



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA SOLUCIÓN ÓPTIMA PARA LA INSTALACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS EN UNA NAVE LOGÍSTICA

Autor: Pablo Rocamora Labat

Director: Alberto David Jáñez Cordero

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis técnico-económico de la solución óptima para la instalación de paneles
fotovoltaicos en una nave logística

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Pablo Rocamora Labat

Fecha: 23/06/2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Alberto David Jáñez Cordero

Fecha: 18/07/2023



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA SOLUCIÓN ÓPTIMA PARA LA INSTALACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS EN UNA NAVE LOGÍSTICA

Autor: Pablo Rocamora Labat

Director: Alberto David Jáñez Cordero

Madrid

Agradecimientos

Agradezco a mis padres toda la comprensión mostrada a lo largo de esta ardua carrera. A Alberto, mi director, le agradezco su apoyo y consejo durante este proyecto.

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA SOLUCIÓN ÓPTIMA PARA LA INSTALACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS EN UNA NAVE LOGÍSTICA

Autor: Rocamora Labat, Pablo.

Director: Jáñez Cordero, Alberto David.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se ha creado un programa que diseña la instalación fotovoltaica óptima, tanto su aspecto técnico como el económico, para cualquier nave logística española con un gran espacio de cubierta disponible. Este programa tiene dos criterios de diseño: máxima producción de energía y máximo beneficio económico.

1. Introducción

La tecnología fotovoltaica posee las siguientes ventajas principales: es renovable, no produce gases de efecto invernadero y la fuente de energía es gratuita y está presente en todo el mundo. Además, esta tecnología ha permitido el desarrollo de una manera diferente a la tradicional de generación: el autoconsumo eléctrico.

Hasta el año 2019 la legislación española dificultaba las instalaciones de paneles fotovoltaicos como las de este proyecto. Esta situación cambió cuando entró en vigor el Real Decreto 244/2019 [1] que reguló las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, con el objetivo de promoverlo. En este proyecto las instalaciones se acogen a la modalidad de autoconsumo con venta de excedentes al mercado eléctrico.

El análisis de otros proyectos similares hechos con anterioridad [2] [3] lleva a la conclusión de que la mejor solución fotovoltaica para una nave logística es la que se conecta a la red y está compuesta por paneles fotovoltaicos fijos de silicio monocristalino. Los principales componentes de una instalación conectada a la red son los paneles y los inversores [4].

2. Definición del proyecto

La motivación principal es mejorar las instalaciones fotovoltaicas, aportando diseños más eficientes y menos costosos que los presentes en las instalaciones actuales. Esta mejora se refleja en dos parámetros: rendimiento de la instalación y el tiempo de amortización. Estos parámetros principalmente dependen de los siguientes elementos: orientación e inclinación de los paneles, distancia entre filas de paneles, y paneles e inversores escogidos.

Se ha creado un programa en Matlab específico para naves logísticas en España que necesita poca información y permite hacer un diseño rápido. A diferencia de la mayoría de las soluciones de cálculo de instalaciones fotovoltaicas, en este proyecto se consideran las pérdidas debidas a la sombra que los paneles crean en los posteriores. Estas pérdidas afectan a la cantidad de irradiación que reciben los paneles y a la distancia entre filas de paneles que se define.

Los datos de irradiación y temperatura necesarios se obtienen de PVGIS [6]. Esto es una herramienta de la Unión Europea accesible mediante internet que además calcula las

pérdidas por orientación e inclinación de los paneles. Para contrastar los resultados obtenidos por el programa se utiliza el programa de simulación PVsyst.

3. Descripción del modelo

La superficie ocupada por los paneles siempre será menor a la superficie total de la cubierta. Esto se debe a las dimensiones de los paneles y a la orientación de la nave. Es por esto que se ha creado una fórmula que devuelve la superficie aprovechada en función de la superficie de la cubierta: $Sup_{apro} = Sup_{cub} \times (1 - 0,06 \times e^{-2 \times 10^{-5} \times Sup_{cub}})$

Para determinar el panel y el inversor idóneos para las instalaciones se ha hecho un estudio de mercado. Se ha optado por dos modelos de panel y dos modelos de inversor, entre los cuales el programa escoge en función del criterio de diseño.

Las líneas de paneles conectadas en serie se conectan en paralelo a los inversores, respetando la tensión máxima y la intensidad máxima de los inversores. Se diseña la instalación con el máximo número de paneles en serie posible, para que el inversor trabaje a una tensión cercana a la máxima.

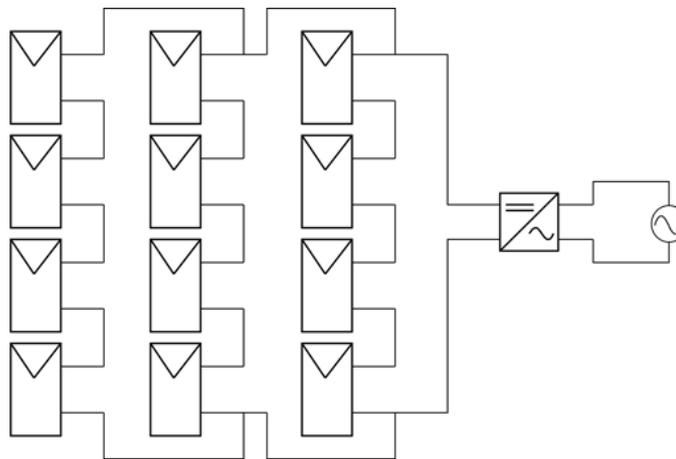


Ilustración 1. Esquema de conexión de paneles a inversor [12]

Para conocer el rendimiento de la instalación (PR) se calculan las pérdidas por temperatura y se estiman las pérdidas por dispersión, polvo y suciedad, reflexión, cableado y parada. [4] [7]

La energía generada (EG) por la instalación depende de la irradiación recibida (G), el rendimiento de la instalación y el rendimiento de los paneles. Su cálculo se realiza con la siguiente expresión: $EG = G \cdot PR \cdot \frac{P}{I_{CEM}}$ [4]

El precio del mercado eléctrico lo determina el operador del mercado, el OMIE, y es el que se paga por los excedentes vertidos a la red por la instalación. Se trata de un valor necesario para el cálculo de los ingresos que se obtienen. Para determinar su valor medio mensual se han tomado los valores mensuales disponibles en formato Excel en la página web del OMIE [8] y se ha realizado una media ponderada utilizando Matlab. La energía fotovoltaica suele ser más barata debido a los momentos en los que su abundancia no casa con la necesidad y una capacidad de almacenamiento limitada. Este hecho se ha tenido en cuenta con el apuntamiento.[9]

Se han estimado los costes de operación y mantenimiento para calcular los ingresos. Para determinar la inversión inicial se han estimado los costes de: soporte, cableado, aparatos de maniobra y protección, mano de obra y transporte. [10]

4. Resultados

Se han obtenido resultados para distintos casos; con diferentes tamaños de cubierta y localización. El simulador utilizado, PVsyst, ha servido para demostrar que dichos valores son correctos y realistas. Se muestra una de las gráficas obtenidas del programa diseñado para una nave de 7140 m² situada en Villalba del Alcor con el criterio de máxima generación.

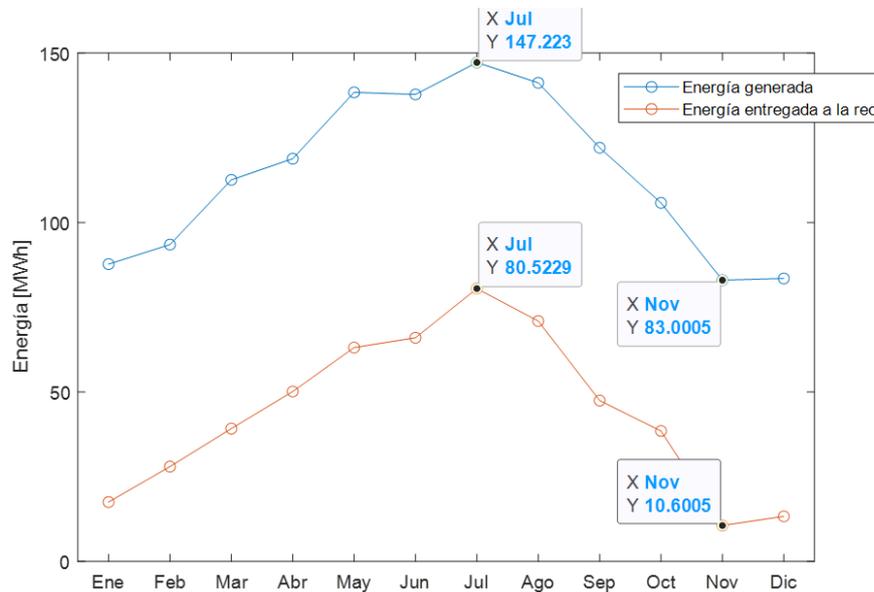


Ilustración 2. Energía generada y entregada por la instalación

5. Conclusiones

En las distintas soluciones que se han calculado, se ha logrado unos valores de rendimiento alrededor del 83%, y unos tiempos de amortización que rondan los cuatro años y seis meses; lo cual refleja que se ha mejorado lo presente actualmente en España. [7] [4] [11]

6. Referencias

- [1] BOE. “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”, 5 de abril 2019. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2019/BOE-A-2019-5089-consolidado.pdf>.
- [2] Espinagosa, G. “Proyecto ejecución sistema fotovoltaico de autoconsumo con venta de excedentes de 490 kwn y 580 kwp”, 1 de julio 2021. https://www.aragon.es/documents/20127/90128074/3.+Proyecto_+Belver+de+Cinca+850+kwp_490kwn_Visado.pdf/609d9d5c-0220-d570-7e1f-f404075582e3?t=1626772761345.
- [3] Larrea Basterra, M., Castro Legarza, U., Álvarez Pelegry, E. “Instalaciones fotovoltaicas aisladas y conectadas a la red eléctrica”, marzo 2017.
- [4] Casa, M., Barrio, M. “Instalaciones solares fotovoltaicas”, 2012
- [5] Tecnosol. “INVERTIR en la CONEXION A RED ELECTRICA”, <https://tecnosolab.com/tecnosol/conexion-a-red>.

- [6] PVGIS. “DATOS MENSUALES DE IRRADIACIÓN”,
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.
- [7] IDAE. “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”, julio 2011.
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf.
- [8] OMIE. “Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario”,
<https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2021&system=1>.
- [9] Valles, M. “APUNTAMIENTO FOTOVOLTAICO: ¿Qué es? ¿Cómo afecta a los productores? ¿Cómo hacer una cobertura de precios con este apuntamiento?”, 11 de mayo 2021. <https://es.linkedin.com/pulse/apuntamiento-fotovoltaico-qu%C3%A9-es-c%C3%B3mo-afecta-los-hacer-marcos-valles>.
- [10] Bellini, E. “Los costes de transporte se acercan al 4% de los costes de los módulos solares, cerca de los niveles prepandémicos”, 24 de noviembre 2022. <https://www.pv-magazine.es/2022/11/24/los-costes-de-transporte-se-acercan-al-4-de-los-costes-de-los-modulos-solares-cerca-de-los-niveles-prepandemicos/>.
- [11] Noya, C. “¿Cuánto se tarda en amortizar una instalación fotovoltaica en España? De tres a diez años”, 1 de junio 2022. <https://forococheselectricos.com/2022/06/cuanto-se-tarda-en-amortizar-una-instalacion-fotovoltaica.html>.
- [12] SESLab, “Inversores conectados a red: tipos”,
http://seslab.org/fotovoltaico/15_inversores_conectados_a_red_tipos.html.

