	25.867,2	1.102,6
26	10.157,3	9.059,2	25.903,8	1.098,1
27	10.116,7	9.023,0	25.940,0	1.093,7
28	10.076,2	8.986,9	25.976,1	1.089,3
29	10.035,9	8.950,9	26.012,1	1.084,9
30	9.995,8	8.915,1	26.047,9	1.080,6
<b>Total 30 años</b>	<b>318.007,7</b>	<b>283.628,9</b>	<b>765.261,1</b>	<b>34.378,8</b>

Durante los 30 años considerados, la instalación generaría aproximadamente 318.007,7 kWh. De esta energía, 283.628,9 kWh serían autoconsumidos directamente por el hotel y 34.378,8 kWh serían exportados a la red.

La energía importada acumulada durante el mismo periodo sería de 765.261,1 kWh. Este valor aumenta ligeramente con el paso de los años debido a la degradación progresiva de los módulos, ya que una menor producción fotovoltaica reduce también la energía autoconsumida.

Este cálculo debe interpretarse como una estimación simplificada, ya que mantiene constante el consumo anual del hotel y aplica la degradación de forma proporcional sobre la producción, el autoconsumo y los excedentes.

### 6.5.3 CONTAMINACIÓN EVITADA

Además del análisis energético y económico, se ha estimado la reducción de emisiones asociada a la instalación fotovoltaica propuesta. Para ello, se ha considerado que la electricidad generada por la instalación sustituye electricidad que, en ausencia del sistema fotovoltaico, habría sido consumida desde la red eléctrica.

El cálculo se ha realizado empleando el factor de emisión del mix eléctrico español publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Según el etiquetado de electricidad correspondiente al año 2025, el valor del mix eléctrico español es de 258 g CO<sub>2</sub>eq/kWh, equivalente a 0,258 kg CO<sub>2</sub>eq/kWh [52]. Este indicador permite estimar las

emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo eléctrico y resulta adecuado cuando no se dispone de un factor específico de la comercializadora contratada.

Para el escenario finalmente seleccionado, correspondiente a 12 módulos y una potencia instalada de 7,2 kWp, la producción fotovoltaica anual obtenida en PVsyst es de 11.228 kWh/año. A partir de este valor, las emisiones evitadas anualmente se calculan mediante la siguiente expresión:

$$Emisiones\ evitadas = E_{FV} * FE$$

donde:

- $E_{FV}$  es la producción fotovoltaica anual, en kWh/año.
- $FE$  es el factor de emisión del mix eléctrico, en kg CO<sub>2</sub>eq/kWh.

Sustituyendo los valores:

$$Emisiones\ evitadas = 11.228 \cdot 0,258 = 2.896,77\ kgCO_2eq/año$$

Por tanto, la instalación evita aproximadamente:

$$2.896,77\ kgCO_2eq/año = 2,90\ tCO_2eq/año$$

Considerando una vida útil del proyecto de 30 años, las emisiones evitadas acumuladas serían:

$$2,90 \cdot 30 = 86,90\ tCO_2eq$$

De este modo, la instalación fotovoltaica seleccionada permitiría evitar aproximadamente 86,9 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente durante el periodo de análisis considerado. Este cálculo debe entenderse como una estimación de emisiones evitadas en fase de operación, ya que no incorpora las emisiones asociadas al ciclo de vida completo de los equipos, como la fabricación, transporte, instalación o posterior gestión de los módulos fotovoltaicos.

Como referencia complementaria, Red Eléctrica indica que en 2024 las emisiones derivadas de la producción eléctrica nacional alcanzaron su mínimo histórico, con 27 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, debido al elevado peso de las energías renovables en el sistema eléctrico español [53]. Esto refuerza la importancia de seguir incorporando generación renovable distribuida, aunque también muestra que el factor de emisión de la red puede variar con el tiempo en función de la composición del mix eléctrico.

*Tabla 23: Resumen de la contaminación evitada*

<b>Concepto</b>	<b>Valor</b>
Producción fotovoltaica anual	11.228 kWh/año
Factor de emisión considerado	0,258 kg CO <sub>2</sub> eq/kWh
Emisiones evitadas anuales	2,90 t CO <sub>2</sub> eq/año
Vida útil considerada	30 años
<b>Emisiones evitadas acumuladas</b>	<b>86,9 t CO<sub>2</sub>eq</b>

## **Capítulo 7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS**

### **7.1 CONCLUSIONES**

El proyecto ha tenido como objetivo estudiar la viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para el Hotel Sesué, situado en el valle de Benasque, en la provincia de Huesca. Para ello, se ha analizado el consumo eléctrico del hotel, el recurso solar disponible en la ubicación del proyecto y distintas alternativas de dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

A lo largo del trabajo se han estudiado los fundamentos tecnológicos de la energía solar fotovoltaica, la evolución de su eficiencia y competitividad económica, así como los principales factores que condicionan el rendimiento de una instalación de autoconsumo. Posteriormente, se ha realizado el diseño y simulación energética de distintos escenarios mediante el programa PVsyst.

Los resultados obtenidos muestran que la instalación fotovoltaica propuesta resulta viable desde el punto de vista energético y económico. En todos los escenarios analizados se consigue reducir la energía comprada de la red eléctrica y aumentar el aprovechamiento de energía renovable en el propio punto de consumo. Además, los indicadores económicos obtenidos reflejan que la inversión puede recuperarse durante la vida útil de la instalación sin necesidad de considerar subvenciones.

Desde el punto de vista energético, el aumento de la potencia instalada permite incrementar la cobertura solar del consumo del hotel y reducir progresivamente la dependencia de la red eléctrica. Sin embargo, también se observa que el crecimiento de la producción fotovoltaica provoca un aumento de los excedentes vertidos a red. Esto confirma la importancia de adaptar el tamaño de la instalación al perfil horario de consumo, especialmente en instalaciones de autoconsumo donde el valor económico de la energía autoconsumida suele ser superior al de la energía compensada como excedente.

La comparación entre escenarios ha permitido comprobar que una instalación de mayor potencia no implica necesariamente una mejor rentabilidad económica. El escenario de 14

módulos alcanza la mayor cobertura solar y permite reducir en mayor medida la energía comprada de la red, pero también genera un mayor volumen de excedentes y requiere una inversión inicial superior. Por su parte, el escenario de 10 módulos presenta una menor inversión y una buena rentabilidad relativa, aunque su aportación energética y su ahorro total son inferiores.

A partir de los resultados obtenidos, la alternativa seleccionada ha sido la correspondiente a 12 módulos fotovoltaicos, con una potencia instalada de 7,2 kWp. Este escenario se considera el más equilibrado desde el punto de vista técnico y económico, ya que ofrece una cobertura solar significativa del consumo del hotel, mantiene unos excedentes inferiores a los del escenario de 14 módulos y presenta un VAN positivo y elevado, aunque no el mayor de los escenarios analizados. Su selección se justifica porque ofrece el mejor equilibrio entre inversión inicial, rentabilidad, cobertura solar del consumo y control de excedentes.

Además, la TIR obtenida supera la tasa de descuento considerada en el análisis, lo que permite justificar la viabilidad económica de la inversión.

El proyecto también ha permitido comprobar la utilidad de herramientas de simulación como PVsyst para el análisis y dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas. La simulación energética facilita evaluar el comportamiento de distintos escenarios antes de la ejecución real de la instalación, considerando factores como orientación, inclinación, pérdidas, sombras, autoconsumo y excedentes.

En conjunto, el trabajo desarrollado pone de manifiesto que la energía solar fotovoltaica puede representar una solución viable para reducir parcialmente el consumo eléctrico procedente de la red en edificios hoteleros con demanda diurna significativa. Además del ahorro económico asociado, este tipo de instalaciones contribuye al aprovechamiento de energía renovable y a la reducción de la dependencia energética del edificio.

## **7.2 TRABAJOS FUTUROS**

Aunque el proyecto permite evaluar la viabilidad técnica y económica de la instalación propuesta, existen diferentes líneas de trabajo que podrían desarrollarse en el futuro para ampliar el alcance del estudio.

Una posible continuación consistiría en analizar la incorporación de sistemas de almacenamiento mediante baterías. La inclusión de almacenamiento permitiría aumentar el grado de autoconsumo, reduciendo parte de los excedentes vertidos a red y desplazando energía generada durante las horas solares hacia periodos de mayor demanda. No obstante, la viabilidad económica de esta solución dependería del coste de las baterías y de la evolución futura del precio de la electricidad.

Otra línea de trabajo interesante sería estudiar escenarios adicionales de dimensionamiento o comparar distintas configuraciones de módulos, orientaciones e inclinaciones. Aunque en este proyecto se han analizado tres alternativas principales en torno al escenario seleccionado, un estudio posterior podría ampliar la comparación a otras potencias, otros módulos fotovoltaicos o inversores con diferentes características técnicas.

En caso de realizarse la instalación, resultaría de interés comparar la producción real obtenida con los resultados estimados en la simulación. Este seguimiento permitiría evaluar la precisión de los modelos utilizados y analizar el efecto de variables reales de operación como suciedad, temperatura, degradación de módulos o variaciones meteorológicas.

Por último, el proyecto podría complementarse con medidas adicionales de eficiencia energética aplicadas al propio hotel. La reducción de consumos eléctricos mediante mejoras en climatización, iluminación o gestión energética permitiría aumentar el impacto del autoconsumo y mejorar el comportamiento energético global del edificio.

## Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IPCC. “Climate Change 2023: Synthesis Report”, Geneva, Switzerland: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2023. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>
- [2] D. M. Chapin, C. S. Fuller, and G. L. Pearson, “A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power”, *Journal of Applied Physics*, vol. 25, no. 5, pp. 676-677, 1954. <https://doi.org/10.1063/1.1721711>
- [3] NREL. “Best Research-Cell Efficiency Chart”, National Renewable Energy Laboratory, 2025. <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- [4] H. Ritchie, P. Rosado, and M. Roser, “Solar photovoltaic module prices”, *Our World in Data*, 2023. <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices>
- [5] Lazard. “Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis – Version 17.0”, Lazard, 2024. [https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-\\_vf.pdf](https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf)
- [6] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, 2nd ed. Oxford, United Kingdom: Academic Press, 2014. <https://www.sciencedirect.com/book/monograph/9780123972705/solar-energy-engineering>
- [7] Fraunhofer ISE. “Photovoltaics Report”, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2025. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>
- [8] Gobierno de España. *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, 2019. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>
- [9] PVsyst SA. “Array and System Losses”, *PVsyst Documentation*, 2025. <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/index.html>
- [10] IEA PVPS. “Trends in Photovoltaic Applications 2024”, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2024. [https://iea-pvps.org/trends\\_reports/trends-in-pv-applications-2024/](https://iea-pvps.org/trends_reports/trends-in-pv-applications-2024/)
- [11] IEA PVPS. “Task 13: Performance and Reliability of Photovoltaic Systems”, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2020. <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/>

- [12] Habitissimo. “¿Cuánto cuesta instalar placas solares? Precios en 2025”, Habitissimo, 4 febrero 2025. <https://www.habitissimo.es/presupuestos/placas-solares>.
- [13] APPA Renovables. “Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico 2024”, Asociación de Empresas de Energías Renovables, 2025. <https://www.appa.es/wp-content/uploads/2025/02/Informe-Autoconsumo-Fotovoltaico-2024.pdf>.
- [14] National Renewable Energy Laboratory. “Residential PV”, *Annual Technology Baseline 2024*, NREL, 2024. [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/residential\\_pv](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/residential_pv).
- [15] Banco Central Europeo. “Nuestro objetivo de estabilidad de precios y la revisión de la estrategia”, Banco Central Europeo. <https://www.ecb.europa.eu/mopo/strategy/strategy-review/html/price-stability-objective.es.html>
- [16] Banco de España. “¿Por qué el objetivo de inflación es a medio plazo?”, Banco de España. <https://www.bde.es/wbe/es/areas-actuacion/politica-monetaria/politica-monetaria-area-euro/bce-estrategia-politica-monetaria/por-que-el-objetivo-de-inflacion-es-a-medio-plazo.html>
- [17] Comisión Europea. “Economic forecast for Spain”, Directorate-General for Economic and Financial Affairs, 2025. [https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-surveillance-eu-member-states/country-pages/spain/economic-forecast-spain\\_en](https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-surveillance-eu-member-states/country-pages/spain/economic-forecast-spain_en)
- [18] IDAE. “Preguntas frecuentes sobre autoconsumo”, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2023. [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/idae/tecnologias/energias\\_renovables/OFICINA-de-AUTOCONSUMO/2023-03-31-99\\_preguntas\\_FAQ\\_v2.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/idae/tecnologias/energias_renovables/OFICINA-de-AUTOCONSUMO/2023-03-31-99_preguntas_FAQ_v2.pdf)
- [19] European Commission, Joint Research Centre. “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)”, European Commission, 2026. [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en)
- [20] SolarGIS. “SolarGIS Prospect sample reports and data”, SolarGIS, 2026. <https://solargis.com/products/prospect/resources>
- [21] Meteonorm. “Meteonorm Download”, Meteonorm, 2026. <https://mn8.meteonorm.com/en/download>
- [22] NASA POWER. “Data Access Viewer”, NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources, 2026. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [23] NREL. “National Solar Radiation Database (NSRDB)”, National Renewable Energy Laboratory / Open Energy Data Initiative, 2026. <https://data.openei.org/submissions/1>

- [24] U.S. Department of Energy. “Solar Radiation Basics”, Washington, DC, USA: U.S. Department of Energy. <https://www.energy.gov/cmei/systems/solar-radiation-basics>
- [25] PVsyst. “Irradiation models”, Satigny, Switzerland: PVsyst SA. <https://www.pvsyst.com/help/physical-models-used/irradiation-models/index.html>
- [26] NREL. “Photovoltaic Fundamentals”, Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory, 1995. <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/16319.pdf>
- [27] IEA. “Solar PV”, Paris, France: International Energy Agency. <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>
- [28] IEA PVPS. “Trends in Photovoltaic Applications 2025”, Paris, France: International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2025. [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/10/IEA-PVPS\\_Trends\\_2025-.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/10/IEA-PVPS_Trends_2025-.pdf)
- [29] Fraunhofer ISE. “III-V Solar Cells, Modules and Concentrator Photovoltaics”, Freiburg, Germany: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/photovoltaics-materials-cells-and-modules/iii-v-solar-cells-modules-and-concentrator-photovoltaics.html>
- [30] JA Solar. “JAM72D40 LB Datasheet”, Beijing, China: JA Solar, 2024. [https://www.jasolar.eu/fileadmin/data/4.0/JAM72D40\\_LB/2024/JAM72D40\\_LB.pdf](https://www.jasolar.eu/fileadmin/data/4.0/JAM72D40_LB/2024/JAM72D40_LB.pdf)
- [31] Huawei FusionSolar. “SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1 High Current Version Datasheet”, Shenzhen, China: Huawei Technologies Co., Ltd. [https://solar.huawei.com/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fdatasheet%2FSUN2000-3\\_4\\_5\\_6\\_8\\_10KTL-M1\\_High\\_Current\\_Version.pdf](https://solar.huawei.com/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fdatasheet%2FSUN2000-3_4_5_6_8_10KTL-M1_High_Current_Version.pdf)
- [32] PVsyst. “Multi-MPPT inverters”, Satigny, Switzerland: PVsyst SA. <https://www.pvsyst.com/help/project-design/grid-connected-system-definition/multi-mppt-inverters/index.html>
- [33] MITECO. “Preguntas frecuentes sobre autoconsumo”, Madrid, España: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/autoconsumo-electrico/preguntas-frecuentes-autoconsumo.html>
- [34] IEA PVPS. “Snapshot of Global PV Markets 2025”, Paris, France: International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2025. [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/04/Snapshot-of-Global-PV-Markets\\_2025.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/04/Snapshot-of-Global-PV-Markets_2025.pdf)

- [35] Red Eléctrica. “Potencia instalada, solar fotovoltaica”, Madrid, España: Red Eléctrica, 2026. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia>
- [36] MITECO. “El Gobierno aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030”, Madrid, España: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2024. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2024/septiembre/el-gobierno-aprueba-la-actualizacion-del-plan-nacional-integrado.html>
- [37] OBRAMAT. “Panel solar 600W JA Solar N-Type bifacial JAM72D40-MB”, OBRAMAT, 2026. <https://www.obramat.es/productos/panel-solar-600w-ja-solar-n-type-bifacial-jam72d40-mb-25108251.html>
- [38] OBRAMAT. “Inversor de red híbrido trifásico 6kW Huawei SUN2000-6KTL-M1 HC”, OBRAMAT, 2026. <https://www.obramat.es/productos/inversor-de-red-hibrido-trifasico-6kw-huawei-sun2000-6ctl-m1-hc-25027261.html>
- [39] Lumisolar. “Huawei Meter Trifásico DTSU666-H”, Lumisolar, 2026. <https://lumisolar.es/huawei-meter-trifasico-dtsu-666-h>
- [40] AutoSolar. “Estructura suelo 12 paneles fila doble 31V”, AutoSolar, 2026. <https://autosolar.es/estructuras-suelo/estructura-suelo-12-paneles-fila-doble-31v>
- [41] OBRAMAT. “Hilo solar H1Z2Z2-K 6mm2 rojo metro lineal”, OBRAMAT, 2026. <https://www.obramat.es/productos/hilo-solar-h1z2z2-k-6mm2-rojo-metro-lineal-10876376.html>
- [42] SunFields Europe. “Precio y coste de instalación fotovoltaica”, SunFields Europe, 2026. <https://www.sfe-solar.com/instalaciones-fotovoltaicas/precio/>
- [43] Varisolar. “Cómo legalizar una instalación fotovoltaica ya instalada”, Varisolar, 2024. <https://varisolar.es/es/blog/paneles-solares/legalizar-instalacion-fotovoltaica-ya-instalada>
- [44] IDAE. “Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red”, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2011. [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)
- [45] IDAE, “Guía profesional de tramitación del autoconsumo”, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2024.

- 
- [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/20240709\\_Guia\\_Pr\\_ofesional\\_Tramitacion\\_autoconsumo\\_v.6.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/20240709_Guia_Pr_ofesional_Tramitacion_autoconsumo_v.6.pdf)
- [46] Gobierno de Aragón, “Decreto Legislativo 1/2014, de 8 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Urbanismo de Aragón”, Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOA-d-2014-90410>
- [47] Ayuntamiento de Sesué, “Declaración responsable o comunicación en materia urbanística”, Sede Electrónica del Ayuntamiento de Sesué. <https://sesue.sedipualba.es/carpetaciudadana/tramite.aspx?idtramite=28318>
- [48] Ayuntamiento de Sesué, “Solicitud de licencia o autorización urbanística”, Sede Electrónica del Ayuntamiento de Sesué. <https://sesue.sedipualba.es/carpetaciudadana/tramite.aspx?idtramite=28313>
- [49] I. S. Pérez Martínez, G. Sola Munarriz, and R. López Guarga, “N-260. Tramo Congosto de Ventamillo–Campo”, RUTAS, no. 196, pp. 5-18, 2023. <https://atc-piarc.com/media/articulos/files/1477.pdf>
- [50] Gobierno de Aragón, “Guía breve sobre tramitación administrativa del autoconsumo fotovoltaico”. [https://www.aragoncambioclimatico.es/wp-content/uploads/Guia-breve-tramitacion-autoconsumo\\_Gobierno-de-Aragon-.pdf](https://www.aragoncambioclimatico.es/wp-content/uploads/Guia-breve-tramitacion-autoconsumo_Gobierno-de-Aragon-.pdf)
- [51] Ayuntamiento de Binéfar, “Instalación Fotovoltaica de 46,44 kWp para autoconsumo en la casa consistorial del Ayuntamiento de Binéfar”, Boletín Oficial de la Provincia de Huesca, no. 159, 2017. [https://suelosolar.com/images/bop\\_huesca.pdf](https://suelosolar.com/images/bop_huesca.pdf)
- [52] CNMC, “Resumen de los resultados del sistema de garantía de origen y etiquetado de la electricidad relativos a la energía producida en el año 2025”, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2026. <https://www.cnmc.es/expedientes/gdode00126>
- [53] Red Eléctrica, “Informes del sistema eléctrico español 2024”, Red Eléctrica de España, 2025. [https://www.ree.es/sites/default/files/2025-03/1803\\_ISE\\_Nacional\\_1.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/2025-03/1803_ISE_Nacional_1.pdf)



## ANEXO I

### 1.1 INTRODUCCIÓN

La Agenda 2030, adoptada por Naciones Unidas en 2015, recoge 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible orientados a promover un desarrollo más equilibrado desde el punto de vista ambiental, económico y social.



*Ilustración 29: Objetivos de Desarrollo Sostenible*

Este proyecto se relaciona con varios de los objetivos al estudiar una instalación fotovoltaica de autoconsumo aplicada a un caso real: el Hotel Sesué. La finalidad del trabajo no es únicamente plantear una solución renovable, sino analizar si esta puede reducir parte del consumo eléctrico del establecimiento, mejorar su comportamiento energético y resultar viable desde el punto de vista técnico y económico.

La contribución del proyecto a los ODS debe entenderse de forma proporcionada. Se trata de una instalación de pequeña potencia, por lo que su impacto es limitado, pero representa

una actuación concreta de generación renovable distribuida aplicada a una actividad turística real.

## ***I.II ODS PRINCIPALES***

Los ODS con una relación más directa con el proyecto son el ODS 7: Energía asequible y no contaminante y el ODS 13: Acción por el clima.

### **I.II.I ODS 7: ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE**



El proyecto se relaciona directamente con el ODS 7 porque propone generar parte de la electricidad consumida por el hotel mediante una instalación fotovoltaica de autoconsumo. Esta solución permite aprovechar un recurso renovable disponible en el propio emplazamiento y reducir la energía comprada de la red.

La alternativa finalmente seleccionada, formada por 12 módulos fotovoltaicos y una potencia instalada de 7,2 kWp, permite cubrir una parte relevante del consumo eléctrico anual del hotel. De esta forma, el proyecto contribuye al uso de energía renovable en un edificio existente y demuestra cómo una instalación de pequeña escala puede integrarse en una actividad turística real.

### **I.II.II ODS 13: ACCIÓN POR EL CLIMA**



El proyecto también se alinea con el ODS 13, ya que la generación fotovoltaica permite reducir parte del consumo eléctrico procedente de la red y, con ello, las emisiones indirectas asociadas a dicho consumo.

Aunque la instalación no elimina completamente la dependencia energética del hotel, sí supone una actuación concreta para disminuir su impacto ambiental. Esta contribución resulta especialmente coherente en un establecimiento situado en un entorno natural, donde la reducción del impacto energético de la actividad turística adquiere un valor añadido.

### **I.III ODS SECUNDARIOS**

Además de los objetivos principales, el proyecto guarda relación con otros ODS de forma indirecta: el ODS 8, el ODS 9 y el ODS 12.

#### **I.III.I ODS 8: TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO**



El ODS 8 se relaciona con el proyecto por su posible contribución a la mejora económica de la actividad hotelera. La instalación fotovoltaica permitiría reducir parte de la factura eléctrica del establecimiento, generando un ahorro recurrente durante la vida útil del sistema.

En un hotel de tamaño reducido, la disminución de costes energéticos puede ayudar a mejorar la eficiencia económica de la actividad. Por tanto, el proyecto no solo tiene una dimensión ambiental, sino también una dimensión económica vinculada a la reducción de costes operativos.

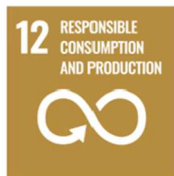
#### **I.III.II ODS 9: INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA**



El proyecto se vincula con el ODS 9 porque aplica herramientas técnicas de simulación y análisis para diseñar una infraestructura energética más eficiente. El uso de PVsyst, Excel y distintas bases de datos meteorológicas permite comparar alternativas y seleccionar una configuración ajustada a las condiciones reales del emplazamiento.

De este modo, la instalación no se plantea como una actuación genérica, sino como una solución diseñada a partir de datos de consumo, recurso solar, pérdidas, sombras y rentabilidad económica. Esto refuerza el carácter técnico del proyecto y su relación con la mejora de infraestructuras mediante criterios de ingeniería.

### I.III.III ODS 12: PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES



El ODS 12 se relaciona con el proyecto porque el diseño busca ajustar la producción fotovoltaica al consumo real del hotel. En una instalación de autoconsumo, no siempre la alternativa de mayor potencia es la más adecuada, ya que puede aumentar la inversión inicial y generar más excedentes de los que el usuario puede aprovechar directamente.

Por ello, el proyecto compara distintos escenarios antes de seleccionar la alternativa final. Esta metodología permite evitar un dimensionamiento excesivo y elegir una solución más equilibrada entre producción, consumo, superficie disponible y viabilidad económica.

### I.IV ODS COMPLEMENTARIOS

Por último, el proyecto puede relacionarse de forma complementaria con el ODS 11 y el ODS 15, debido al entorno en el que se ubica la instalación.

#### I.IV.I ODS 11: CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES



Aunque el proyecto no se desarrolla en una ciudad, sí puede vincularse con el ODS 11 desde la perspectiva de la sostenibilidad de comunidades y actividades locales. La instalación propuesta se aplica a un establecimiento turístico situado en un entorno rural, contribuyendo a reducir parte de su dependencia energética y a mejorar su integración con el territorio.

Esta aportación debe entenderse a escala local: no se trata de una gran infraestructura, sino de una actuación concreta que mejora el comportamiento energético de una actividad económica existente.

## **I.IV.II ODS 15: VIDA DE ECOSISTEMAS TERRESTRES**



La relación con el ODS 15 debe plantearse con prudencia, ya que la instalación se ubica sobre un prado próximo al hotel. Por ello, no basta con que la energía generada sea renovable; también es necesario que la implantación física de los módulos sea proporcionada y respetuosa con el

entorno.

El proyecto puede alinearse con este objetivo si la instalación se ejecuta minimizando movimientos de tierra, limitando la ocupación del terreno y cuidando la integración paisajística. En este sentido, el ODS 15 no se considera una contribución directa del proyecto, sino un criterio ambiental que debe tenerse en cuenta en una posible ejecución real.