TECHNICAL AND ECONOMICAL ANALYSIS OF THE OPTIMAL SOLUTION FOR THE INSTALLATION OF SOLAR PANELS IN A LOGISTICS WAREHOUSE

Author: Rocamora Labat, Pablo.

Supervisor: Jáñez Cordero, Alberto David.

ABSTRACT

In this project, a program has been created that designs the optimal photovoltaic installation, considering both its technical and economic aspects, for any Spanish logistics warehouse with a large available roof space. This program has two design criteria: maximum energy production and maximum economic benefit.

1. Introduction

Photovoltaic technology possesses the following main advantages: it is renewable, does not produce greenhouse gases, and the energy source is free and available worldwide. Additionally, this technology has enabled a different approach to energy generation, known as self-consumption.

Until 2019, Spanish legislation posed challenges for photovoltaic panel installations, such as the ones in this project. This situation changed with the implementation of the Royal Decree 244/2019 [1], which regulated the administrative, technical, and economic conditions for electric energy self-consumption, aiming to promote it. In this project, the installations fall under the category of self-consumption with surplus electricity sold to the grid.

Analysis of previous similar projects [2] [3] leads to the conclusion that the optimal photovoltaic solution for a logistics warehouse is a grid-connected system comprised of fixed monocrystalline silicon photovoltaic panels. The main components of a grid-connected installation are the panels and inverters [4].

2. Project definition

The main motivation is to improve photovoltaic installations by providing more efficient and cost-effective designs compared to existing installations. This improvement is reflected in two parameters: installation performance and payback period. These parameters primarily depend on the following elements: panel orientation and tilt, distance between panel rows, and the selection of panels and inverters.

A specific Matlab program has been developed for logistics warehouses in Spain, which requires minimal information and enables rapid design. Unlike most photovoltaic installation calculation solutions, this project takes into account the losses caused by shading from panels in subsequent rows. These losses impact the amount of irradiation received by the panels and the defined distance between panel rows.

The required irradiation and temperature data are obtained from PVGIS [6], an online tool provided by the European Union that also calculates losses due to panel orientation and tilt. To validate the results obtained by the program, the PVsyst simulation software is used.

3. Model description

The surface area occupied by the panels will always be smaller than the total roof area. This is due to the dimensions of the panels and the orientation of the warehouse. Therefore, a formula has been developed to calculate the utilized surface area based on the total roof area: $Sup_{apro} = Sup_{cub} \times (1 - 0,06 \times e^{-2 \times 10^{-5} \times Sup_{cub}})$

To determine the ideal panel and inverter for the installations, a market study has been conducted. Two panel models and two inverter models have been selected, from which the program chooses based on the design criteria.

The panel rows connected in series are then connected in parallel to the inverters, respecting the maximum voltage and current ratings of the inverters. The installation is designed with the maximum number of panels in series possible, allowing the inverter to operate at a voltage close to its maximum capacity.

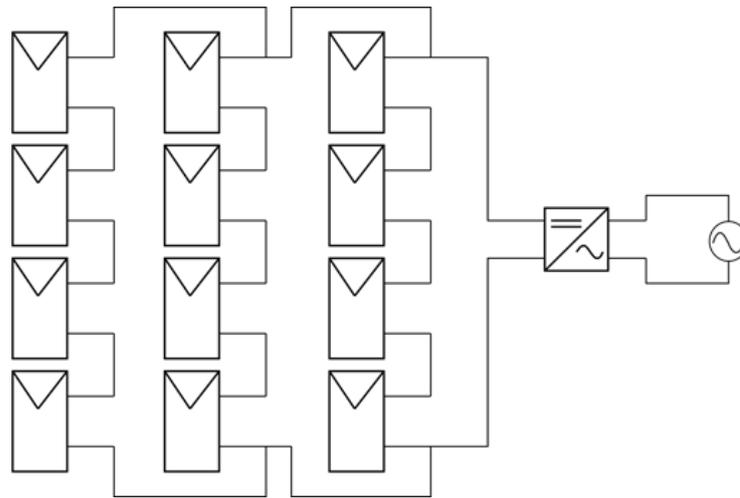


Figure 1. Panel-to-Inverter Connection Diagram [12]

To determine the performance ratio (PR) of the installation, losses due to temperature, as well as estimations for losses from dispersion, dust and dirt, reflection, wiring, and downtime are calculated [4] [7].

The energy generated (EG) by the installation depends on the received irradiation (G), the performance ratio of the installation, and the panel efficiency. Its calculation is done using the following expression: $EG = G \cdot PR \cdot \frac{P}{I_{CEM}}$ [4]

The price of electricity is determined by the market operator, OMIE, and it is the price paid for the surplus energy injected into the grid by the installation. This value is necessary for calculating the income obtained. To determine the monthly average price, available monthly values in Excel format were obtained from the OMIE website [8], and a weighted average was calculated using Matlab. Photovoltaic energy tends to be cheaper during periods when its abundance does not align with demand and due to limited storage capacity. This factor has been taken into account with the concept of curtailment [9].

Operation and maintenance costs have been estimated to calculate the income. To determine the initial investment, the costs of support structures, wiring, control and protection devices, labor, and transportation have been considered [10].

4. Results

Results have been obtained for different scenarios, including various roof sizes and locations. The PVsyst simulation software has been used to validate the accuracy and realism of these values. Here is one of the graphs generated by the program designed for a 7140 m² warehouse located in Villalba del Alcor, using the criterion of maximum energy generation. Note that it is in Spanish.

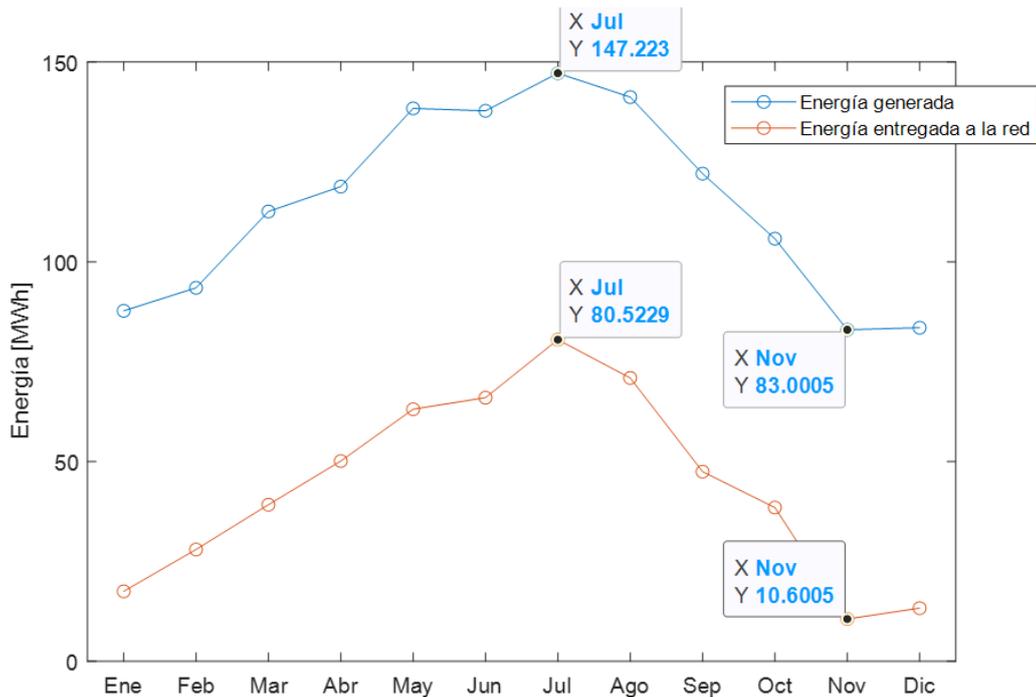


Figure 2. Energy generated and injected by the installation

5. Conclusion

In the different solutions that have been calculated, a performance ratio of around 83% has been achieved, along with payback periods of approximately four years and six months. These results reflect an improvement over the current situation in Spain [7] [4] [11].

6. References

- [1] BOE. “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”, 5 de abril 2019. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2019/BOE-A-2019-5089-consolidado.pdf>.
- [2] Espinagosa, G. “Proyecto ejecución sistema fotovoltaico de autoconsumo con venta de excedentes de 490 kwn y 580 kwp”, 1 de julio 2021. https://www.aragon.es/documents/20127/90128074/3.+Proyecto_+Belver+de+Cinca+850+kwp_490kwn_Visado.pdf/609d9d5c-0220-d570-7e1f-f404075582e3?t=1626772761345.
- [3] Larrea Basterra, M., Castro Legarza, U., Álvarez Pelegry, E. “Instalaciones fotovoltaicas aisladas y conectadas a la red eléctrica”, marzo 2017.
- [4] Casa, M., Barrio, M. “Instalaciones solares fotovoltaicas”, 2012
- [5] Tecnosol. “INVERTIR en la CONEXION A RED ELECTRICA”, <https://tecnosolab.com/tecnosol/conexion-a-red>.
- [6] PVGIS. “DATOS MENSUALES DE IRRADIACIÓN”, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.