## ANEXO II

### II.I CÁLCULOS ECONÓMICOS DETALLADOS

#### II.I.I ESCENARIO DE 10 MÓDULOS

Datos del informe	
E_User (kWh/año)	34963
E_solar (kWh/año)	8828
E_grid (kWh/año)	546.7
EFrGrid (kWh/año)	26135

Datos de la instalación	
potencia instalación (kWp)	6
coste inversión instalación (€/kWp)	1680

Flujos de energía anuales (kWh/año)	
Consumo total	34963
Generación fotovoltaica total	9374.7
Autoconsumo instantáneo	8828
Exportación energía (excedentes)	546.7
Importación energía (consumo red)	26135

Hipótesis	
Vida útil(años)	30
Tasa de descuento	5%
Degradación anual	0.40%
Incremento anual precio electricidad	1.5%
Incremento anual precio excedentes	1%
Mantenimiento anual (€/año)	100

Cálculo económico	
<b>Sin autoconsumo</b>	
Término Energía importación (€/kWh)	0.114114
Energía total (kWh/año)	34963
<b>Importe anual (€)</b>	<b>3989.778</b>
<b>Con autoconsumo</b>	
Término energía importación (€/kWh)	0.114114
Término peajes (€/kWh)	0
Energía total importada (kWh/año)	26135
<b>Importe anual sin excedentes (€)</b>	<b>2982.377</b>
Término energía exportación (€/kWh)	0.028
Energía total exportada (kWh/año)	546.7
Ingresos por Compensación excedentes (€)	15.3076
<b>Importe anual con excedentes (€)</b>	<b>2967.069</b>
<b>Batería virtual (€/año)</b>	<b>10</b>
Ahorro factura anual (€)	1012.709
coste inversión instalación (€)	10080
<b>Importe real de la inversión (€)</b>	<b>10080</b>
<b>Periodo recuperación Inversión (años)</b>	<b>9.95</b>

Análisis rentabilidad	
Año	Flujo
0	-10080
1	912.7086
2	923.8208
3	935.0541
4	946.4098
5	957.8894
6	969.494
7	981.2251
8	993.0841
9	1005.072
10	1017.191
11	1029.442
12	1041.827
13	1054.347
14	1067.003
15	1079.797
16	1092.73
17	1105.805
18	1119.022
19	1132.383
20	1145.89
21	1159.544
22	1173.347
23	1187.3
24	1201.406
25	1215.665
26	1230.08
27	1244.652
28	1259.383
29	1274.275
30	1289.329

Resultados análisis rentabilidad	
<b>VAN</b>	<b>6,001 €</b>
<b>TIR</b>	<b>9.38%</b>

## II.I.II ESCENARIO DE 12 MÓDULOS

Datos del informe	
E_User (kWh/año)	34963
E_solar (kWh/año)	10014
E_grid (kWh/año)	1213.8
EFrGrid (kWh/año)	24949

Datos de la instalación	
potencia instalación (kWp)	7.2
coste inversión instalación (€/kWp)	1680

Flujos de energía anuales (kWh/año)	
Consumo total	34963
Generación fotovoltaica total	11227.8
Autoconsumo instantáneo	10014
Exportación energía (excedentes)	1213.8
Importación energía (consumo red)	24949

Hipótesis	
Vida útil(años)	30
Tasa de descuento	5%
Degradación anual	0.40%
Incremento anual precio electricidad	1.5%
Incremento anual precio excedentes	1%
Mantenimiento anual (€/año)	100

Cálculo económico	
<b>Sin autoconsumo</b>	
Término Energía importación (€/kWh)	0.114114
Energía total (kWh/año)	34963
<b>Importe anual (€)</b>	<b>3989.778</b>
<b>Con autoconsumo</b>	
Término energía importación (€/kWh)	0.114114
Término peajes (€/kWh)	0
Energía total importada (kWh/año)	24949
<b>Importe anual sin excedentes (€)</b>	<b>2847.037</b>
Término energía exportación (€/kWh)	0.028
Energía total exportada (kWh/año)	1213.8
Ingresos por Compensación excedentes (€)	33.9864
<b>Importe anual con excedentes (€)</b>	<b>2813.051</b>
<b>Batería virtual (€/año)</b>	<b>10.69932</b>
Ahorro factura anual (€)	1166.028
coste inversión instalación (€)	12096
<b>Importe real de la inversión (€)</b>	<b>12096</b>
<b>Periodo recuperación Inversión (años)</b>	<b>10.37</b>

Análisis rentabilidad	
Año	Flujo
0	-12096
1	1066.028
2	1078.732
3	1091.574
4	1104.555
5	1117.678
6	1130.943
7	1144.352
8	1157.907
9	1171.609
10	1185.46
11	1199.462
12	1213.615
13	1227.923
14	1242.385
15	1257.005
16	1271.784
17	1286.723
18	1301.825
19	1317.091
20	1332.522
21	1348.122
22	1363.891
23	1379.831
24	1395.945
25	1412.233
26	1428.699
27	1445.344
28	1462.169
29	1479.178
30	1496.371

Resultados análisis rentabilidad	
<b>VAN</b>	<b>6,635 €</b>
<b>TIR</b>	<b>9.07%</b>

## II.I.III ESCENARIO DE 14 MÓDULOS

Datos del informe	
E_User (kWh/año)	34963
E_solar (kWh/año)	10995
E_grid (kWh/año)	2119.4
EFrGrid (kWh/año)	23968

Datos de la instalación	
potencia instalación (kWp)	8.4
coste inversión instalación (€/kWp)	1680

Flujos de energía anuales (kWh/año)	
Consumo total	34963
Generación fotovoltaica total	13114.4
Autoconsumo instantáneo	10995
Exportación energía (excedentes)	2119.4
Importación energía (consumo red)	23968

Hipótesis	
Vida útil(años)	30
Tasa de descuento	5%
Degradación anual	0.40%
Incremento anual precio electricidad	1.5%
Incremento anual precio excedentes	1%
Mantenimiento anual (€/año)	100

Cálculo económico	
<b>Sin autoconsumo</b>	
Término Energía importación (€/kWh)	0.114114
Energía total (kWh/año)	34963
<b>Importe anual (€)</b>	<b>3989.778</b>
<b>Con autoconsumo</b>	
Término energía importación (€/kWh)	0.114114
Término peajes (€/kWh)	0
Energía total importada (kWh/año)	23968
<b>Importe anual sin excedentes (€)</b>	<b>2735.091</b>
Término energía exportación (€/kWh)	0.028
Energía total exportada (kWh/año)	2119.4
Ingresos por Compensación excedentes (€)	59.3432
<b>Importe anual con excedentes (€)</b>	<b>2675.748</b>
<b>Batería virtual (€/año)</b>	<b>11.96716</b>
Ahorro factura anual (€)	1302.063
coste inversión instalación (€)	14112
<b>Importe real de la inversión (€)</b>	<b>14112</b>
<b>Periodo recuperación Inversión (años)</b>	<b>10.84</b>

Análisis rentabilidad	
Año	Flujo
0	-14112
1	1202.063
2	1216.143
3	1230.375
4	1244.761
5	1259.303
6	1274.002
7	1288.86
8	1303.879
9	1319.06
10	1334.405
11	1349.917
12	1365.596
13	1381.445
14	1397.466
15	1413.66
16	1430.029
17	1446.576
18	1463.301
19	1480.207
20	1497.297
21	1514.571
22	1532.033
23	1549.684
24	1567.525
25	1585.56
26	1603.79
27	1622.218
28	1640.845
29	1659.674
30	1678.706

Resultados análisis rentabilidad	
<b>VAN</b>	<b>6,963 €</b>
<b>TIR</b>	<b>8.69%</b>

## II.II FICHA TÉCNICA PANEL



# Harvest the Sunshine

# 605W



## JAM72D40 LB

n-type Double Glass Bifacial Modules

---

### Premium Cells

n-  
Bycium+  
16BB

**26%**

Up To

MBB Half-Cell Technology      Cell Conversion Efficiency

### Premium Modules



Higher power generation better LCOE



n-type with very Lower LID



Better Temperature Coefficient



Better low irradiance response



— n-type Bifacial Double Glass Module Linear Performance Warranty  
— Standard Module Linear Performance Warranty

100%  
99%  
87.4%  
83.1%  
+6.3%

1 5 10 15 20 25 30  
1% 1st-year Degradation      0.4% Annual Degradation Over 30 years



12-year product warranty



30-year linear power output warranty

#### Comprehensive Certificates

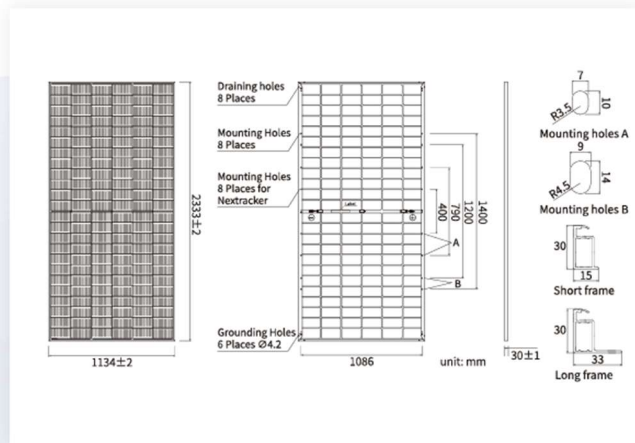
- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing







# JAM72D40 LB n-type Double Glass Bifacial Modules



## MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	32.5kg
Dimensions	2333±2mm × 1134±2mm × 30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) Landscape: 1400mm(+)/1400mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 720pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

## ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40
	580/LB	585/LB	590/LB	595/LB	600/LB	605/LB
Rated Maximum Power(P <sub>max</sub> ) [W]	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> ) [V]	51.60	51.80	52.00	52.20	52.40	52.60
Maximum Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]	43.06	43.24	43.41	43.59	43.76	43.94
Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A]	14.23	14.29	14.35	14.42	14.48	14.53
Maximum Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]	13.47	13.53	13.59	13.65	13.71	13.77
Module Efficiency [%]	21.9	22.1	22.3	22.5	22.7	22.9
Power Tolerance	0→+3%					
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub> (α <sub>Isc</sub> )	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub> (β <sub>Voc</sub> )	-0.250%/°C					
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub> (γ <sub>Pmp</sub> )	-0.290%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

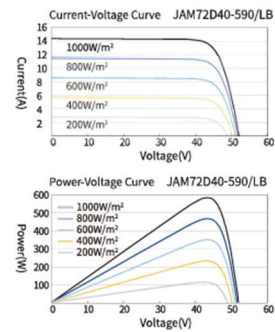
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

## ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40
	580/LB	585/LB	590/LB	595/LB	600/LB	605/LB
Rated Max Power(P <sub>max</sub> ) [W]	626	632	637	643	648	653
Open Circuit Voltage(V <sub>oc</sub> ) [V]	51.60	51.80	52.00	52.20	52.40	52.60
Max Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]	43.06	43.24	43.41	43.59	43.76	43.94
Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A]	15.36	15.43	15.50	15.57	15.64	15.69
Max Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]	14.55	14.61	14.68	14.74	14.81	14.87
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

\* For Nexttracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nexttracker for reference.  
\*\* Bifaciality=P<sub>max, rear</sub>/Rated P<sub>max, front</sub>

## CHARACTERISTICS



## OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C→+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> )
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	80%±10%
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 29/Class C

## II.III FICHA TÉCNICA INVERSOR

### Smart Energy Controller



#### Active Safety

AI Powered  
Active Arcing Protection



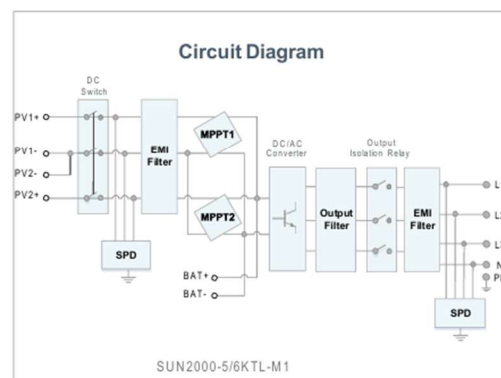
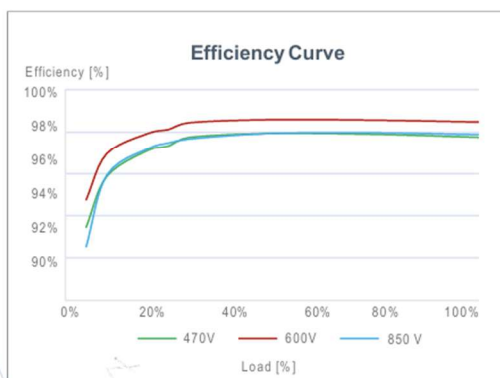
#### Higher Yields

Up to 30% More Energy  
with Full Optimizer



#### Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G  
Communication Supported



SUN2000-5/6/8/10KTL-M1 (High Current Version)

**Technical Specification**

Technical Specification	SUN2000-5KTL-M1	SUN2000-6KTL-M1	SUN2000-8KTL-M1	SUN2000-10KTL-M1
<b>Efficiency</b>				
Max. efficiency	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%
<b>Input (PV)</b>				
Recommended max. PV power <sup>1</sup>	7,500 Wp	9,000 Wp	12,000 Wp	15,000 Wp
Max. input voltage <sup>2</sup>	1,100 V			
Operating voltage range <sup>3</sup>	140 V ~ 980 V			
Start-up voltage	200 V			
Rated input voltage	600 V			
Max. input current per MPPT	13.5 A			
Max. short-circuit current	19.5 A			
Number of MPP trackers	2			
Max. number of inputs	2			
<b>Input (DC Battery)</b>				
Compatible Battery	HUAWEI Smart String ESS 5kWh ~ 30kWh			
Max number of connected battery	2			
Operating voltage range	600 V ~ 980 V			
Max operating current	16.7 A			
Max charge Power	10,000 W			
Max discharge Power	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
<b>Output</b>				
Grid connection	Three-phase			
Rated output power	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Rated AC apparent power	5,000 VA	6,000 VA	8,000 VA	10,000 VA
Max. apparent power	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA
Rated output voltage	230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE			
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz			
Max. output current	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Adjustable powerfactor	0.8 leading ... 0.8 lagging			
Max. total harmonic distortion	≤ 3%			
Backup power output	Yes (via BackupBox-B1)			
<b>Features &amp; Protections</b>				
Input-side disconnection device	Yes			
Anti-islanding protection	Yes			
DC reverse polarity protection	Yes			
Insulation monitoring	Yes			
DC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11			
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11			
Residual current monitoring	Yes			
AC overcurrent protection	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
AC overvoltage protection	Yes			
Arc fault protection	Yes			
Ripple receiver control	Yes			
Integrated PID recovery <sup>4</sup>	Yes			
Battery reverse charging from grid	Yes			
<b>General Data</b>				
Operating temperature range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)			
Relative operating humidity	0 % RH ~ 100 % RH			
Operating altitude	0 ~ 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)			
Cooling	Natural convection			
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App			
Communication	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)			
Weight (incl. mounting bracket)	17 kg (37.5 lb)			
Dimension (incl. mounting bracket)	525 x 470 x 146.5 mm (20.7 x 18.5 x 5.8 inch)			
Degree of protection	IP65			
Country of Manufacture	China			
<b>Optimizer Compatibility</b>				
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P			
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>				
Certificate	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 62116			
Grid connection standards	AS/NZS 4777.2 2020			

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

<sup>2</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter. Please limit input voltage to maximum 600V dc according to AS4777.1 2016

<sup>3</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

<sup>4</sup> SUN2000-5-10KTL-M1 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly).

## II.IV INFORMES DE LAS SIMULACIONES



PVsyst V8.0.19

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: prado sesue 3

Variant: 10\_2\_1modulos

Sheds, single array

System power: 6.00 kWp

Prado sesue version 3 BUENA - Spain

**Author**

Eva Chico Ercilla (Spain)



**PVsyst V8.0.19**

VCB, Simulation date:  
10/05/26 11:13  
with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 10\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> Prado sesue version 3 BUENA España	<b>Situation</b> Latitude 42.55 °(N) Longitude 0.47 °(E) Altitude 969 m Time zone UTC	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Weather data</b> Prado sesue version 3 BUENA Una buena mezcla - Sintético		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b> Simulation for year no 1	<b>Sheds, single array</b>	<b>User's needs</b> Ext. defined as file pvsyst_consumos_horarios_hotel_sesue.csv
<b>Orientation #1</b> <b>Fixed plane</b> Tilt/Azimuth 40 / 0 °	<b>Near Shadings</b> Linear shadings : Fast (table)	
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 10 units Pnom total 6.00 kWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 1 unit Total power 6 kWac Pnom ratio 1.00	

**Results summary**

Produced Energy 9374.4 kWh/year	Specific production 1562 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 81.96 %
Used Energy 34962.9 kWh/year		Solar Fraction SF 25.25 %
		Bifacial perf. ratio 75.26 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



Project: prado sesue 3

Variant: 10\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

PVsyst V8.0.19

VCB, Simulation date:  
10/05/26 11:13  
with V8.0.19

### General parameters

#### Grid-Connected System

#### Orientation #1

##### Fixed plane

Tilt/Azimuth 40 / 0 °

#### Models used

Transposition Perez  
Diffuse Perez, Meteonorm  
Circumsolar separate

#### Bifacial system definition

##### Orientation #1

##### Bifacial system

Model Unlimited Sheds 2D Model

##### Bifacial model geometry

Sheds spacing 6.00 m  
Sheds width 1.15 m  
Limit profile angle 8.2 °  
GCR Bifacial 19.2 %  
Height above ground 1.50 m  
Nb. of sheds 2 units

##### Bifacial model definitions

Ground albedo 0.15  
Bifaciality factor 80 %  
Rear shading factor 5.0 %  
Rear mismatch loss 10.0 %  
Shed transparent fraction 0.0 %

#### Sheds, single array

##### Sheds configuration

Nb. of sheds 2 units

Single array

##### Shading limit angle

Limit profile angle 8.2 °

#### Horizon

Average Height 15.6 °

##### Sizes

Sheds spacing 6.00 m  
Sensitive width 1.13 m  
GCR Shading 19.2 %  
Top inactive band 0.02 m  
Bottom inactive band 0.02 m

#### Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

#### User's needs

Ext. defined as file  
pvsyst\_consumos\_horarios\_hotel\_sesue.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
3063	3058	3058	3161	2656	2971	2332	3597	4401	1920	1399	3347	34963	kWh

### PV Array Characteristics

#### PV module

Manufacturer Generic  
Model JAM72-D40-600-LB  
(Original PVsyst database)  
Unit Nom. Power 600 Wp  
Number of PV modules 10 units  
Nominal (STC) 6.00 kWp  
Modules 2 string x 5 In series  
**At operating cond. (50°C)**  
Pmpp 5.55 kWp  
U mpp 200 V  
I mpp 28 A

#### Inverter

Manufacturer Generic  
Model SUN2000-6KTL-M1 220Vac  
(Original PVsyst database)  
Unit Nom. Power 6.00 kWac  
Number of inverters 1 unit  
Total power 6.0 kWac  
Operating voltage 140-980 V  
Max. power (=>47°C) 6.60 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.00  
Power sharing within this inverter



**PVsyst V8.0.19**  
VCB, Simulation date:  
10/05/26 11:13  
with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 10\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

#### PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	6 kWp	Total power	6 kWac
Total	10 modules	Max. power	6.6 kWac
Module area	26.5 m <sup>2</sup>	Number of inverters	1 unit
Cell area	23.8 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.00

#### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	119 mΩ			
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	1.50 % at STC			
Loss Fraction	0.60 %	Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	<b>Module mismatch losses</b>				
<b>Module average degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		Loss Fraction	2.00 % at MPP			
Year no	1	Loss Fraction	0.00 %					
Loss factor	0.4 %/year							
Imp / Vmp contributions	80% / 20%							
<b>Mismatch due to degradation</b>								
Imp RMS dispersion	0 %/year							
Vmp RMS dispersion	0 %/year							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

#### System losses

<b>Unavailability of the system</b>		<b>Auxiliary losses</b>	
Time fraction	3.0 %	Proportional to Power	5.0 W/kW
	10.9 days, 3 periods	0.0 kW from Power thresh.	

#### AC wiring losses

<b>Inv. output line up to injection point</b>	
Inverter voltage	220 Vac tri
Loss Fraction	0.05 % at STC
<b>Inverter: SUN2000-6KTL-M1 220Vac</b>	
Wire section (1 Inv.)	Alu 1 x 3 x 2 mm <sup>2</sup>
Wires length	0 m



**PVsyst V8.0.19**  
 VCB, Simulation date:  
 10/05/26 11:13  
 with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 10\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

**Horizon definition**

Horizon from PVGIS website API, Lat=42°33'3", Long=0°28'11", Alt=969m

Average Height 15.6 ° Albedo Factor 0.36  
 Diffuse Factor 0.86 Albedo Fraction 100 %

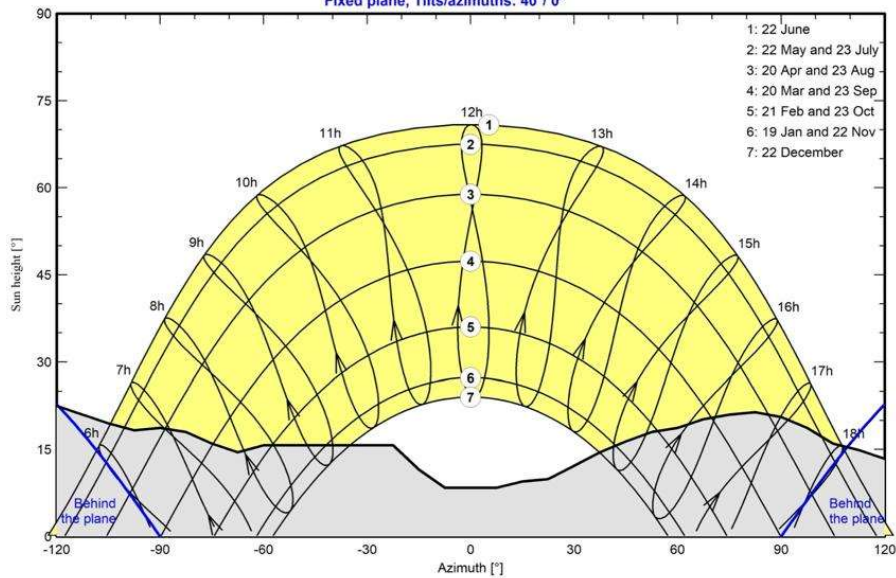
**Horizon profile**

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105
Height [°]	11.8	10.3	11.1	13.8	18.0	21.0	23.7	22.5	22.5	21.0	19.5
Azimuth [°]	-98	-90	-83	-75	-68	-60	-23	-15	-8	8	15
Height [°]	18.3	18.7	18.0	16.0	14.5	15.7	15.7	11.5	8.4	8.4	9.5
Azimuth [°]	23	30	38	45	53	60	68	75	83	90	98
Height [°]	9.9	12.2	14.5	16.4	18.0	18.7	20.2	21.0	21.4	20.6	18.7
Azimuth [°]	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	16.0	14.9	13.4	11.5	10.7	13.8	16.0	14.9	14.5	12.6	11.8

**Sun Paths (Height / Azimuth diagram)**

**Orientation #1**

Fixed plane, Tilts/azimuths: 40°/ 0°



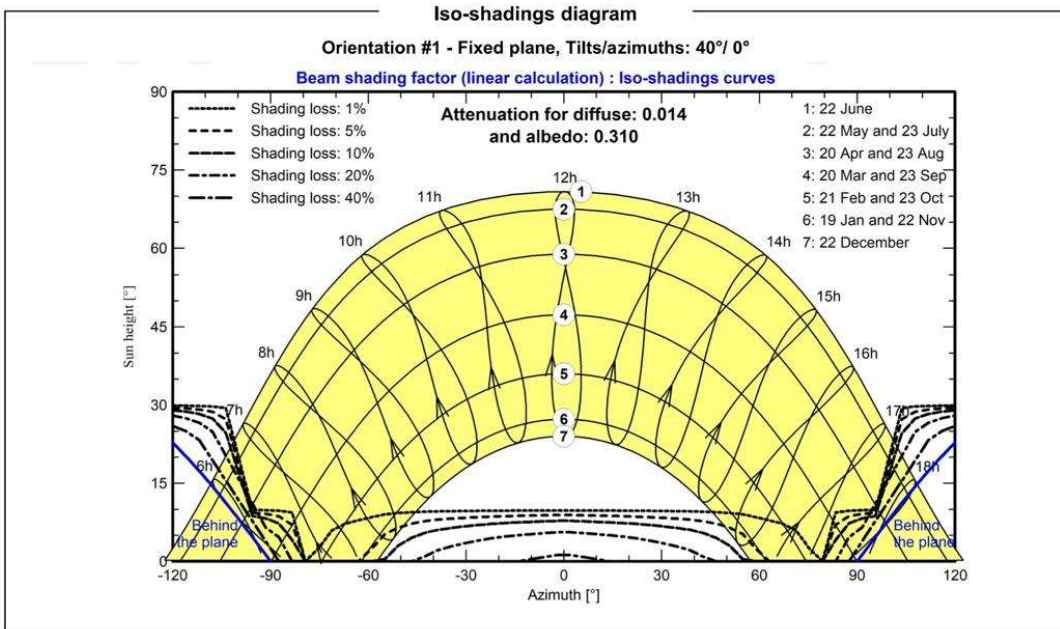
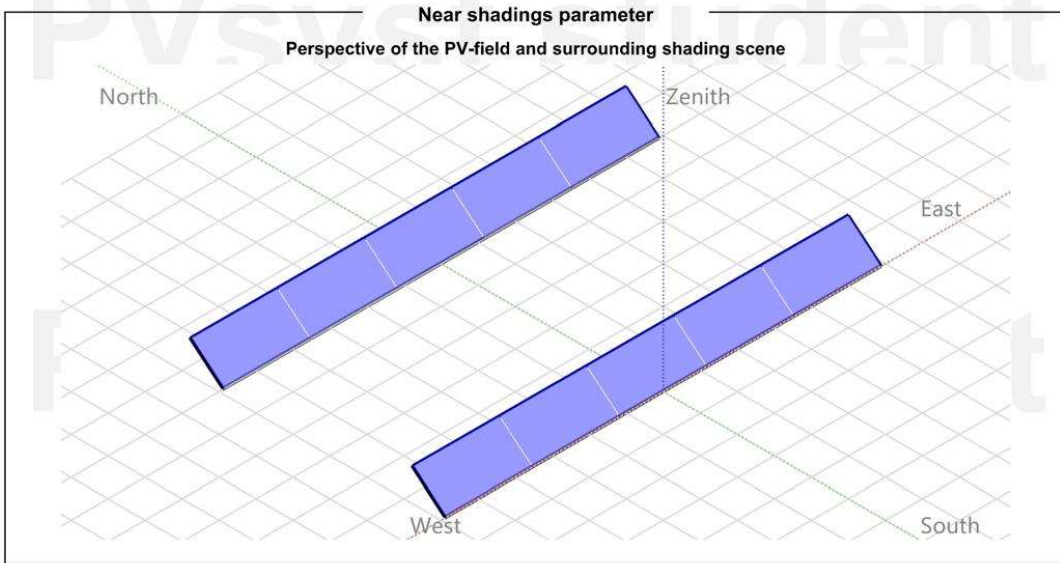


**PVsyst V8.0.19**  
 VCB, Simulation date:  
 10/05/26 11:13  
 with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 10\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)





Project: prado sesue 3

Variant: 10\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

PVsyst V8.0.19

VCB, Simulation date:  
10/05/26 11:13  
with V8.0.19

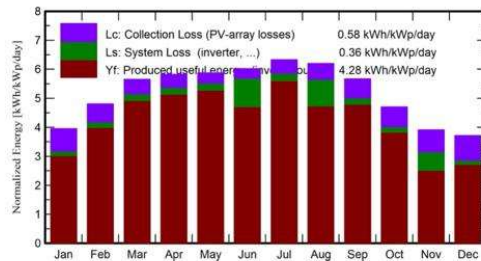
**Main results**

**System Production**

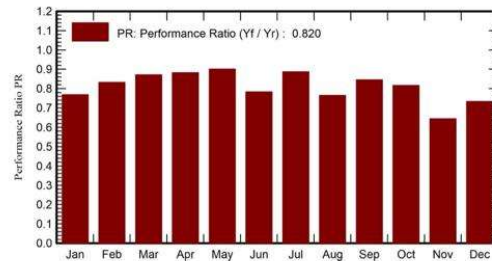
Produced Energy 9374.4 kWh/year  
Used Energy 34962.9 kWh/year

Specific production 1562 kWh/kWp/year  
Perf. Ratio PR 81.96 %  
Solar Fraction SF 25.25 %  
Bifacial perf. ratio 75.26 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	63.1	23.97	2.98	122.4	96.0	592	3063	553	11.6	2510
February	85.0	30.61	4.77	134.6	114.4	704	3058	663	9.0	2395
March	131.7	46.10	6.08	175.3	154.9	958	3058	880	37.0	2178
April	157.9	55.27	8.61	174.8	156.9	968	3161	912	13.8	2249
May	191.3	63.13	13.80	181.9	166.1	1028	2656	886	96.9	1770
June	198.8	61.62	17.07	180.5	165.6	1025	2971	825	24.0	2146
July	211.7	55.04	21.63	196.2	180.6	1092	2332	930	114.5	1402
August	182.6	47.48	20.15	192.1	175.9	1052	3597	867	14.5	2730
September	135.5	40.65	17.04	170.1	151.4	903	4401	865	-1.8	3535
October	96.6	30.91	13.59	145.7	125.2	748	1920	608	105.7	1312
November	63.9	24.27	6.98	117.3	93.3	567	1399	329	123.8	1070
December	55.9	20.69	2.65	115.2	86.8	533	3347	509	-2.2	2838
Year	1574.0	499.74	11.32	1906.2	1667.3	10171	34963	8828	546.7	26135