- [7] IDAE. “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”, julio 2011. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf.
- [8] OMIE. “Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario”, <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2021&system=1>.
- [9] Valles, M. “APUNTAMIENTO FOTOVOLTAICO: ¿Qué es? ¿Cómo afecta a los productores? ¿Cómo hacer una cobertura de precios con este apuntamiento?”, 11 de mayo 2021. <https://es.linkedin.com/pulse/apuntamiento-fotovoltaico-qu%C3%A9-es-c%C3%B3mo-afecta-los-hacer-marcos-valles>.
- [10] Bellini, E. “Los costes de transporte se acercan al 4% de los costes de los módulos solares, cerca de los niveles prepandémicos”, 24 de noviembre 2022. <https://www.pv-magazine.es/2022/11/24/los-costes-de-transporte-se-acercan-al-4-de-los-costes-de-los-modulos-solares-cerca-de-los-niveles-prepandemicos/>.
- [11] Noya, C. “¿Cuánto se tarda en amortizar una instalación fotovoltaica en España? De tres a diez años”, 1 de junio 2022. <https://forococheselectricos.com/2022/06/cuanto-se-tarda-en-amortizar-una-instalacion-fotovoltaica.html>.
- [12] SESLab, “Inversores conectados a red: tipos”, http://seslab.org/fotovoltaico/15_inversores_conectados_a_red_tipos.html.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción.....	6
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías	8
2.1 Conceptos básicos	8
2.2 Orientación e inclinación de los paneles	9
2.3 Componentes de la instalación.....	10
2.4 Legislación.....	13
2.5 Herramientas de trabajo	15
2.6 Estado de la cuestión.....	16
Capítulo 3. Definición del Trabajo.....	17
3.1 Justificación	17
3.2 Objetivos	18
3.3 Metodología.....	18
Capítulo 4. Modelo Desarrollado	20
4.1 PVGIS.....	20
4.2 Estudio de mercado	20
4.3 Distancia mínima.....	23
4.4 Pérdidas por sombra	23
4.5 Rendimiento.....	24
4.6 Superficie aprovechada.....	25
4.7 Configuración del sistema	26
4.8 Energía eléctrica generada.....	27
4.9 Precio del mercado eléctrico.....	27
4.9.1 Apuntamiento.....	29
4.10 Costes de la instalación	30
4.11 Programa	30
4.11.1 Guía de usuario	32
4.11.2 Código	34
Capítulo 5. Análisis de Resultados	43
5.1 Nave en Villalba del Alcor de 7140 m ² . objetivo iii.....	43
5.2 Nave en Villalba del Alcor de 7140 m ² . objetivo iv.....	51

5.3 Nave en Villacarriedo de 7140 m ² . objetivo iii.....	58
5.4 Nave en Valdemorales de 21 16 m ² . objetivo iv.....	66
Capítulo 6. Conclusiones y Trabajos Futuros	75
Capítulo 7. Bibliografía	77
ANEXO I 79	
ANEXO II 81	
ANEXO III 87	
Nave en Villalba del Alcor de 7140 m ² . objetivo iii	88
Nave en Villalba del Alcor de 7140 m ² . objetivo iv.....	93
Nave en Villacarriedo de 7140 m ² . objetivo iii.....	98
Nave en Valdemorales de 21 16 m ² . objetivo iv.....	103

Índice de figuras

Figura 1. Posición de la Tierra durante el año [5]	9
Figura 2. Trayectoria solar en España [7].....	9
Figura 3. Esquema de instalación a red [8].....	12
Figura 4. Esquema de una conexión de paneles a inversor [17].....	27
Figura 5. Precio mínimo, medio y máximo de la energía en 2021 [18]	28
Figura 6. Precio mínimo, medio y máximo de la energía en 2022 [18]	29
Figura 7. Ejemplo ilustrativo de PVGIS y los datos a introducir [21]	33
Figura 8. Irradiación mensual descontando pérdidas por sombra del ejemplo 5.1	46
Figura 9. Temperatura ambiente, de trabajo y pérdidas del ejemplo 5.1	46
Figura 10. Rendimiento de la instalación (PR) del ejemplo 5.1	47
Figura 11. Energía generada y entregada por la instalación del ejemplo 5.1	47
Figura 12. Dinero ahorrado e ingresos mensuales del ejemplo 5.1	48
Figura 13. Resumen de la simulación 5.1 en PVsyst	49
Figura 14. Diagrama de pérdidas de la instalación 5.1 de PVsyst.....	50
Figura 15. Irradiación mensual descontando pérdidas por sombra del ejemplo 5.2.....	53
Figura 16. Temperatura ambiente, de trabajo y pérdidas del ejemplo 5.2.....	54
Figura 17. Rendimiento de la instalación (PR) del ejemplo 5.2	54
Figura 18. Energía generada y entregada por la instalación del ejemplo 5.2	55
Figura 19. Dinero ahorrado e ingresos mensuales del ejemplo 5.2	56
Figura 20. Resumen de la simulación 5.2 en PVsyst	57
Figura 21. Diagrama de pérdidas de la instalación 5.2 de PVsyst.....	57
Figura 22. Irradiación mensual descontando pérdidas por sombra del ejemplo 5.3	61
Figura 23. Temperatura ambiente, de trabajo y pérdidas del ejemplo 5.3.....	61
Figura 24. Rendimiento de la instalación (PR) del ejemplo 5.3	62
Figura 25. Energía generada y entregada por la instalación del ejemplo 5.3	62
Figura 26. Dinero ahorrado e ingresos mensuales del ejemplo 5.3	63
Figura 27. Resumen de la simulación 5.3 en PVsyst	64
Figura 28. Diagrama de pérdidas de la instalación 5.3 de PVsyst.....	65
Figura 29. Irradiación mensual descontando pérdidas por sombra del ejemplo 5.4	69

Figura 30. Temperatura ambiente, de trabajo y pérdidas del ejemplo 5.4.....	69
Figura 31. Rendimiento de la instalación (PR) del ejemplo 5.4	70
Figura 32. Energía generada y entregada por la instalación del ejemplo 5.4	70
Figura 33. Dinero ahorrado e ingresos mensuales del ejemplo 5.4	71
Figura 34. Resumen de la simulación 5.4 en PVsyst	73
Figura 35. Diagrama de pérdidas de la instalación 5.4 de PVsyst.....	74

Índice de tablas

Tabla 1. Paneles solares ordenados por W/m^2	21
Tabla 2. Paneles solares ordenados por €/W	21
Tabla 3. Inversores ordenados por €/kW	22
Tabla 4. Precio medio de cada mes y medio general.....	29

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La luz solar es una fuente aprovechable mediante su transformación en energía eléctrica. Los paneles fotovoltaicos son capaces de dicha transformación mediante el efecto fotoeléctrico. Este efecto consiste en la emisión de electrones, es decir, electricidad, provocada por la incidencia de radiación electromagnética en un material. Los paneles están compuestos por células de materiales semiconductores como el silicio.

La primera célula solar fue construida por Charles Fritts en 1883 con selenio semiconductor y pan de oro, y las primeras células comerciales se fabricaron en la década de 1950. Con el paso de los años la principal mejora se ha dado en el rendimiento de las células, es decir, la cantidad de energía eléctrica generada por la energía solar recibida. Las células de los años 50 presentaban rendimientos del 6%. Actualmente, las eficientes presentan rendimientos alrededor del 20%.

La tecnología fotovoltaica posee las siguientes ventajas principales: es renovable, no produce gases de efecto invernadero y la fuente de energía es gratuita y está presente en todo el mundo. Es por esto que su presencia en la matriz energética ha ido creciendo y su trayectoria en las próximas décadas es ascendente. Además, esta tecnología ha permitido el desarrollo de una manera diferente a la tradicional de generación de electricidad: el autoconsumo eléctrico. Como indica el acertado término, el autoconsumo consiste en el uso de energía eléctrica por parte de quien la genera; esto supone ahorro económico e independencia de la red eléctrica. Los paneles fotovoltaicos son idóneos para el autoconsumo gracias a un conjunto de características: funcionan de manera independiente, es decir, no requieren de la atención y la intervención de personas para funcionar ni para acceder a la fuente de energía; son rentables a pequeña escala; son de fácil instalación, ya que son pocos componentes; no hacen ruido y el mantenimiento requerido es mínimo.

España es un país que presenta buenas condiciones para la tecnología fotovoltaica y es por ello que su potencial para energía solar es el mayor de Europa. Tiene grandes superficies, los días de sol son numerosos, la duración de los días no varía demasiado con las épocas del

año y la incidencia de la luz solar es más perpendicular que en la mayoría del continente europeo. Pese a esto, hasta 2019 la legislación española dificultaba el autoconsumo. Esta situación cambió cuando el 7 de abril de 2019 entró en vigor el Real Decreto 244/2019 que reguló las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, con el objetivo de promoverlo.

En este proyecto se estudia un caso de autoconsumo con placas fotovoltaicas en una nave logística. Las naves logísticas son ideales para la instalación de placas gracias a su tejado, ya que se trata de una superficie plana de gran expansión. Además, es un espacio que estaría en desuso si no se instalaran las placas. En estas naves el consumo de energía eléctrica es elevado, por lo que el recorte en coste puede ser considerable.

El uso de placas fotovoltaicas para autoconsumo en España ya es una realidad en la actualidad. Dicho esto, lleva siéndolo poco tiempo y está todavía en fase de desarrollo, en régimen transitorio; ya que su práctica está lejos de las expectativas para el futuro. Por lo tanto, las soluciones de paneles fotovoltaicos para el autoconsumo están lejos todavía de alcanzar su pleno desarrollo y de aquí surge la motivación de este proyecto: acercar dichas soluciones a su régimen permanente.

Contribuir al sector de la tecnología fotovoltaica con este proyecto no es la única motivación, también existe un interés personal. Me gustaría desarrollar mi carrera profesional en el mundo de la electricidad, por ello soy estudiante de ingeniería industrial especializado en ingeniería eléctrica. En concreto me interesa la generación de electricidad sin emitir gases de efecto invernadero porque me preocupa la salud de nuestro planeta. Creo que la tecnología fotovoltaica es una gran solución y que tendrá importancia en el futuro, especialmente en España. Por todo ello, con este proyecto espero indagar y aprender acerca del uso de placas fotovoltaicas para autoconsumo.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

2.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Una instalación fotovoltaica transforma la radiación proveniente del Sol en energía eléctrica. Si consideramos dicha radiación como una onda, se puede separar en distintas longitudes de onda. Las células solares que componen los paneles están diseñadas para captar principalmente la radiación que se conoce como luz visible porque es la que más energía contiene. La radiación solar se puede dividir en tres tipos: directa, difusa y reflejada o de albedo. La radiación directa es la que incide sin haber sufrido alteraciones ni en su trayectoria ni en su contenido energético. La radiación difusa es la que se ha visto reducida en contenido energético por la presencia de obstáculos como gases u otros. El albedo es la radiación que incide tras haber sido reflejada en alguna superficie, como el suelo. Los paneles solares captan los tres tipos de radiación. Respecto a la radiación solar, existen tres conceptos básicos: radiación, irradiancia e irradiación. La radiación es la energía emitida por el Sol a través de ondas electromagnéticas. La irradiancia es la potencia de la radiación solar incidente por metro cuadrado, se mide en W/m^2 y se adopta un valor por convenio de $1000 W/m^2$ (I_{CEM}) que corresponde con una de las condiciones estándares de medida (CEM). La irradiación solar es la energía de la radiación solar incidente por metro cuadrado y se mide en kWh/m^2 . [1]

La posición relativa del Sol respecto a un observador en la Tierra no solo varía en la dirección este-oeste, sino que también lo hace en la dirección norte-sur. De hecho, durante la mayor parte del año el Sol no sale exactamente por el Este, ni se pone exactamente por el Oeste, sino que lo hace ligeramente al sur o ligeramente al norte de estas direcciones. Esto se debe principalmente a que la inclinación del eje de la Tierra respecto del plano de su órbita es de $23,45^\circ$ y permanece prácticamente constante en todo momento. Debido a esto, el Sol incide perpendicularmente sobre el ecuador en los equinoccios y perpendicularmente sobre los trópicos durante los solsticios. En España, el Sol se encuentra al sur prácticamente durante todo el año, aunque esto es mucho más acusado en invierno que en verano. Se dice

prácticamente porque en verano el Sol se encuentra al norte durante las primeras y las últimas horas de luz.