**Legends**

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

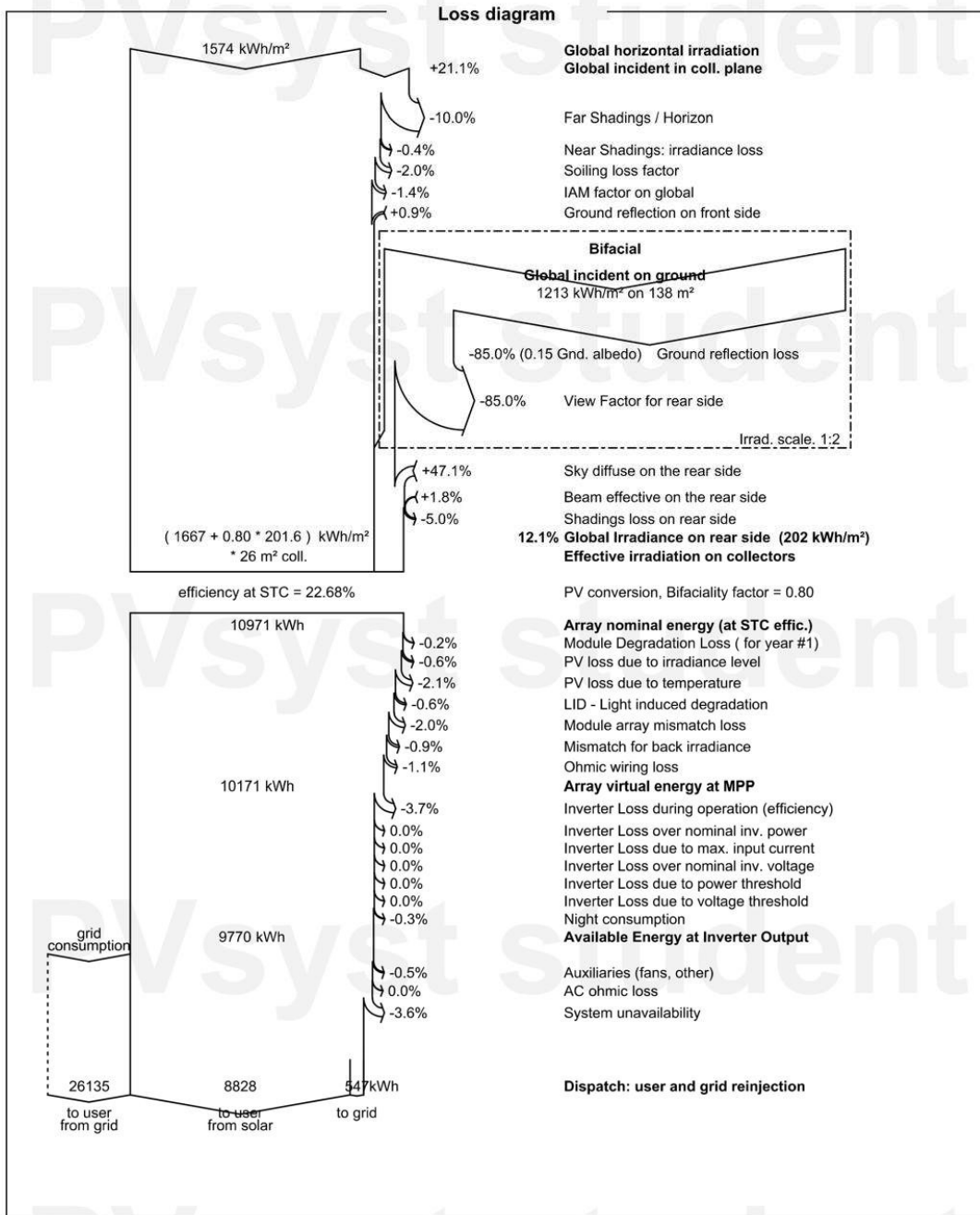


**PVsyst V8.0.19**  
VCB, Simulation date:  
10/05/26 11:13  
with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 10\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)



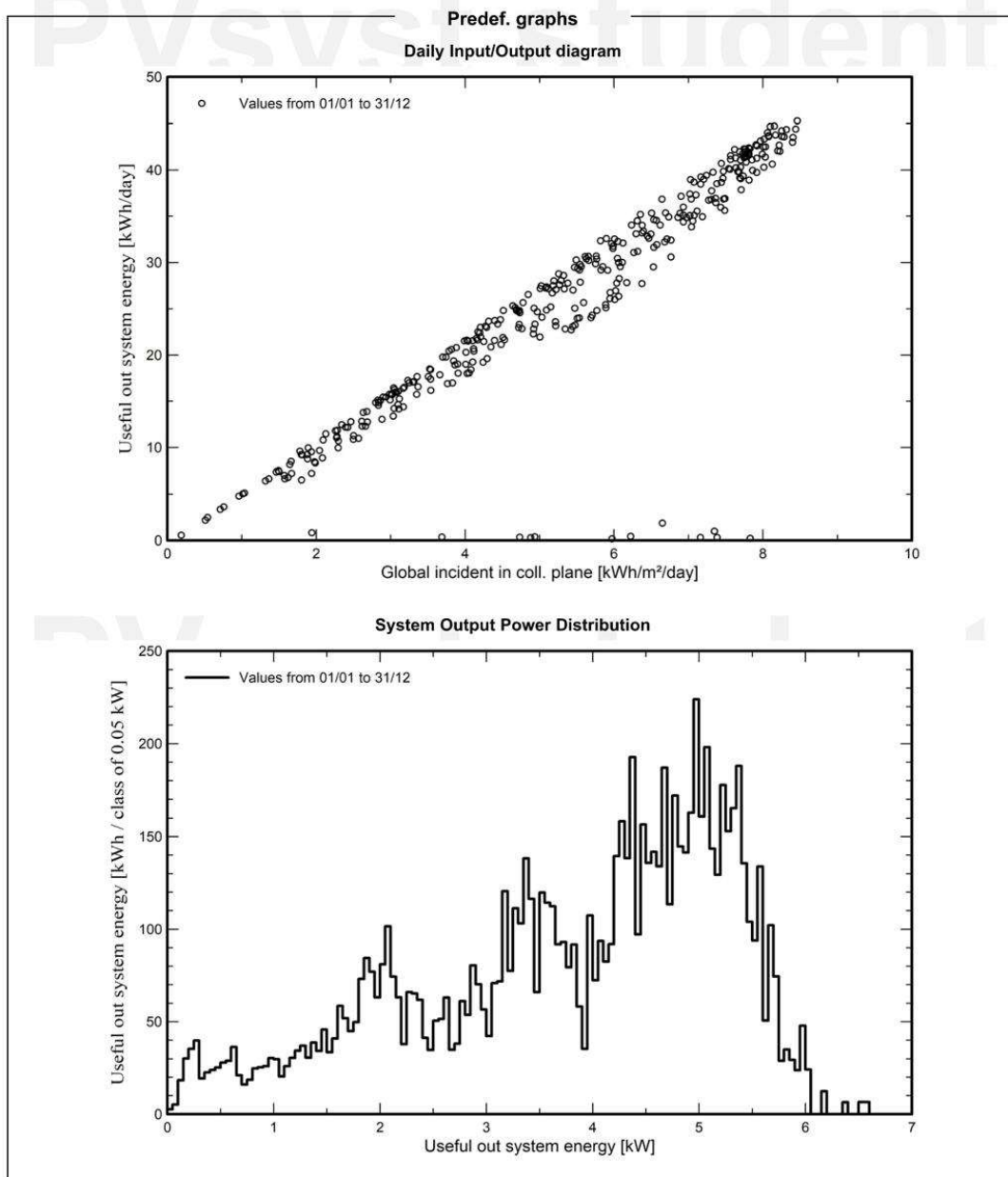


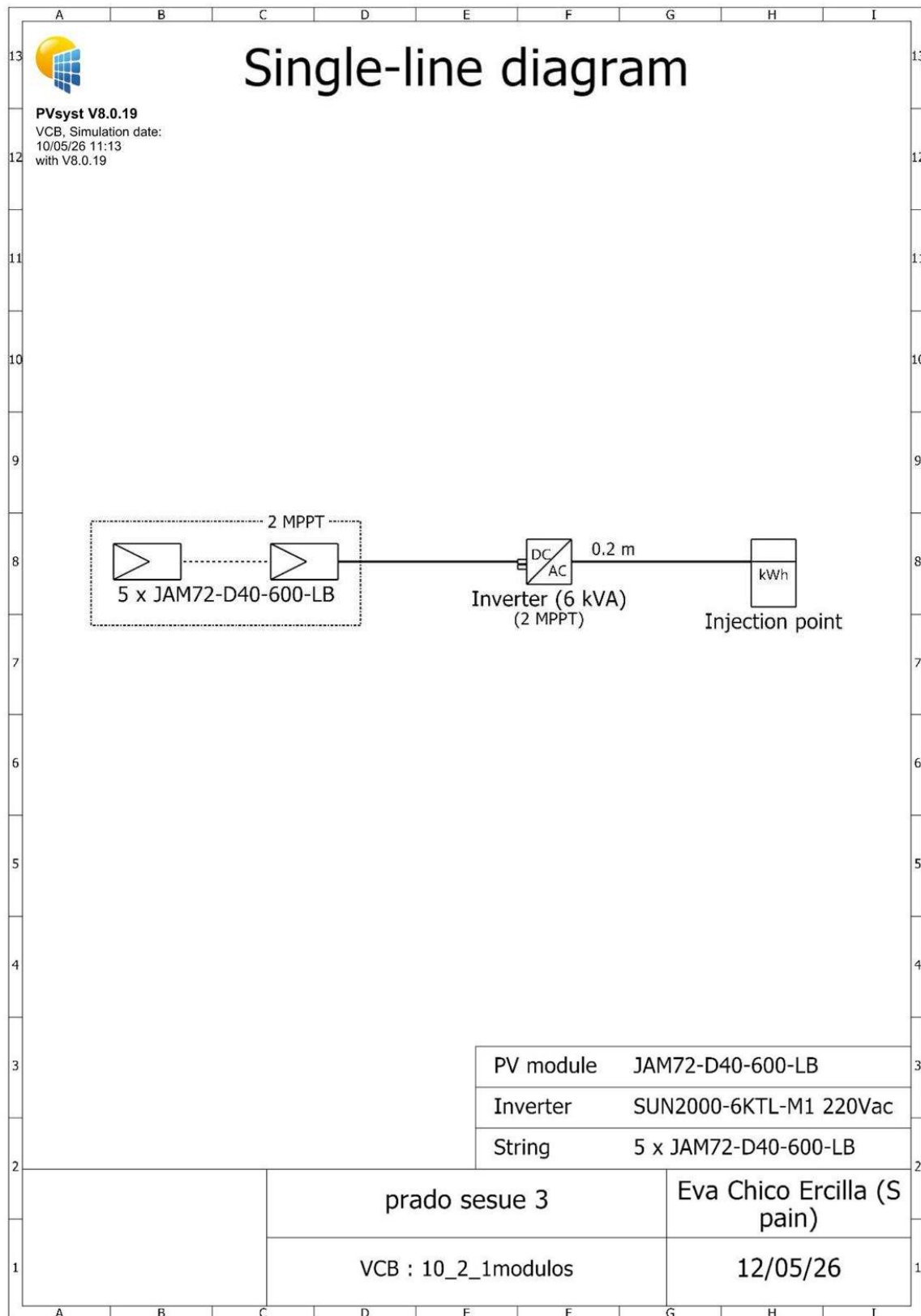
**PVsyst V8.0.19**  
 VCB, Simulation date:  
 10/05/26 11:13  
 with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 10\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)







PVsyst V8.0.19

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: prado sesue 3

Variant: 12\_2\_1modulos

Sheds, single array

System power: 7.20 kWp

Prado sesue version 3 BUENA - Spain

**Author**

Eva Chico Ercilla (Spain)



**PVsyst V8.0.19**

VCD, Simulation date:  
12/05/26 12:56  
with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 12\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

**Project summary**

Geographical Site		Situation		Project settings	
Prado sesue version 3 BUENA		Latitude	42.55 °(N)	Albedo	0.20
España		Longitude	0.47 °(E)		
		Altitude	969 m		
		Time zone	UTC		
Weather data					
Prado sesue version 3 BUENA					
Una buena mezcla - Sintético					

**System summary**

Grid-Connected System		Sheds, single array		User's needs	
Simulation for year no 1		Near Shadings		Ext. defined as file	
Orientation #1		Linear shadings : Fast (table)		pvsyst_consumos_horarios_hotel_sesue.csv	
Fixed plane					
Tilt/Azimuth		40 / 0 °			
System information					
PV Array					
Nb. of modules	12 units	Inverters		Nb. of units	1 unit
Pnom total	7.20 kWp	Total power		6 kWac	
		Pnom ratio		1.20	

**Results summary**

Produced Energy	11228 kWh/year	Specific production	1559 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.81 %
Used Energy	34963 kWh/year			Solar Fraction SF	28.64 %
				Bifacial perf. ratio	75.12 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



**PVsyst V8.0.19**

VCD, Simulation date:  
12/05/26 12:56  
with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 12\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

**General parameters**

Grid-Connected System		Sheds, single array	
<b>Orientation #1</b>			
<b>Fixed plane</b>			
Tilt/Azimuth	40 / 0 °		
		<b>Sheds configuration</b>	
		Nb. of sheds	2 units
		Single array	
		<b>Shading limit angle</b>	
		Limit profile angle	8.2 °
		<b>Sizes</b>	
		Sheds spacing	6.00 m
		Sensitive width	1.13 m
		GCR Shading	19.2 %
		Top inactive band	0.02 m
		Bottom inactive band	0.02 m
<b>Models used</b>		<b>Horizon</b>	
Transposition	Perez	Average Height	15.6 °
Diffuse	Perez, Meteonorm		
Circumsolar	separate		
<b>Bifacial system definition</b>		<b>Near Shadings</b>	
<b>Orientation #1</b>		Linear shadings : Fast (table)	
<b>Bifacial system</b>		<b>User's needs</b>	
Model	Unlimited Sheds 2D Model	Ext. defined as file	
		pvsyst_consumos_horarios_hotel_sesue.csv	
<b>Bifacial model geometry</b>			
Sheds spacing	6.00 m		
Sheds width	1.15 m		
Limit profile angle	8.2 °		
GCR Bifacial	19.2 %		
Height above ground	1.50 m		
Nb. of sheds	2 units		
<b>Bifacial model definitions</b>			
Ground albedo	0.15		
Bifaciality factor	80 %		
Rear shading factor	5.0 %		
Rear mismatch loss	10.0 %		
Shed transparent fraction	0.0 %		

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
3063	3058	3058	3161	2656	2971	2332	3597	4401	1920	1399	3347	34963 kWh

**PV Array Characteristics**

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM72-D40-600-LB	Model	SUN2000-6KTL-M1 220Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	6.00 kWac
Number of PV modules	12 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	7.20 kWp	Total power	6.0 kWac
Modules	2 string x 6 In series	Operating voltage	140-980 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>47°C)	6.60 kWac
Pmpp	6.66 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
U mpp	241 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	28 A		



**PVsyst V8.0.19**  
VCD, Simulation date:  
12/05/26 12:56  
with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 12\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

#### PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	7 kWp	Total power	6 kWac
Total	12 modules	Max. power	6.6 kWac
Module area	31.7 m <sup>2</sup>	Number of inverters	1 unit
Cell area	28.6 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.20

#### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	142 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	1.50 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>				
Loss Fraction	0.60 %	Loss Fraction	0.00 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP			
<b>Module average degradation</b>								
Year no	1							
Loss factor	0.4 %/year							
Imp / Vmp contributions	80% / 20%							
<b>Mismatch due to degradation</b>								
Imp RMS dispersion	0 %/year							
Vmp RMS dispersion	0 %/year							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

#### System losses

<b>Unavailability of the system</b>		<b>Auxiliary losses</b>	
Time fraction	3.0 %	Proportional to Power	5.0 W/kW
	10.9 days,	0.0 kW from Power thresh.	
	3 periods		

#### AC wiring losses

<b>Inv. output line up to injection point</b>	
Inverter voltage	220 Vac tri
Loss Fraction	0.06 % at STC
<b>Inverter: SUN2000-6KTL-M1 220Vac</b>	
Wire section (1 Inv.)	Alu 1 x 3 x 2 mm <sup>2</sup>
Wires length	0 m



**PVsyst V8.0.19**  
VCD, Simulation date:  
12/05/26 12:56  
with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 12\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

**Horizon definition**

Horizon from PVGIS website API, Lat=42°33'3", Long=0°28'11", Alt=969m

Average Height	15.6 °	Albedo Factor	0.36
Diffuse Factor	0.86	Albedo Fraction	100 %

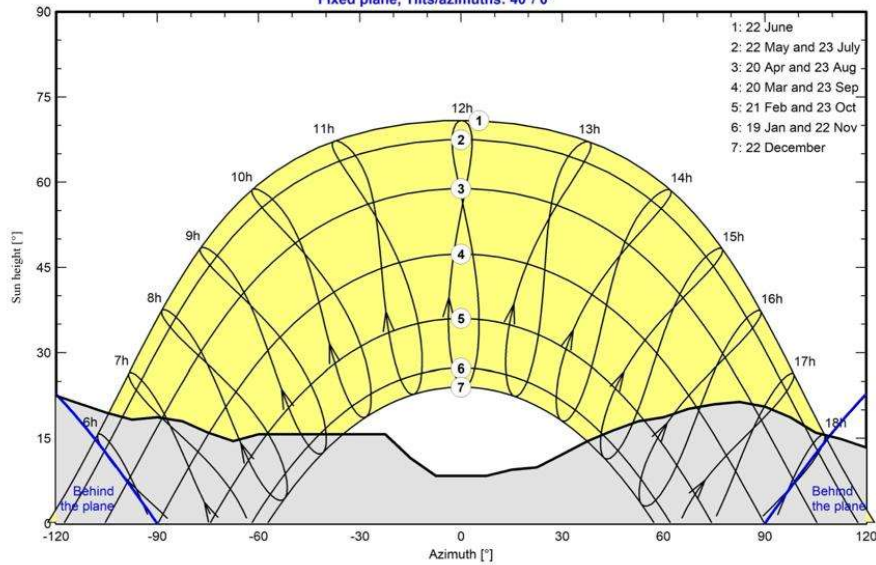
**Horizon profile**

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105
Height [°]	11.8	10.3	11.1	13.8	18.0	21.0	23.7	22.5	22.5	21.0	19.5
Azimuth [°]	-98	-90	-83	-75	-68	-60	-53	-45	-38	-30	-23
Height [°]	18.3	18.7	18.0	16.0	14.5	15.7	15.7	11.5	8.4	8.4	15
Azimuth [°]	23	30	38	45	53	60	68	75	83	90	98
Height [°]	9.9	12.2	14.5	16.4	18.0	18.7	20.2	21.0	21.4	20.6	18.7
Azimuth [°]	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	16.0	14.9	13.4	11.5	10.7	13.8	16.0	14.9	14.5	12.6	11.8

**Sun Paths (Height / Azimuth diagram)**

**Orientation #1**

Fixed plane, Tilts/azimuths: 40°/ 0°



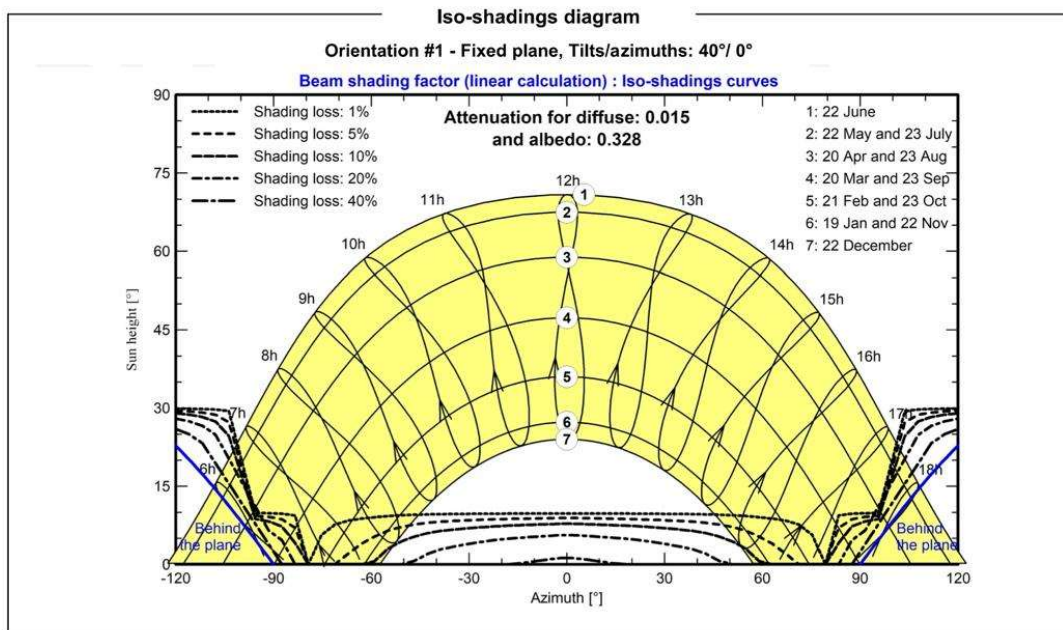
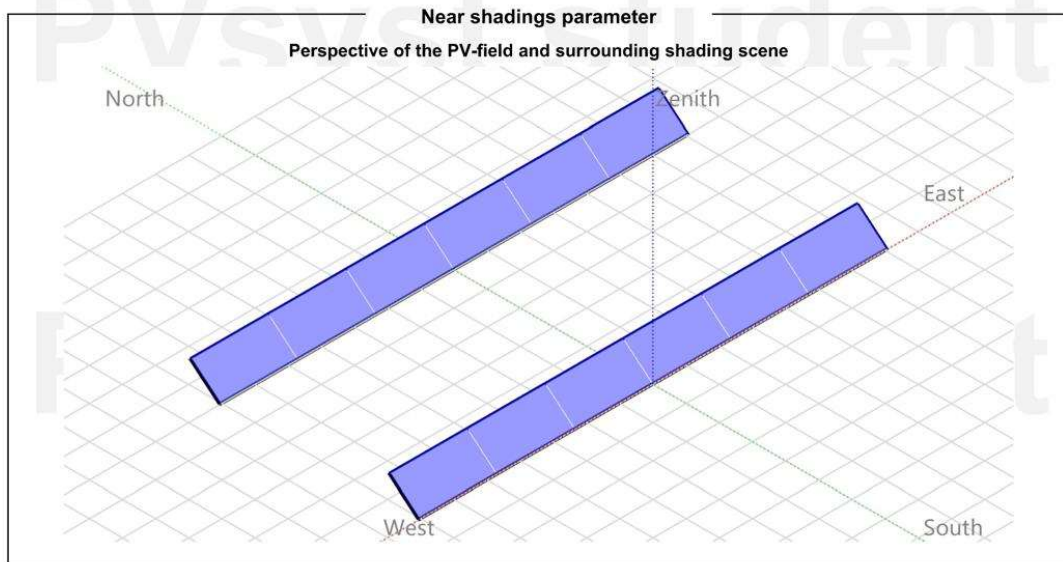


**PVsyst V8.0.19**  
 VCD, Simulation date:  
 12/05/26 12:56  
 with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 12\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)





Project: prado sesue 3

Variant: 12\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

PVsyst V8.0.19

VCD, Simulation date:  
12/05/26 12:56  
with V8.0.19

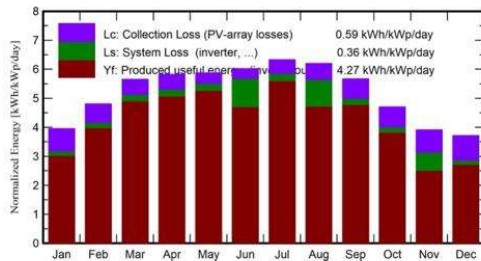
**Main results**

**System Production**

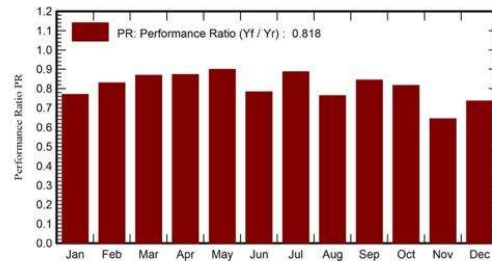
Produced Energy 11228 kWh/year  
Used Energy 34963 kWh/year

Specific production 1559 kWh/kWp/year  
Perf. Ratio PR 81.81 %  
Solar Fraction SF 28.64 %  
Bifacial perf. ratio 75.12 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	63.1	23.97	2.98	122.4	96.0	711	3063	630	48.7	2433
February	85.0	30.61	4.77	134.6	114.4	841	3058	753	51.2	2305
March	131.7	46.10	6.08	175.3	154.9	1145	3058	1000	96.8	2058
April	157.9	55.27	8.61	174.8	156.9	1147	3161	1038	60.0	2123
May	191.3	63.13	13.80	181.9	166.0	1230	2656	986	192.1	1670
June	198.8	61.62	17.07	180.5	165.6	1229	2971	932	85.6	2039
July	211.7	55.04	21.63	196.2	180.6	1308	2332	1033	220.3	1299
August	182.6	47.48	20.15	192.1	175.9	1260	3597	986	70.3	2611
September	135.5	40.65	17.04	170.1	151.4	1081	4401	1037	-2.0	3364
October	96.6	30.91	13.59	145.7	125.2	896	1920	672	184.3	1248
November	63.9	24.27	6.98	117.3	93.3	679	1399	351	192.5	1048
December	55.9	20.69	2.65	115.2	86.8	640	3347	595	14.2	2752
Year	1574.0	499.74	11.32	1906.2	1667.1	12166	34963	10014	1213.8	24949

**Legends**

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

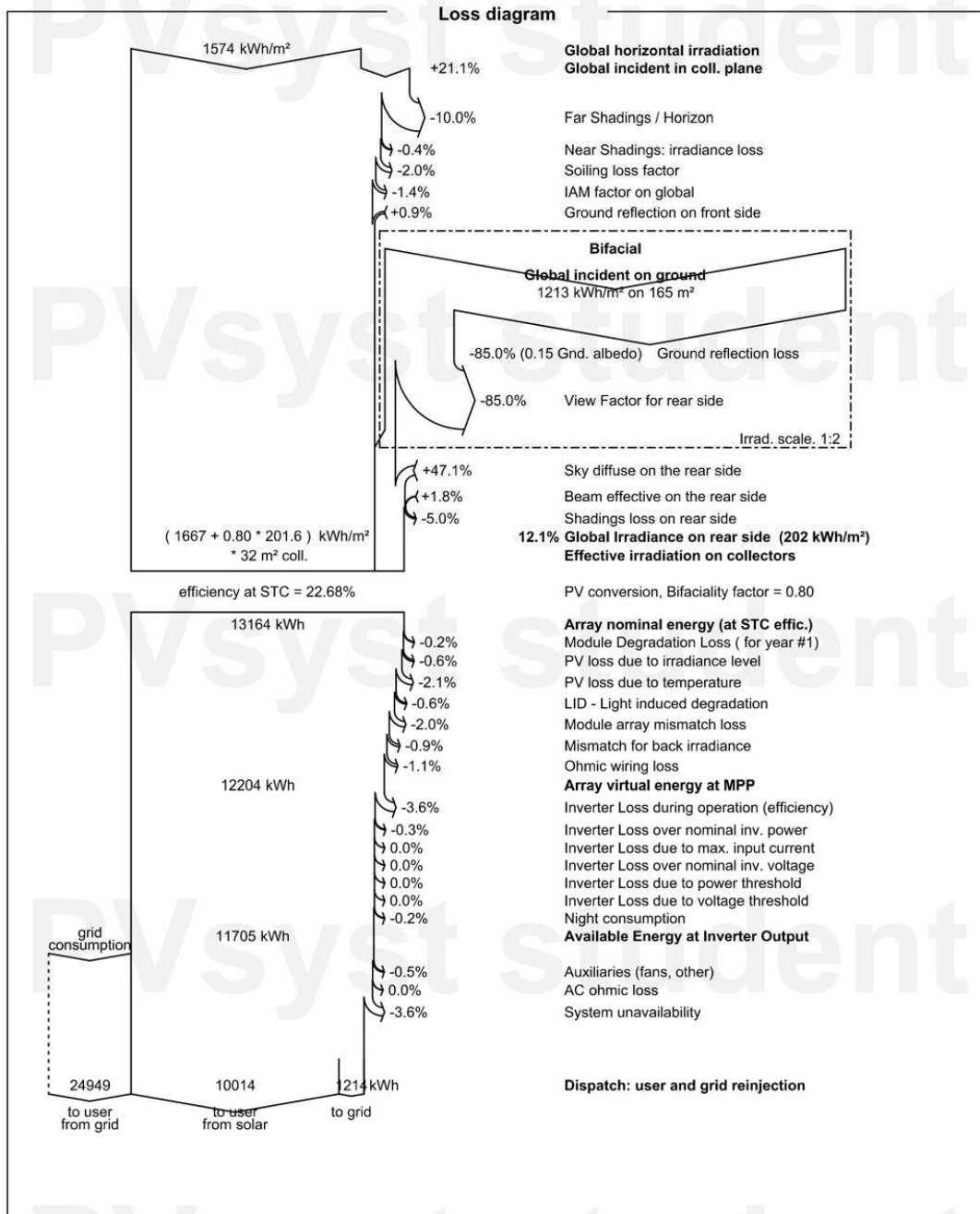


**PVsyst V8.0.19**  
VCD, Simulation date:  
12/05/26 12:56  
with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 12\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)