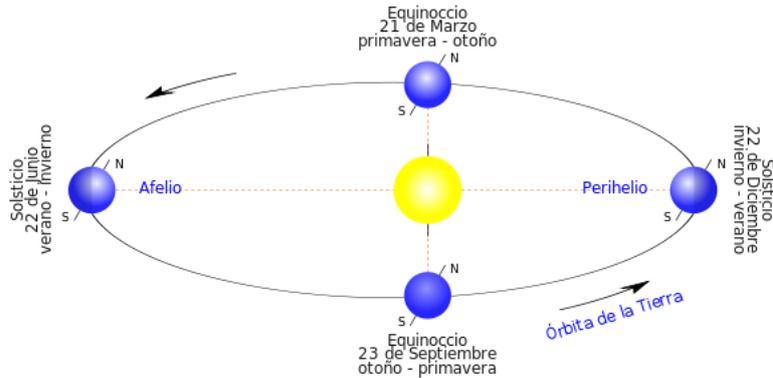


Figura 1. Posición de la Tierra durante el año [5]

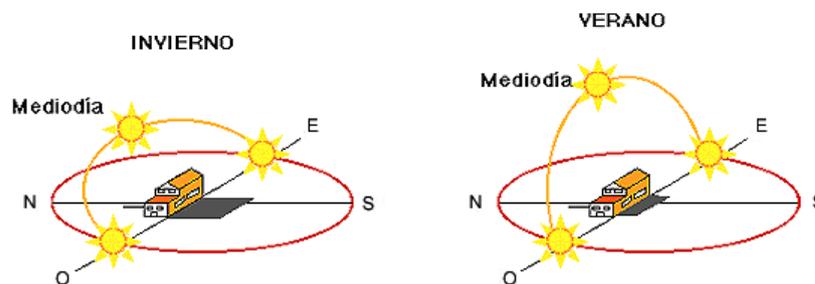


Figura 2. Trayectoria solar en España [7]

2.2 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES

Para conocer la posición del Sol se consideran dos parámetros principalmente: orientación y declinación. La orientación solar u azimut (α) es el ángulo entre el eje norte-sur y el rayo solar proyectado en el plano horizontal, es decir, sobre el suelo. La mayor radiación ocurre para la orientación de 0° porque la incidencia de la radiación es perpendicular. La declinación solar (δ) es el ángulo que forma el rayo de sol con el plano del ecuador. Teniendo en cuenta lo dicho previamente, la declinación será máxima durante los solsticios.

La posición del Sol respecto a los paneles fotovoltaicos determina la irradiación incidente y por lo tanto la cantidad de energía eléctrica que se produce. Existen seguidores que se instalan en los paneles que permiten que dicha radiación sea siempre perpendicular y por lo tanto la producción sea la mayor posible. Sin embargo, en las naves logísticas no tiene sentido utilizarlos por su elevado coste y complejidad. Es por esto que en este proyecto se diseñará la instalación con paneles de posición fija. Dicha posición se define con la orientación y con la inclinación (β). Teniendo en cuenta lo explicado antes, en España, en general, la orientación óptima es la sur. La inclinación óptima depende de la latitud (φ) y se calcula fácilmente con la siguiente expresión: $\beta = \varphi - \delta$. Dado que los paneles son fijos, se debe determinar una inclinación que sea lo más próxima a la óptima durante todo el año. El Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) recomienda una inclinación de:

$$\beta = \varphi - 10^\circ [2]$$

2.3 COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

El efecto fotoeléctrico se puede producir en cualquier material. La razón por la que se usan semiconductores es que la energía necesaria para que un electrón acceda a la capa de electrones libres es muy parecida a la energía que contiene un fotón (partícula de luz). Por lo tanto, la energía del fotón se aprovecha casi en su totalidad. En un material con alta resistividad el fotón no puede expulsar al electrón, y en un material conductor sobra energía y se disipa en forma de calor. Además, el material semiconductor permite una unión pn, que es la que genera el campo eléctrico necesario para el movimiento de electrones al lado opuesto del material. Esta unión pn se realiza dopando el material semiconductor añadiendo una pequeña cantidad de otro elemento. Si esto no se hiciese, es decir, se tuviera el material semiconductor en estado puro, los electrones saltarían y acto seguido ocuparían los huecos dejados por ellos mismos. El material semiconductor más utilizado es el silicio, que se trata de uno de los elementos más abundantes en la Tierra. Para la fabricación de las células que componen los paneles fotovoltaicos se obtiene silicio en estado natural y se purifica. Después de esto se dopa primero con boro y después con fósforo y se da forma a las células. Para recoger la energía eléctrica continua se cubre la célula con una estructura metálica mediante

serigrafía. El funcionamiento de una célula solar se representa con una curva característica I-V. Sus parámetros nominales son los máximos y se corresponden con la intensidad de cortocircuito (I_{cc}) y la tensión de vacío (V_o). Estas células se conectan en serie con otras células de parámetros idénticos para formar un panel fotovoltaico.

El panel se construye con varias capas para protegerlo de agentes externos como el agua, el aire y los rayos UV. Como cubierta superior se utiliza una cubierta de vidrio de cuatro o cinco milímetros que debe ser liso y no captar suciedad. La protección posterior se compone de materiales como el TEDLAR. También se usan capas encapsuladoras que protegen las células y los contactos de interconexión que se fabrican con silicona, EVA (Etileno Vinil Acetato) u otro material. Las capas encapsuladoras rodean las células y los contactos y hacen de adhesivo con el cristal y con la cubierta posterior. El marco de soporte suele ser de aluminio anodizado o de acero inoxidable.

Los paneles fotovoltaicos de silicio se clasifican en función de la estructura cristalina del material y se enumeran a continuación por rendimiento: monocristalinos, policristalinos y amorfos. Los monocristalinos son los más eficientes, con rendimientos de alrededor del 20%. Los policristalinos se forman por el agrupamiento de cristales, logrando menor coste de fabricación. En los amorfos no hay estructura cristalina ordenada y se hacen en capa fina en vez de con células. También existen paneles contruidos con otros materiales que pueden resultar útiles y que pueden incluso ser más eficientes, como los de arseniuro de galio (GaAs). Además, los paneles pueden ser bifaciales, esto quiere decir que no solo la cara superior transforma energía, sino que también lo hace la cara inferior. Estos paneles son más caros pero presentan mejores rendimientos que los de una sola cara.

La norma de homologación de paneles fotovoltaicos es la EN 61215, establecida por la UNE. Se requiere llevar diodos de protección que pueden ser de dos tipos: diodo de bloqueo o diodo bypass. Los primeros van fuera del panel y se colocan uno por cada fila de módulos. Sirven para que no se descargue una fila de módulos en otra cuando hay una avería y para que la corriente no vaya de la batería a los módulos cuando no hay radiación solar. Los segundos se colocan en las cajas de conexión de intemperie y sirven para evitar los problemas con sombras. Un panel en sombra se convierte en carga porque consume corriente

en forma de calor (Hot-Spot o Punto Caliente). Cuando esto ocurre los diodos bypass hacen que circule por ellos la corriente en vez de por las células aprovechando que cambia la polaridad de la célula. Los conectores más utilizados para paneles son los MC (multicontact) y los Tyco Solarlock.

Además de los paneles y sus protecciones, existen otros elementos que componen una instalación fotovoltaica. En las instalaciones autónomas cobran importancia elementos como la batería y el regulador. En las instalaciones conectadas a la red, que son las correspondientes a este proyecto, el principal es el convertidor CC-CA, conocido comúnmente como inversor. Es un aparato que, mediante electrónica de potencia, convierte la corriente continua procedente de los paneles en corriente alterna. Se diseñan de tal forma que permiten potencia de entrada variable y deben tener protecciones frente a cortocircuitos en alterna, tensión y frecuencia de red fuera de lo habitual, sobretensiones y perturbaciones de la red. En las instalaciones conectadas a la red son lo más importante porque se sincronizan con la red. Algunos inversores cuentan con un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT). El MPPT adapta las condiciones de trabajo de los paneles para que se encuentren lo más cerca posible de su punto de máxima potencia. El MPPT cuenta con varios puntos de operación, cuanto más numerosos más se aprovechará la energía. Al inversor se conectan en paralelo filas de paneles conectados en serie, respetando siempre las limitaciones de tensión y corriente del inversor.

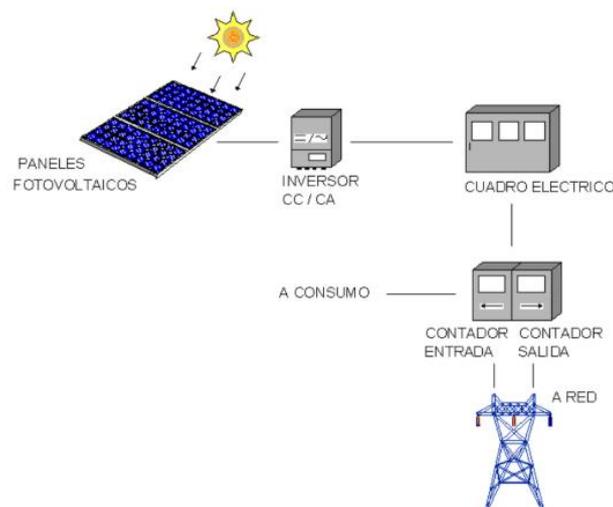


Figura 3. Esquema de instalación a red [8]

2.4 LEGISLACIÓN

Lo técnico no es lo único que determina el diseño de una instalación fotovoltaica, pues lo legislativo tiene un papel relevante también. La ley principal por la que se rigen las instalaciones fotovoltaicas destinadas al autoconsumo es el Real Decreto 244/2019. Este se trata principalmente de una reforma del artículo 9 de la Ley 24/2013. Se redefine el autoconsumo, estableciendo diferentes modalidades: autoconsumo sin excedentes y con excedentes. Además, introduce el concepto del autoconsumo colectivo. A continuación se resumen dichas modalidades:

- i. Autoconsumo sin excedentes. Son instalaciones en las que se consume todo lo producido por lo que solo existe el sujeto consumidor. Están obligadas a contar con un sistema antivertido y están exentas de obtener permisos para las instalaciones de generación.
- ii. Autoconsumo con excedentes. Son instalaciones que vierten la energía sobrante a la red eléctrica por lo que se consideran dos sujetos: el consumidor y el productor. Están obligadas a inscribirse en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica y se pueden conectar de dos formas: próximas en red interior o próximas a través de la red. Existen dos modalidades en este caso:
 - a. Compensación: consiste en una reducción al precio de la energía consumida al mes. Se acuerda un precio por cada kWh devuelto a la red con la comercializadora. Este precio se descuenta al final de cada mes del total correspondiente a la energía consumida. Nunca puede salir una cantidad negativa, es decir a devolver, y solo se descuenta de la energía consumida, y no del resto de pagos fijos que correspondan. Las instalaciones que deseen trabajar en esta modalidad deben tener una fuente de energía renovable y no pueden superar los 100 kW. Se exige un único contrato para el consumo y para los servicios auxiliares, no debe existir un régimen retributivo adicional y la conexión debe ser en red interior. La media del precio de compensación es 0,10 €/kWh [4]. Lo cual supone un precio inferior al precio establecido en el mercado eléctrico.