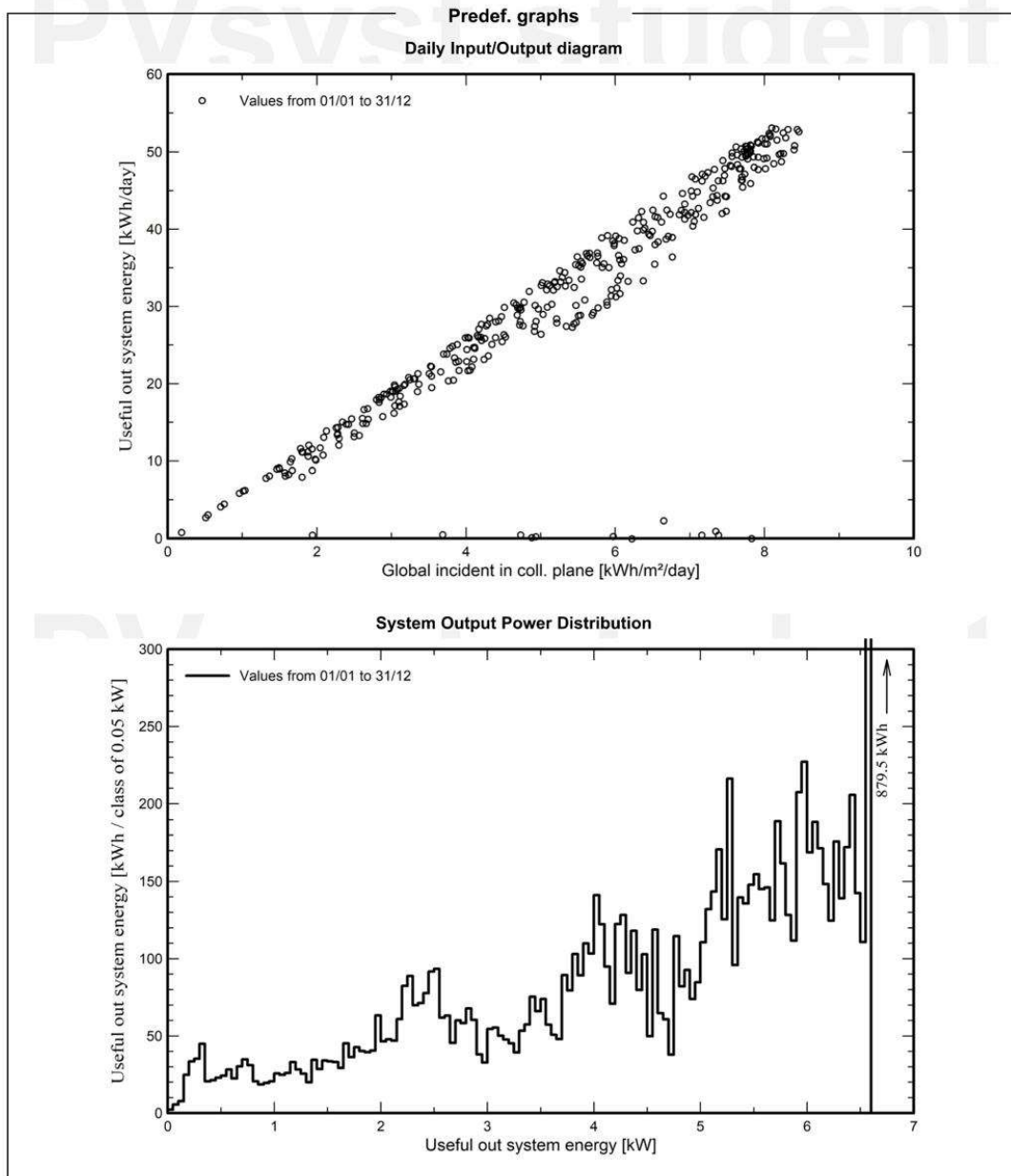


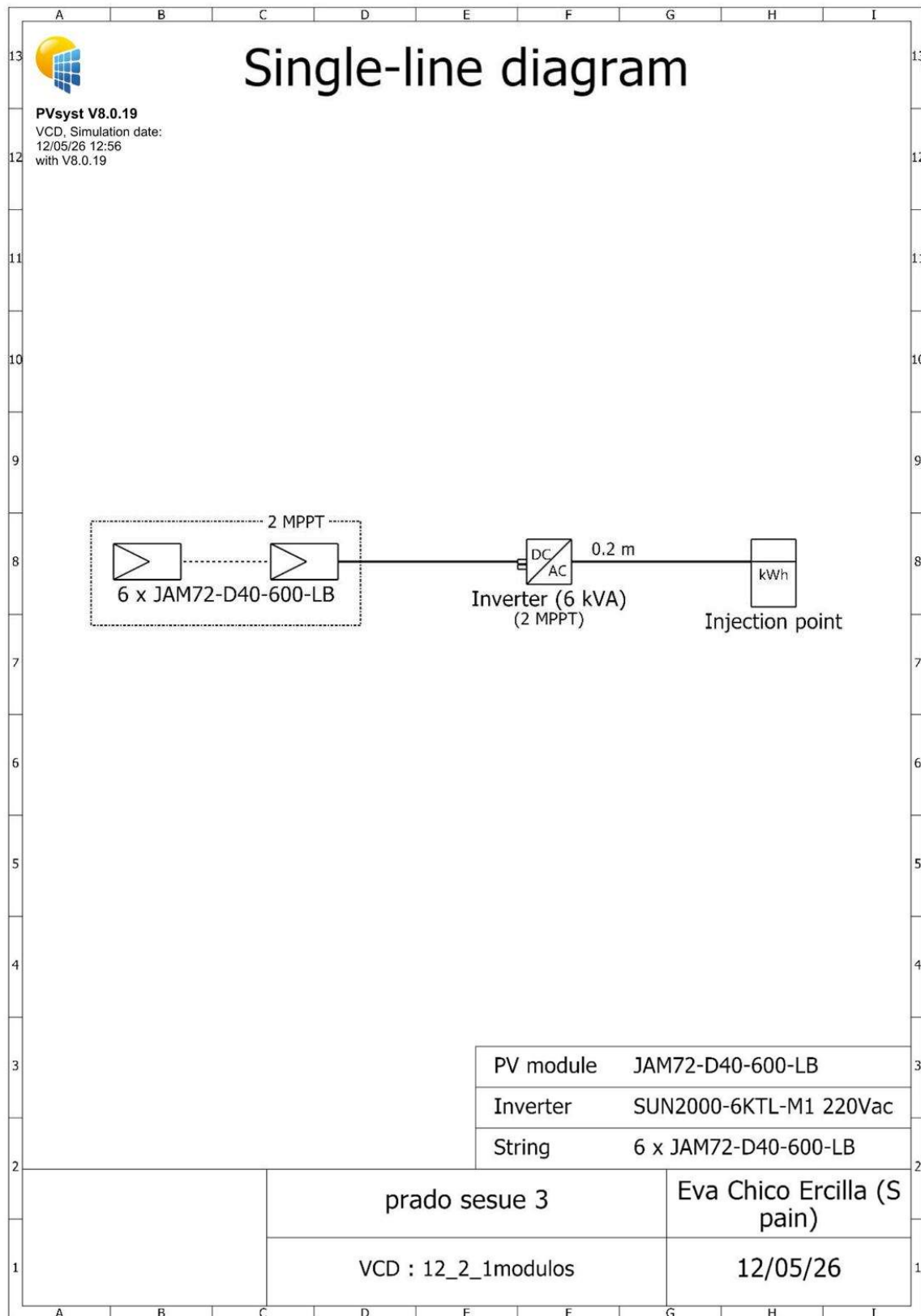
**PVsyst V8.0.19**  
VCD, Simulation date:  
12/05/26 12:56  
with V8.0.19

Project: prado sesue 3

Variant: 12\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)







PVsyst V8.0.19

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: prado sesue 3 albedo 0.15

Variant: 14\_2\_1modulos

Sheds, single array

System power: 8.40 kWp

Prado sesue version 3 BUENA - Spain

**Author**

Eva Chico Ercilla (Spain)



Project: prado sesue 3 albedo 0.15

Variant: 14\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

**PVsyst V8.0.19**

VCF, Simulation date:  
14/05/26 11:40  
with V8.0.19

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
Prado sesue version 3 BUENA		Latitude	42.55 °(N)	Albedo	0.20
España		Longitude	0.47 °(E)		
		Altitude	969 m		
		Time zone	UTC		
<b>Weather data</b>					
Prado sesue version 3 BUENA					
Una buena mezcla - Sintético					

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Sheds, single array</b>		<b>User's needs</b>	
Simulation for year no 1		Linear shadings : Fast (table)		Ext. defined as file pvsyst_consumos_horarios_hotel_sesue.csv	
<b>Orientation #1</b>		<b>Near Shadings</b>			
<b>Fixed plane</b>					
Tilt/Azimuth	40 / 0 °				
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules		14 units		<b>Inverters</b>	
Pnom total		8.40 kWp		Nb. of units	1 unit
				Total power	8 kWac
				Pnom ratio	1.05

**Results summary**

Produced Energy	13115 kWh/year	Specific production	1561 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.90 %
Used Energy	34963 kWh/year			Solar Fraction SF	31.45 %
				Bifacial perf. ratio	75.20 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



Project: prado sesue 3 albedo 0.15

Variant: 14\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

**PVsyst V8.0.19**

VCF, Simulation date:  
14/05/26 11:40  
with V8.0.19

**General parameters**

Grid-Connected System		Sheds, single array	
<b>Orientation #1</b>		<b>Sheds configuration</b>	
Fixed plane		Nb. of sheds	2 units
Tilt/Azimuth	40 / 0 °	Single array	
		<b>Shading limit angle</b>	
		Limit profile angle	8.2 °
		<b>Sizes</b>	
		Sheds spacing	6.00 m
		Sensitive width	1.13 m
		GCR Shading	19.2 %
		Top inactive band	0.02 m
		Bottom inactive band	0.02 m
<b>Models used</b>		<b>Horizon</b>	
Transposition	Perez	Average Height	15.6 °
Diffuse	Perez, Meteonorm		
Circumsolar	separate		
<b>Bifacial system definition</b>		<b>Near Shadings</b>	
<b>Orientation #1</b>		Linear shadings : Fast (table)	
<b>Bifacial system</b>		<b>User's needs</b>	
Model		Ext. defined as file	
Unlimited Sheds 2D Model		pvsyst_consumos_horarios_hotel_sesue.csv	
<b>Bifacial model geometry</b>			
Sheds spacing	6.00 m		
Sheds width	1.15 m		
Limit profile angle	8.2 °		
GCR Bifacial	19.2 %		
Height above ground	1.50 m		
Nb. of sheds	2 units		
<b>Bifacial model definitions</b>			
Ground albedo	0.15		
Bifaciality factor	80 %		
Rear shading factor	5.0 %		
Rear mismatch loss	10.0 %		
Shed transparent fraction	0.0 %		

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
3063	3058	3058	3161	2656	2971	2332	3597	4401	1920	1399	3347	34963	kWh

**PV Array Characteristics**

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM72-D40-600-LB	Model	SUN2000-8KTL-M1-400V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	8.00 kWac
Number of PV modules	14 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	8.40 kWp	Total power	8.0 kWac
Modules	2 string x 7 In series	Operating voltage	140-980 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>52°C)	8.80 kWac
Pmpp	7.77 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.05
U mpp	281 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	28 A		



Project: prado sesue 3 albedo 0.15

Variant: 14\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

**PVsyst V8.0.19**

VCF, Simulation date:  
14/05/26 11:40  
with V8.0.19

#### PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	8 kWp	Total power	8 kWac
Total	14 modules	Max. power	8.8 kWac
Module area	37.0 m <sup>2</sup>	Number of inverters	1 unit
Cell area	33.4 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.05

#### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	166 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	1.50 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>				
Loss Fraction	0.60 %	Loss Fraction	0.00 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP			
<b>Module average degradation</b>								
Year no	1							
Loss factor	0.4 %/year							
Imp / Vmp contributions	80% / 20%							
<b>Mismatch due to degradation</b>								
Imp RMS dispersion	0 %/year							
Vmp RMS dispersion	0 %/year							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

#### System losses

<b>Unavailability of the system</b>		<b>Auxiliary losses</b>	
Time fraction	3.0 %	Proportional to Power	5.0 W/kW
	10.9 days,	0.0 kW from Power thresh.	
	3 periods		