- b. Venta al mercado eléctrico: se considera como una central de energía eléctrica y por lo tanto vende los excedentes a la red al precio correspondiente. Esta modalidad está pensada para grandes instalaciones, de más de 100 kW. Estas instalaciones deben darse de alta en el Registro Administrativo de Producción de Energía Eléctrica (RAIPRE), declarar a Hacienda los beneficios económicos, obtener una licencia de actividad del ayuntamiento y registrarse en la Agencia Tributaria para pagar impuesto electricidad (Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE)). Este impuesto es del 7% del importe total que corresponda percibir [5]. Además hay pagar el IVA, que actualmente es del 5% por circunstancias especiales, pero que volverá para el año que viene a su valor habitual del 21% [9]. [3]

Considerando todo lo anterior, si la instalación es de carácter residencial o de una pequeña empresa, interesa más la modalidad de autoconsumo sin excedentes o el autoconsumo con compensación. Si se trata de una instalación industrial, resulta interesante la modalidad de autoconsumo con excedentes, aunque puede depender mucho de cada casuística. En este proyecto, se consideran instalaciones de gran potencia, dado que se dispone de grandes cubiertas en las que se instalarán numerosos paneles. Por lo tanto, se diseñará la instalación acogida a la modalidad de autoconsumo con excedentes sin compensación.

La potencia es el parámetro más importante de una instalación y tras las modificaciones introducidas por el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, el artículo 3 del Real Decreto 413/2014 define la potencia instalada de una instalación fotovoltaica (P) como: «La potencia instalada se corresponderá con la potencia activa máxima que puede alcanzar una unidad de producción y vendrá determinada por la potencia menor de las especificadas en la placas de características de los grupos motor, turbina o alternador instalados en serie, o en su caso, cuando la instalación esté configurada por varios motores, turbinas o alternadores en paralelo será la menor de las sumas de las potencias de las placas de características de los motores, turbinas o alternadores que se encuentren en paralelo» [10]. En el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la menor de entre las dos siguientes: (i) «la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran

dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente y (ii) la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias de los inversores que configuran dicha instalación» [10].

A lo largo de los años se han ido estableciendo leyes con el objetivo de incentivar las instalaciones fotovoltaicas; estableciendo subvenciones de diversa índole. Hoy en día, los incentivos a los que se puede acoger la instalación de este proyecto son los establecidos en el Real Decreto 477/2021. Están pensados para cubrir parte de los costes de instalación y se clasifican en seis programas diferentes en función del sector al que se pertenezca y el tipo de instalación. En el caso de este proyecto se aplican los incentivos del programa dos y se fijarán en un 35% del coste de la instalación fotovoltaica [11].

2.5 HERRAMIENTAS DE TRABAJO

Las tres herramientas principales para la fase de investigación serán: Dialnet, Google y el repositorio de la Universidad de Comillas. Google permitirá obtener grandes cantidades de información de carácter general. Dialnet y el repositorio son buscadores de artículos científicos, proyectos universitarios y libros de texto. Se utilizarán en la búsqueda de información específica, ya que están diseñados para proporcionar información precisa y de gran fiabilidad.

En la fase de diseño se emplearán diversos programas informáticos. Para la obtención de datos de radiación solar se utilizará PVGIS. Esta es una herramienta elaborada por la Comisión Europea que ofrece información de radiación solar en todo el planeta e incluso hace cálculos genéricos para instalaciones fotovoltaicas. Para realizar los cálculos necesarios en el diseño se empleará Matlab. Dichos cálculos se contrastarán con PVsyst, un programa creado para simular instalaciones solares fotovoltaicas. Este simulador es el más utilizado en el diseño de instalaciones y destaca por la gran cantidad de variables que maneja y su actualizada y extensa base de datos en lo que respecta al mercado fotovoltaico.

2.6 ESTADO DE LA CUESTIÓN

La instalación de placas fotovoltaicas en naves logísticas es una actividad presente en España desde hace unos pocos años. Existen empresas como Powen o E4e, entre otras, que ofrecen el servicio de diseñar e instalar placas fotovoltaicas en naves. Además, se han realizado ya estudios e investigaciones similares a este; en los que se diseñan instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en el sector residencial o en el sector industrial. Estas empresas y los proyectos realizados anteriormente se han analizado para ver qué soluciones se han obtenido previamente y qué problemas y fallos se han encontrado por el camino. Conocer esto es un aspecto clave; ya que entonces se puede aportar aspectos novedosos y no tropezar donde otros lo han hecho. Este análisis lleva a la rotunda conclusión de que la mejor solución fotovoltaica para una nave logística es la compuesta por paneles fotovoltaicos fijos de silicio monocristalino. Además se determinan dos factores principales para establecer la bondad del diseño. En el aspecto técnico, se presenta el rendimiento de la instalación (PR). El PR medio en España es de 0,7, es decir, la energía eléctrica que se obtiene es el 70% de la energía obtenida con los paneles [2] [12] [13]. En el aspecto económico, se presenta el tiempo de amortización. Este parámetro corresponde con el tiempo que la instalación tarda en recuperar la inversión inicial, teniendo en cuenta el dinero ahorrado y los ingresos obtenidos si los hubiera. Es un valor que varía mucho con el tipo de instalación, aunque actualmente en España se sitúa en un rango de tres a diez años. [14]

Capítulo 3. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

3.1 JUSTIFICACIÓN

Los proyectos similares a este que se han hecho previamente presentan soluciones específicas a una localización y unos parámetros de potencia, espacio u otros. Con este proyecto se presenta una solución que se puede aplicar para cualquier nave en España con gran espacio plano de cubierta disponible, sin importar su ubicación. Se ha creado un programa en Matlab que devuelve el diseño de una instalación fotovoltaica, sirviendo para predimensionar la instalación y poder obtener unos números previos para analizar una inversión. En este sentido, este proyecto ofrece algo más parecido a PVsyst que a los proyectos mencionados. A diferencia de PVsyst, se presenta una solución que requiere de muy pocos conocimientos, ya que el programa solo necesita la ubicación de la nave, los datos de irradiación de dicho lugar y el espacio de cubierta disponible. Para poder diseñar una instalación con PVsyst se requieren más conocimientos ingenieriles y se deben introducir otros parámetros además de los tres que necesita el programa de este proyecto: paneles e inversores que se usarán y pérdidas por suciedad y parada que sufrirá la instalación. Además se deben introducir numerosas variables si se quiere hacer un análisis económico. Las ventajas del programa que se ha escrito frente a PVsyst son: es específico para naves logísticas en España y permite hacer un diseño más rápido y con poca información.

Además, en este proyecto se consideran las pérdidas debidas a la sombra que los paneles crean en los posteriores. Estas pérdidas afectan a la cantidad de irradiación que reciben los paneles y a la distancia entre filas de paneles que se define. Esto es algo que los proyectos anteriores no suelen tener en cuenta y que PVsyst no considera en absoluto; situando los paneles lo más cerca posible y sin contar las pérdidas por sombra de unos paneles sobre otros. Considerar estas pérdidas en el diseño dificulta los cálculos, pero permite obtener una instalación más eficiente y valores de producción más fieles a la realidad.

3.2 OBJETIVOS

A continuación se enumeran los objetivos de este proyecto:

- i. Diseñar una instalación fotovoltaica en una nave logística definiendo los aspectos técnico y económico. Este objetivo es la condición mínima para que exista este proyecto. Lograrlo significa que se han obtenido los conocimientos necesarios y que se ha sabido aplicarlos.
- ii. Crear una solución que permita diseñar una instalación fotovoltaica en cualquier nave en España con gran espacio plano de cubierta disponible.
- iii. Diseñar la instalación fotovoltaica que genera la mayor cantidad de electricidad en una nave logística. Este es uno de los criterios principales para el diseño de una instalación. Se debe lograr un PR mejor que el habitual en España y se hará escogiendo los componentes y configuraciones idóneas para lograr este objetivo.
- iv. Diseñar la instalación fotovoltaica que genera el mayor beneficio económico en una nave logística. Este es uno de los criterios principales para el diseño de una instalación. Se debe lograr un tiempo de amortización mejor que el habitual en España y se hará escogiendo los componentes y configuraciones idóneas para lograr este objetivo.

3.3 METODOLOGÍA

El proceso del proyecto se divide en dos fases generales: investigación y diseño. Durante la fase de investigación se ha asimilado toda la información relevante y que puede ayudar al diseño. Primero se ha estudiado el funcionamiento de las placas fotovoltaicas y el resto de elementos de la instalación y se ha buscado información sobre todas las alternativas disponibles en el mercado. Después se ha estudiado el funcionamiento de las instalaciones de generación eléctrica a través de energía solar y por último se ha analizado el Real Decreto 244/2019 y toda la legislación pertinente. Parte de este trabajo ya se ha visto reflejado en los capítulos anteriores.

Concluida la fase de investigación, se ha procedido al diseño. Se han definido los componentes de la instalación teniendo en cuenta todo lo estudiado previamente. Una vez definidos, se han obtenidos los datos y la información necesaria para calcular los parámetros necesarios como la energía generada y el coste. Los diseños se han realizado de dos formas. Primero se ha hecho el diseño de la instalación usando simplemente la información obtenida, sin utilizar las soluciones que se han obtenido previamente. Esto se ha hecho así para aprovechar la perspectiva del que afronta un problema con ojos nuevos y aportar así ideas innovadoras. Además, con esto se ha logrado un entendimiento profundo del problema. Una vez definidos todos los aspectos del diseño y habiendo logrado una interiorización del problema, se ha procedido a investigar las soluciones, tanto prácticas como teóricas, existentes para situaciones similares. Esto ha permitido conocer las posibles alternativas y mejorar lo hecho previamente aportando nuevas soluciones. Una vez realizado todo lo anterior, se ha procedido al diseño definitivo. Este diseño se ha escrito en un programa de Matlab y los resultados obtenidos se han contrastado con los resultados de un simulador.

Capítulo 4. MODELO DESARROLLADO

Se procede a explicar el diseño de este proyecto en un orden similar al utilizado en el programa de Matlab.