#### AC wiring losses

<b>Inv. output line up to injection point</b>	
Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	0.02 % at STC
<b>Inverter: SUN2000-8KTL-M1-400V</b>	
Wire section (1 Inv.)	Alu 1 x 3 x 2 mm <sup>2</sup>
Wires length	0 m



**PVsyst V8.0.19**  
VCF, Simulation date:  
14/05/26 11:40  
with V8.0.19

Project: prado sesue 3 albedo 0.15

Variant: 14\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

**Horizon definition**

Horizon from PVGIS website API, Lat=42°33'3", Long=0°28'11", Alt=969m

Average Height 15.6 ° Albedo Factor 0.36  
Diffuse Factor 0.86 Albedo Fraction 100 %

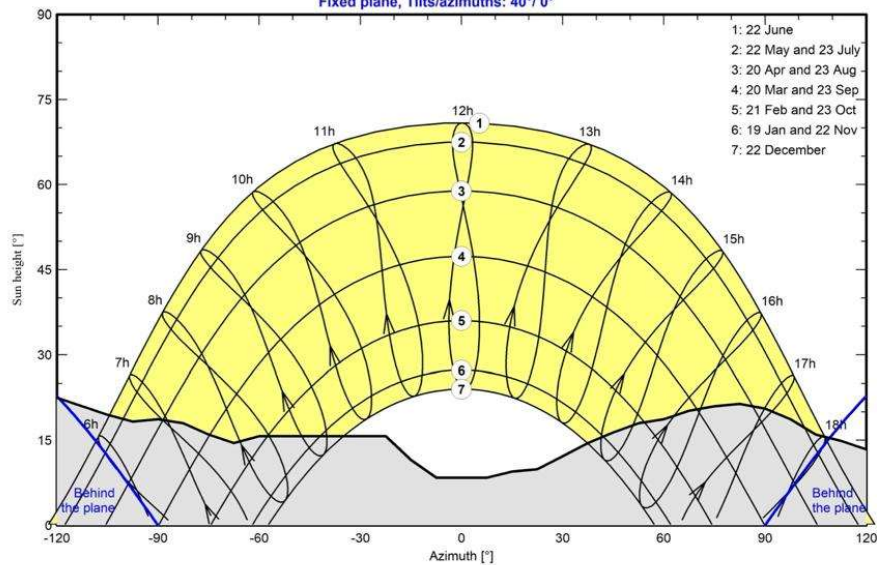
**Horizon profile**

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105
Height [°]	11.8	10.3	11.1	13.8	18.0	21.0	23.7	22.5	22.5	21.0	19.5
Azimuth [°]	-98	-90	-83	-75	-68	-60	-23	-15	-8	8	15
Height [°]	18.3	18.7	18.0	16.0	14.5	15.7	15.7	11.5	8.4	8.4	9.5
Azimuth [°]	23	30	38	45	53	60	68	75	83	90	98
Height [°]	9.9	12.2	14.5	16.4	18.0	18.7	20.2	21.0	21.4	20.6	18.7
Azimuth [°]	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	16.0	14.9	13.4	11.5	10.7	13.8	16.0	14.9	14.5	12.6	11.8

**Sun Paths (Height / Azimuth diagram)**

**Orientation #1**

Fixed plane, Tilts/azimuths: 40°/ 0°



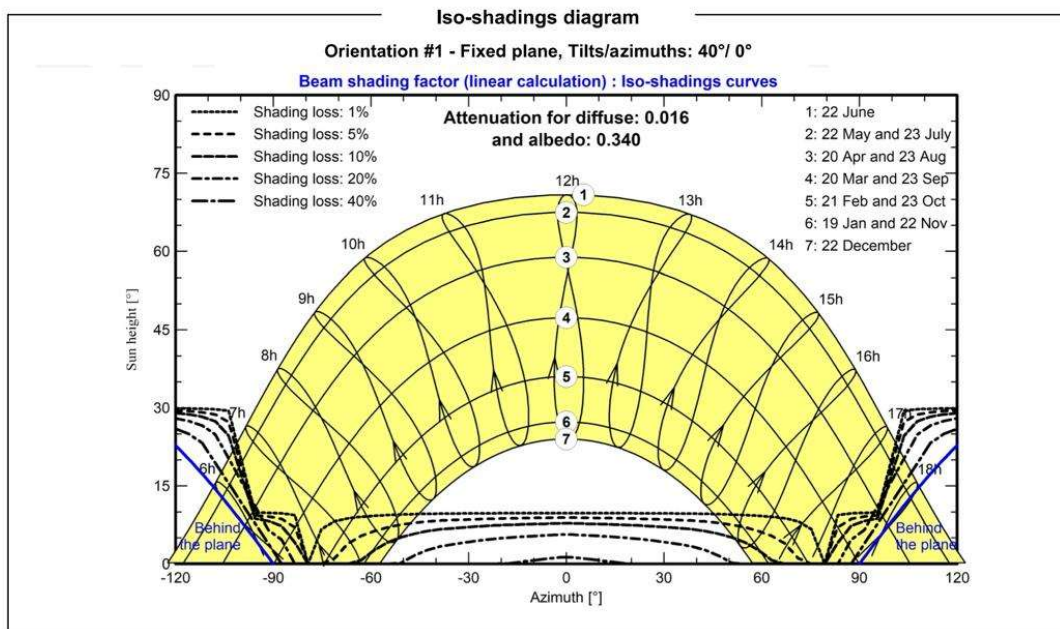
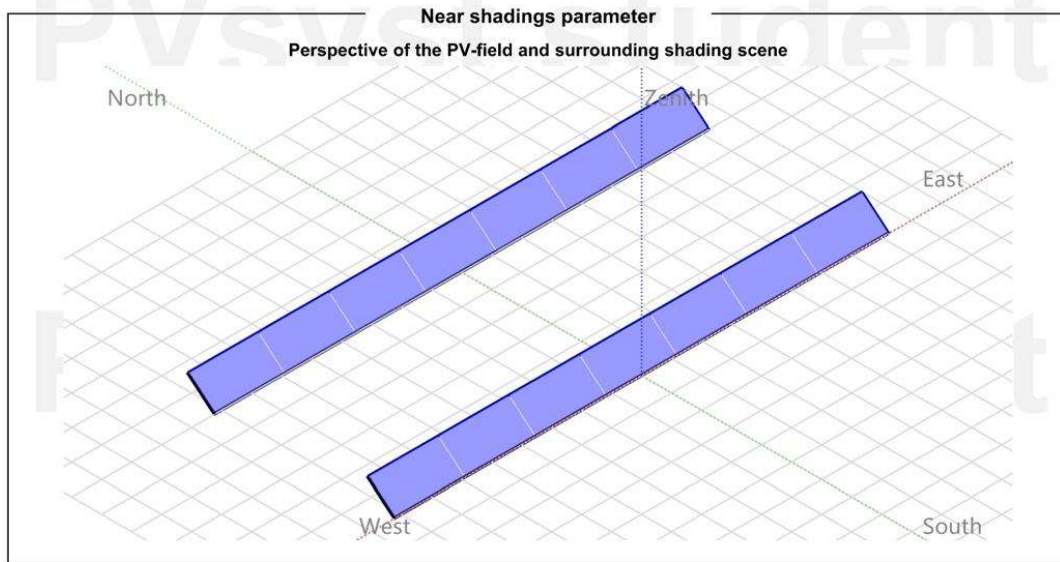


**PVsyst V8.0.19**  
 VCF, Simulation date:  
 14/05/26 11:40  
 with V8.0.19

Project: prado sesue 3 albedo 0.15

Variant: 14\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)





Project: prado sesue 3 albedo 0.15

Variant: 14\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

PVsyst V8.0.19

VCF, Simulation date:  
14/05/26 11:40  
with V8.0.19

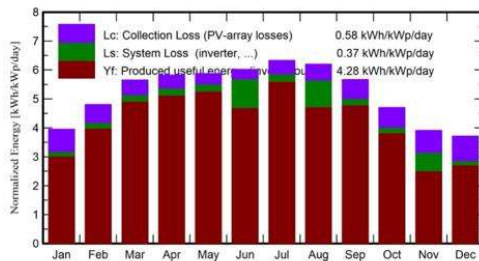
### Main results

#### System Production

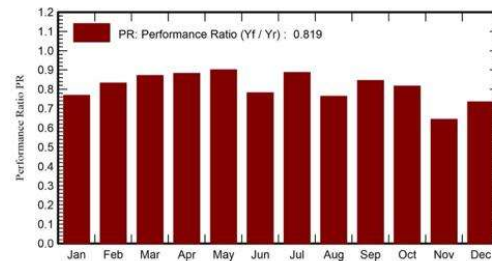
Produced Energy 13115 kWh/year  
Used Energy 34963 kWh/year

Specific production 1561 kWh/kWp/year  
Perf. Ratio PR 81.90 %  
Solar Fraction SF 31.45 %  
Bifacial perf. ratio 75.20 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	63.1	23.97	2.98	122.4	96.0	829	3063	693	97.3	2370
February	85.0	30.61	4.77	134.6	114.4	985	3058	824	116.8	2234
March	131.7	46.10	6.08	175.3	154.9	1342	3058	1101	182.0	1957
April	157.9	55.27	8.61	174.8	156.9	1355	3161	1145	149.3	2016
May	191.3	63.13	13.80	181.9	166.0	1439	2656	1069	305.8	1587
June	198.8	61.62	17.07	180.5	165.6	1434	2971	1017	168.7	1954
July	211.7	55.04	21.63	196.2	180.6	1528	2332	1120	340.7	1212
August	182.6	47.48	20.15	192.1	175.9	1473	3597	1077	155.7	2520
September	135.5	40.65	17.04	170.1	151.4	1264	4401	1200	8.2	3201
October	96.6	30.91	13.59	145.7	125.2	1047	1920	715	284.7	1205
November	63.9	24.27	6.98	117.3	93.3	794	1399	367	266.5	1032
December	55.9	20.69	2.65	115.2	86.8	746	3347	667	43.7	2680
Year	1574.0	499.74	11.32	1906.2	1667.0	14236	34963	10995	2119.4	23968

#### Legends

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



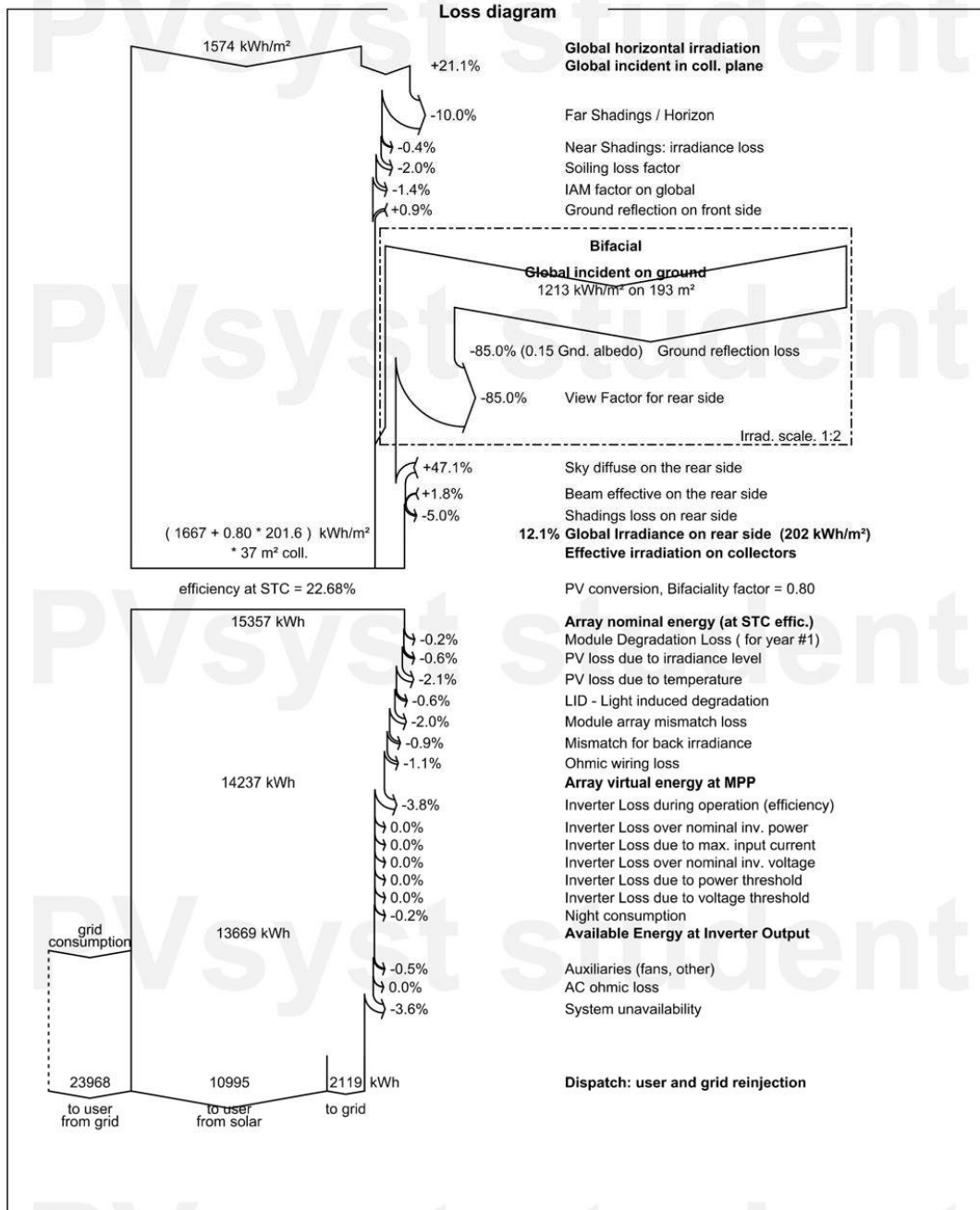
Project: prado sesue 3 albedo 0.15

Variant: 14\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

PVsyst V8.0.19

VCF, Simulation date:  
14/05/26 11:40  
with V8.0.19





Project: prado sesue 3 albedo 0.15

Variant: 14\_2\_1modulos

Eva Chico Ercilla (Spain)

**PVsyst V8.0.19**  
 VCF, Simulation date:  
 14/05/26 11:40  
 with V8.0.19