4.1 PVGIS

Los datos de irradiación son fundamentales para poder diseñar la instalación. Se obtienen a través de PVGIS, que es fácilmente accesible con una conexión a internet. La herramienta tiene diversas funcionalidades, en este proyecto se utiliza la de «Datos mensuales» y se obtienen los valores de «Irradiación global con el ángulo» y «Temperatura media». En el manual de usuario de PVGIS se explica que irradiación global quiere decir que incluye la radiación directa y la difusa. Además también especifica que los datos obtenidos de «Irradiación global con el ángulo» se corresponden con la energía que incide un metro cuadrado de un plano orientado al sur ($\alpha=0^\circ$) y con una inclinación especificada por el usuario. [15] Es decir, la herramienta proporciona valores en los que ya se han tenido en cuenta las pérdidas por orientación e inclinación.

4.2 ESTUDIO DE MERCADO

La elección de paneles e inversores es la que determina el rendimiento total y el tiempo de amortización de la instalación, por lo tanto es de gran importancia para el diseño. Teniendo esto en cuenta, se ha procedido a hacer un estudio de la oferta disponible en el mercado, analizando las hojas características de los productos de los diferentes fabricantes. Este estudio se presenta en las siguientes tablas, que no incluyen todos los datos proporcionados por los fabricantes, sino simplemente los relevantes para el diseño. Las hojas de características de los paneles y los inversores escogidos se incluyen en el Anexo II. Primero se presentan los paneles solares:

Fabricante	Modelo	Potencia [W]	Precio [€]	€/W	Ancho [m]	Largo [m]	W/m ²	Vo [V]	Icc [A]
Jinko Solar	JKM560N-72HL4-BDV	560	229,00	0,4089	1,134	2,278	216,78	50,67	14,13
Jinko Solar	JINKO JKM410N-6RL3-B	410	209,90	0,5120	1,029	1,855	214,80	45,77	11,24
Recom	RECOM 390W HJT Lion	390	199,00	0,5103	1,038	1,755	214,09	44,95	10,99
Trina Solar	Vertex-S + TSM-415-NEG9.28	415	229,00	0,5518	1,096	1,770	213,93	42,70	12,27
Jinko Solar	JKM460N-60HL4-V	460	182,00	0,3957	1,134	1,903	213,16	42,05	13,99
LONGi Solar	LR5-72HBD-550M	550	243,14	0,4421	1,134	2,278	212,91	49,80	13,99
JA Solar	JAM72S30-550/MR	550	249,00	0,4527	1,134	2,278	212,91	49,90	14,00
LONGi Solar	LR5-54HPH-415M	415	141,93	0,3420	1,134	1,722	212,52	37,50	13,94
LONGi Solar	LR5-72HBD-545M	545	230,51	0,4230	1,134	2,278	210,97	49,65	13,92
LONGi Solar	LR5-72HPH 540-560M	545	249,50	0,4578	1,134	2,278	210,97	49,65	13,92
Jinko Solar	Tiger Pro JKM455M-60HL4	455	194,90	0,4284	1,134	1,903	210,84	41,33	13,93
JA Solar	JAM72S-545/MR	545	245,90	0,4512	1,135	2,279	210,70	50,10	13,62
LONGi Solar	LR5-54HPH-410M	410	125,00	0,3049	1,134	1,722	209,96	37,25	13,88
Recom	RECOM 540W Panther	540	229,00	0,4241	1,134	2,279	208,95	49,60	13,93
Recom	RECOM RCM-390W-SMK	390	199,00	0,5103	1,140	1,646	207,84	49,30	10,03
Trina Solar	Vertex 500W	500	239,00	0,4780	1,102	2,187	207,46	51,70	12,28
LONGi Solar	LR4-72HPH 450M	450	199,90	0,4442	1,038	2,094	207,03	49,30	11,60
Recom	RECOM RCM-485W-SMA	485	229,00	0,4722	1,140	2,056	206,93	46,60	13,22
JA Solar	JAM72S20-460/MR	460	199,90	0,4346	1,052	2,120	206,26	49,63	11,53
Canadian Solar	HiKu CS3W-MS	455	199,90	0,4393	1,048	2,108	205,96	49,30	11,66
LONGi Solar	LR4-72HBD-445	445	210,76	0,4736	1,038	2,094	204,73	49,40	11,52
Risen	RSM144-7-450	450	179,00	0,3978	1,048	2,108	203,70	49,80	11,50
LONGi Solar	LR4-60HPH 365-385M	370	184,90	0,4997	1,038	1,755	203,11	40,90	11,52
Trina Solar	Trina Vertex-S Monocristalino	390	189,90	0,4869	1,096	1,754	202,87	40,80	12,14
SUNO	TSO SUNO-U430F-6x24UW	430	349,90	0,8137	1,046	2,120	193,91	49,80	10,74

Tabla 1. Paneles solares ordenados por W/m²

Fabricante	Modelo	Potencia [W]	Precio [€]	€/W	Ancho [m]	Largo [m]	W/m ²	Vo [V]	Icc [A]
LONGi Solar	LR5-54HPH-410M	410	125,00	0,3049	1,134	1,722	209,96	37,25	13,88
LONGi Solar	LR5-54HPH-415M	415	141,93	0,3420	1,134	1,722	212,52	37,50	13,94
Jinko Solar	JKM460N-60HL4-V	460	182,00	0,3957	1,134	1,903	213,16	42,05	13,99
Risen	RSM144-7-450	450	179,00	0,3978	1,048	2,108	203,70	49,80	11,50
Jinko Solar	JKM560N-72HL4-BDV	560	229,00	0,4089	1,134	2,278	216,78	50,67	14,13
LONGi Solar	LR5-72HBD-545M	545	230,51	0,4230	1,134	2,278	210,97	49,65	13,92
Recom	RECOM 540W Panther	540	229,00	0,4241	1,134	2,279	208,95	49,60	13,93
Jinko Solar	Tiger Pro JKM455M-60HL4	455	194,90	0,4284	1,134	1,903	210,84	41,33	13,93
JA Solar	JAM72S20-460/MR	460	199,90	0,4346	1,052	2,120	206,26	49,63	11,53
Canadian Solar	HiKu CS3W-MS	455	199,90	0,4393	1,048	2,108	205,96	49,30	11,66
LONGi Solar	LR5-72HBD-550M	550	243,14	0,4421	1,134	2,278	212,91	49,80	13,99
LONGi Solar	LR4-72HPH 450M	450	199,90	0,4442	1,038	2,094	207,03	49,30	11,60
JA Solar	JAM72S-545/MR	545	245,90	0,4512	1,135	2,279	210,70	50,10	13,62
JA Solar	JAM72S30-550/MR	550	249,00	0,4527	1,134	2,278	212,91	49,90	14,00
LONGi Solar	LR5-72HPH 540-560M	545	249,50	0,4578	1,134	2,278	210,97	49,65	13,92
Recom	RECOM RCM-485W-SMA	485	229,00	0,4722	1,140	2,056	206,93	46,60	13,22
LONGi Solar	LR4-72HBD-445	445	210,76	0,4736	1,038	2,094	204,73	49,40	11,52
Trina Solar	Vertex 500W	500	239,00	0,4780	1,102	2,187	207,46	51,70	12,28
Trina Solar	Trina Vertex-S Monocristalino	390	189,90	0,4869	1,096	1,754	202,87	40,80	12,14
LONGi Solar	LR4-60HPH 365-385M	370	184,90	0,4997	1,038	1,755	203,11	40,90	11,52
Recom	RECOM 390W HJT Lion	390	199,00	0,5103	1,038	1,755	214,09	44,95	10,99
Recom	RECOM RCM-390W-SMK	390	199,00	0,5103	1,140	1,646	207,84	49,30	10,03
Jinko Solar	JINKO JKM410N-6RL3-B	410	209,90	0,5120	1,029	1,855	214,80	45,77	11,24
Trina Solar	Vertex-S + TSM-415-NEG9.28	415	229,00	0,5518	1,096	1,770	213,93	42,70	12,27
SUNO	TSO SUNO-U430F-6x24UW	430	349,90	0,8137	1,046	2,120	193,91	49,80	10,74

Tabla 2. Paneles solares ordenados por €/W

Para la consecución del objetivo iii se concluye al ver la tabla 1 que el mejor panel es el JKM560N-72HL4-BDV del fabricante Jinko Solar. Estos paneles son bifaciales y de silicio monocristalino. Para la consecución del objetivo iv se concluye al ver la tabla 2 que el mejor panel es el LR5-54HPH-410M del fabricante LONGi Solar. Estos paneles son de una sola cara de silicio monocristalino. Todo esto es de esperar si se tiene en cuenta lo explicado previamente. A continuación se presentan los inversores:

Fabricante	Modelo	MPPT	Rend.	Pmax [VA]	Pnom [W]	Precio [€]	€/kW	Umax [V]	Imax [A]
Growatt	MAX 125KTL3-X LV	10	0,985	137500	125000	5953,70	47,63	1000	320
Growatt	MAX 110KTL3-X LV	10	0,985	121000	110000	6050,00	55,00	1000	320
Growatt	MAX 100KTL3-X LV	10	0,984	110000	100000	5531,48	55,31	1000	320
Growatt	MAX 120KTL3-X LV	10	0,985	132000	120000	6672,80	55,61	1000	320
Huawei	SUN2000-100KTL	10	0,984	110000	100000	7896,29	78,96	1000	260
Sungrow	SG50CX	5	0,984	50000	50000	4531,80	90,64	1000	130
Fronius	Fronius Tauro ECO	1	0,982	50000	50000	5830,22	116,60	930	88
Huawei	SUN2000-40KTL-M3	4	0,984	44000	40000	4716,75	117,92	1000	104
SMA	Sunny Tripower 25000TL - 25kW	2	0,981	25000	25000	3622,04	144,88	800	66
Fronius	ECO 25	1	0,980	25000	25000	4038,67	161,55	850	44
Huawei	SUN2000-20KTL-M2	2	0,983	22000	20000	3394,69	169,73	950	44
SMA	Sunny Tripower 20000TL-30 20kW	2	0,980	20000	20000	3560,15	178,01	800	66
Fronius	SYMO 17.5-3-M	2	0,978	17500	17500	3615,88	206,62	800	51
Ingecon	Sun 3PLAY 20TL M	2	0,983	20000	20000	4205,79	210,29	820	50
Growatt	MOD 6000TL3-X	2	0,975	6600	6000	1266,88	211,15	1000	26
SMA	Sunny Tripower 15000TL-30 15kW	2	0,980	15000	15000	3227,25	215,15	800	66
Solar Edge	SE10K	1	0,976	10000	10000	2475,27	247,53	-	17
Huawei	SUN2000-8KTL-M1	2	0,980	8800	8000	2409,36	301,17	980	22
Solar Edge	SE5K	1	0,973	5000	5000	1845,38	369,08	-	9
Solar Edge	SE3K	1	0,967	3000	3000	1250,79	416,93	-	5

Tabla 3. Inversores ordenados por €/kW

Observando la tabla se concluye que el inversor idóneo es el MAX 125KTL3-X LV, del fabricante Growatt. Cuenta con 10 MPPT, presenta uno de los mejores rendimientos, la máxima potencia y el menor precio por potencia. Sin embargo también se considera el MAX 100KTL3-X LV, del mismo fabricante. También cuenta con 10 MPPT y un rendimiento ligeramente inferior, pero tiene menor potencia y menor precio unitario; será una mejor opción en los casos en los que el coste total de inversores sea menor, por ejemplo si el primer inversor presenta demasiada potencia.

4.3 DISTANCIA MÍNIMA

El IDAE recomienda una distancia mínima entre filas de paneles que garantice que la sombra no cubra el panel trasero durante cuatro horas al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia mínima es la que se ha utilizado en el diseño de la instalación. Para calcularla se emplea la siguiente fórmula: [2]

$$d_{min} = \frac{h}{\tan(61^\circ - \varphi)}$$

“h” se corresponde con la altura del panel, así que, para reducir la distancia, los paneles se colocan con su lado más largo sobre el suelo. Por lo tanto, la “h” del panel se determina con el ancho del panel y su inclinación.

4.4 PÉRDIDAS POR SOMBRA

La presencia de edificios o de elementos alrededor de la instalación, o incluso entre los paneles, provoca pérdidas causadas por su sombra. Para calcular dichas pérdidas se superpone el perfil del obstáculo con el diagrama solar. Hecho esto, se utilizan tablas para los cálculos, escogiendo la que más se acerque a la inclinación y orientación de los paneles. En este proyecto estas pérdidas no se consideran, puesto que las naves de grandes dimensiones casi nunca tienen obstáculos alrededor que provoquen sombra sobre los paneles. Sí que pueden tener casetones o equipos de climatización, pero no se han tenido en cuenta porque no son pérdidas significativas y dependen mucho de la nave.

Sin embargo, como ya se dijo en el capítulo tres, sí que se consideran las pérdidas por las sombras de los propios paneles. Para calcular dichas pérdidas se utiliza un estudio de la Universidad de Liubliana [16] en el que se presenta una ecuación empírica que permite el cálculo de las pérdidas por la sombra provocada por los propios paneles:

$$RAEL = A \cdot e^{-a \cdot F} + b \cdot F + c; 1,5 < F < 5$$

“A” es una variable que depende del ancho del panel (aps) y del ancho de las células (acs) que lo componen:

$$A = 5,6 \cdot (1 - e^{-0,34 \cdot \frac{aps}{acs}})$$

“F” es un factor de separación y corresponde con la distancia entre las bases de los paneles dividida por el ancho de los paneles.

“a”, “b” y “c” son coeficientes que dependen de la latitud. En España sus valores son:

$$a = 2'26, \quad b = 0'002, \quad c = -0'007$$

Una vez calculado el “RAEL”, se calcula el factor de sombreado (FS) con esta simple fórmula: $FS = 1 - RAEL$.

Estas pérdidas reducen la irradiación incidente sobre la instalación, y esto se refleja multiplicando el “FS” por los valores de irradiación obtenidos de PVGIS.

4.5 RENDIMIENTO

El rendimiento de la instalación fotovoltaica (PR) se determina con las pérdidas de la instalación y con el rendimiento de los inversores. El IDAE recomienda que para el diseño de instalaciones se utilicen diversos coeficientes:

- i. Pérdidas debidas a la dispersión de los parámetros de los paneles: $A1 = 0,02$ [2]
- ii. Pérdidas debidas al polvo y la suciedad que cubre los paneles: $A2 = 0,03$ [2]
Se requiere mantenimiento y limpieza para reducir estas pérdidas.
- iii. Pérdidas debidas a la reflexión en la superficie de las placas: $A3 = 0,02$ [2]
En invierno estas pérdidas son más acusadas.

A estas pérdidas se añaden las correspondientes al cableado de alterna y el cableado de continua. Las pérdidas de continua son del 1,2% y las de alterna son del 1%. Se representan conjuntamente con el siguiente coeficiente: $C = 0,978$. [1]

También existen pérdidas por parada de la instalación que se representan con el siguiente coeficiente: $D = 0,97$. [1]

Por último, la tensión de las células solares disminuye cuando aumenta la temperatura. Esto provoca que por encima de los 25° (Condición CEM) pierdan eficacia progresivamente. Estas pérdidas (P_{temp}) se calculan con la siguiente expresión: [1]

$$P_{temp} = 0,0035 \cdot (T_c - 25)$$

“ T_c ” es la temperatura de trabajo de las células y se calcula con la siguiente ecuación:

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) \cdot 0,8$$

“TONC” es la temperatura de la célula a 800 W/m² y lo proporciona el fabricante.

“ T_{amb} ” es la temperatura ambiente de la instalación y se obtiene de PVGIS.

Con todos los valores de pérdidas ya calculados, y el rendimiento del inversor (E), se calcula el rendimiento de la instalación: [1]

$$PR = (1 - A1 - A2 - A3 - P_{temp}) \cdot C \cdot D \cdot E$$

4.6 SUPERFICIE APROVECHADA

En el programa se introduce la superficie de la cubierta, sin embargo la superficie ocupada por los paneles siempre será menor a la superficie total de la cubierta. Esto se debe a las dimensiones de los paneles y a la orientación de la nave. Debido a que los paneles tienen dimensiones fijas, es prácticamente imposible que un número entero de ellos ocupe exactamente el espacio correspondiente a una de las medidas de la cubierta. Además, la orientación de la nave influye porque los paneles deben estar siempre al sur, lo cual puede no coincidir con la orientación del edificio. Si la orientación de la nave no es sur, se aprovechará menos superficie. La superficie que ocupan los paneles es la superficie aprovechada, y determina el número de paneles que caben en la cubierta. Es por esto que se ha creado una fórmula que devuelve la superficie aprovechada en función de la superficie de la cubierta:

$$Sup_{apro} = Sup_{cub} \times (1 - 0,06 \times e^{-2 \times 10^{-5} \times Sup_{cub}})$$

Para crear esta fórmula se ha calculado con Matlab cuál sería la superficie aprovechada para distintas cubiertas de naves rectangulares y con una de sus caras orientadas al sur. Es decir, cuál sería la superficie aprovechada en casos idóneos. A continuación se muestra el código empleado para ello:

```
%Dimensiones cubierta nave
lcS=68; %cara al Sur [m]
lpS=105; %cara perpendicular [m]
%dmín es la distancia entre paneles
%aps y lps son ancho y largo de los paneles
%b es la inclinación de los paneles

Scub=lcS*lpS; %superficie cubierta
ram=fix(lpS/(dmín+aps*cos(b*pi/180))); %nº de ramas
col=fix(lcS/lps); %nº de paneles por rama
Sapr=col*ram*lpS*(dmín+aps*cos(b*pi/180)) %superficie aprovechada
```

Los resultados obtenidos de superficie aprovechada se han disminuido levemente dado que no siempre se dará el caso ideal. Estos resultados modificados se han introducido en Excel y se han representado en una gráfica. Con esta representación se ha obtenido la función exponencial presente en la fórmula anterior. Se puede apreciar que cuanto mayor es la superficie, mayor será el porcentaje de superficie aprovechada. No se han tenido en cuenta las posibles particularidades de las naves que podrían empeorar el porcentaje de superficie aprovechada. Por ejemplo, en naves logísticas cada vez más se colocan claraboyas, a veces algún climatizador, etc.

4.7 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

La configuración del sistema hace referencia a cómo se conectan los paneles a los inversores. Como se ha mencionado previamente, las líneas de paneles conectadas en serie se conectan en paralelo a los inversores, y se debe respetar la tensión máxima y la intensidad máxima de los inversores. Es imprescindible que cada línea tenga el mismo número de paneles [1]. La tensión del inversor es la tensión de los paneles multiplicada por el número de paneles en serie. La intensidad del inversor es la intensidad de los paneles multiplicada por el número

de líneas en paralelo. Se diseña la instalación con el máximo número de paneles en serie posible, para que el inversor trabaje a una tensión cercana a la máxima. El número de líneas en paralelo será el necesario para cubrir la cubierta de la nave. Para conocer el número de paneles en serie máximo y el número máximo de líneas en paralelo se utilizan los valores máximos de tensión e intensidad de los paneles (V_o) (I_{cc}).

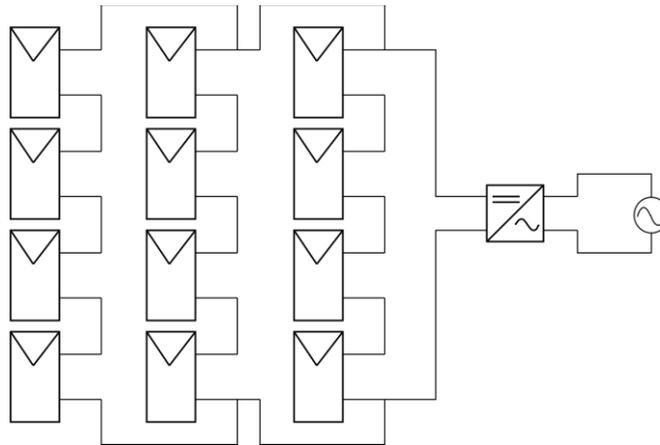


Figura 4. Esquema de una conexión de paneles a inversor [17]

4.8 ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA

La energía generada (EG) por la instalación es uno de los valores más importantes. Depende de la irradiación recibida (G), el rendimiento de la instalación y el rendimiento de los paneles. Su cálculo se realiza con la siguiente expresión: [1]

$$EG = G \cdot PR \cdot \frac{P}{I_{CEM}}$$

4.9 PRECIO DEL MERCADO ELÉCTRICO

El precio del mercado eléctrico es el valor al que se compra y vende la energía eléctrica y que determina el operador del mercado, el OMIE, en función de la oferta y la demanda disponible. Este precio es el que se paga por los excedentes vertidos a la red por la instalación y se trata, por lo tanto, de un valor necesario para el cálculo de los ingresos que se obtienen. Para determinar su valor medio mensual se han tomado los valores mensuales disponibles

en formato Excel en la página web del OMIE [18] y se ha realizado una media ponderada utilizando Matlab. La ponderación se debe a que el año 2022 no es muy representativo de lo habitual, debido a que se han dado situaciones excepcionales de elevado precio. El código utilizado se presenta a continuación:

```
PM22=xlsread('ANU_INT_MD_MIN_MAX_1_01_01_2022_31_12_2022.XLS','C5:C16');
PM21=xlsread('ANU_INT_MD_MIN_MAX_1_01_01_2021_31_12_2021.XLS','C5:C16');
PM=transpose(PM22*0.35+PM21*0.65); %precio medio mensual [€/MWh]
```

Se han utilizado los datos de los años 2021 y 2022; que son los proporcionados por el OMIE.

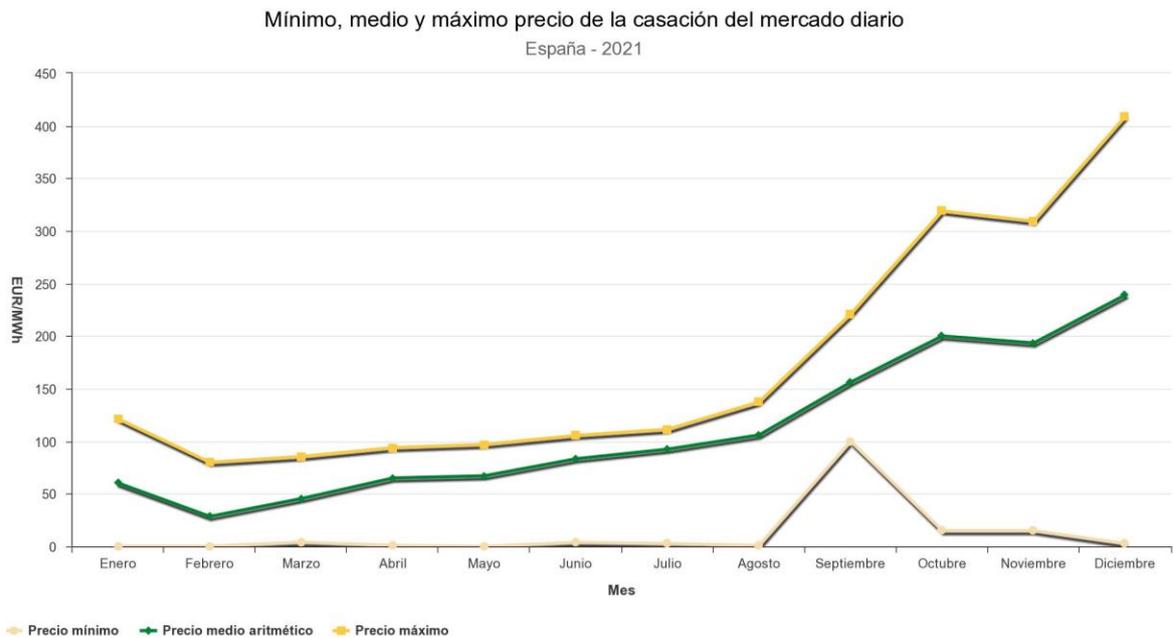


Figura 5. Precio mínimo, medio y máximo de la energía en 2021 [18]

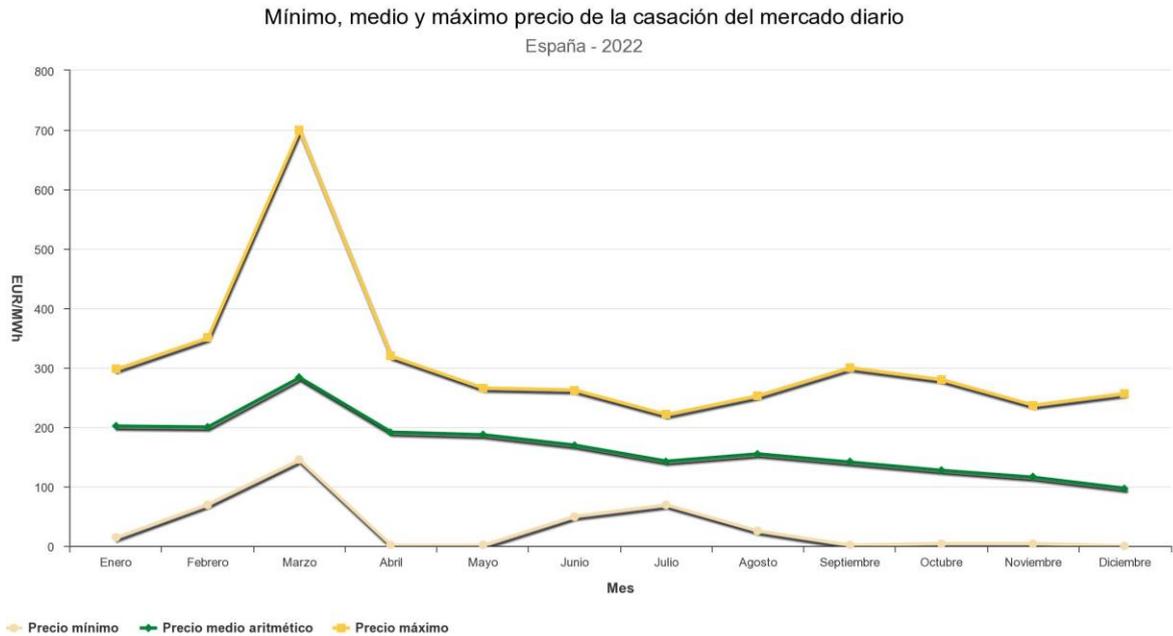


Figura 6. Precio mínimo, medio y máximo de la energía en 2022 [18]

Los resultados obtenidos de precio medio se presentan en la siguiente tabla:

Mes	Precio [€/MWh]	Mes	Precio [€/MWh]
Ene.	109,7125	Ago.	123,0725
Feb.	88,5955	Sep.	150,8655
Mar.	128,6910	Oct.	174,5625
Abr.	109,2950	Nov.	166,1755
May.	109,1235	Dic.	189,3845
Jun.	113,5155		
Jul.	110,0040		0,1311
			Medio [€/kWh]

Tabla 4. Precio medio de cada mes y medio general

Con estos resultados se puede apreciar que el precio medio del mercado eléctrico es superior al precio de compensación. Estos valores no corresponden con el dinero que recibe finalmente la instalación; porque se debe restar el IVPEE y el IVA. Es decir, para la instalación, el precio de venta y de compra no es el mismo.

4.9.1 APUNTAMIENTO

El apuntamiento fotovoltaico es la diferencia entre el precio medio de la electricidad y el precio de la energía fotovoltaica, ya que esta suele ser más barata debido a los momentos en

los que su abundancia no casa con la necesidad y una capacidad de almacenamiento limitada (en la instalación de este proyecto es nula porque no se usa batería). Esto provoca situaciones en las que las instalaciones se ven obligadas a “regalar” la energía a la red o a desperdiciarla de alguna forma. Para cuantificar adecuadamente los ingresos que obtiene la instalación, se debe definir un valor de apuntamiento que se reste al precio del mercado eléctrico. En este proyecto se ha establecido en un 7%, tomando como referencia el trabajo realizado por Marco Valles, director de la empresa Quinto Armónico [19].

4.10 COSTES DE LA INSTALACIÓN

Las instalaciones sufren costes mensuales de operación y mantenimiento que en este proyecto se estiman en 4€/kW. Relativo a otras tecnologías de producción de energía eléctrica, la fotovoltaica requiere una operación y mantenimiento mínimos. Es por ello que su coste es un número pequeño, especialmente si se compara con la inversión inicial que se debe hacer para construir una instalación fotovoltaica. El principal coste son los paneles fotovoltaicos, que suele rondar el 55% de inversión. El siguiente coste más relevante es el soporte de los paneles y resto de elementos estructurales; y su valor ronda el 50% del coste de los paneles, es decir, alrededor de un 25% del coste total. El centro de transformación elevador necesario tiene un coste del 40% del coste de los paneles, lo que constituye alrededor de un 20% del coste total. El coste de los aparatos de maniobra y protección es un 30% del coste de los paneles, es decir, alrededor del 15% del coste total. Los costes del cableado, de la mano de obra y los costes de los inversores, constituyen cada uno un 15% del coste de los paneles. O lo que es lo mismo, alrededor de un 8% del total. Finalmente, el coste menor que se considera en este proyecto es del transporte de los elementos a la nave. Este valor se establece en un 5% del coste de los paneles, es decir, alrededor del 2,5% de la inversión inicial. [20]

4.11 PROGRAMA

En esta sección se procede a explicar el programa que se ha creado con Matlab. A lo largo de este capítulo se han explicado los conceptos generales aplicados en el programa. A

continuación se procede a explicar los elementos específicos de este. Además se incluyen un apartado de guía de usuario y otro apartado con el código escrito.

El programa está dividido en cuatro secciones. La primera es “Datos de entrada” y contiene la información introducida por el usuario. La segunda se denomina “Datos necesarios” y se corresponde con todos los valores que el programa necesita para funcionar y que no son introducidos por el usuario. La tercera sección se ha llamado “Cálculos” y contiene todas las cuentas que el programa hace para obtener los resultados. La cuarta y última parte es “Resultados” y en ella se encuentra el código que presenta la solución obtenida con figuras y en la ventana de comandos de Matlab.

Las dos primeras secciones se entienden simplemente leyendo el código y con la información ya expuesta en el capítulo. En la tercera sección, “Cálculos”, se empieza utilizando un “if-else” para escoger el panel utilizado en función del objetivo que haya establecido el usuario, lo cual determina las características de panel que usa el programa. Con esta información y la inclinación óptima se calcula la distancia entre ramas de paneles, la superficie aprovechada y el número de paneles que caben en dicha superficie. Este número, que no es el definitivo, se utiliza para calcular la potencia de la instalación, que tampoco lo es. Este valor de potencia lleva a la elección del inversor. El programa escoge entre los dos de Growatt comentados en la segunda sección de este capítulo, para ello calcula el número de inversores de cada modelo necesarios para cubrir la potencia y el coste total de dichos inversores. A continuación se emplea un “if-else” para escoger el inversor de menor coste, lo cual determina las características de inversor que utiliza el programa. Esta información sirve para diseñar la configuración del sistema, tal y como se expone en la séptima sección de este capítulo. Se calculan el número máximo de paneles en serie y de líneas de paneles en paralelo que soporta el inversor, y el número de paneles en serie y de líneas de paneles en paralelo necesarios para lograr acercarse lo más posible al número de paneles calculados previamente. A continuación se han incluido dos condiciones que detienen el programa si se cumplen: la primera es que se supere la potencia máxima del inversor y la segunda es que se supere el número máximo de paneles en paralelo. Conocida la configuración del sistema, el programa calcula la potencia de la instalación, siguiendo lo explicado en la cuarta sección del capítulo dos, y el número real de paneles de la instalación.

La tercera sección del programa continúa con la lectura de la información de PVGIS y los cálculos pertinentes. El procedimiento que se ha definido es el mismo para los datos de irradiación y para los datos de temperatura. Estos datos se obtienen en formato “.csv” y se utiliza la función “readtable” para guardarlos en una tabla de Matlab. Esta tabla contiene los datos del valor medio de cada mes durante diez años, que se utilizan para calcular el valor medio de cada mes. Para hacer esto se ha utilizado un “for” y se han guardado los números obtenidos en un vector. El vector de irradiación (Gmsa) se ha multiplicado por el factor de sombreado, que se ha calculado previamente como se ha explicado en la cuarta sección de este capítulo, para obtener así los valores reales medios de irradiación que recibirá la instalación cada mes. El vector de temperatura (T) se ha utilizado para calcular la temperatura de trabajo y las pérdidas por temperatura tal y como se ha expuesto en la quinta sección de este capítulo. Conocidas estas pérdidas, y con el resto de los coeficientes de pérdidas, se ha calculado el rendimiento de la instalación. El PR, junto con los valores de irradiación y de potencia, se ha utilizado para calcular la energía generada para cada mes, siguiendo lo explicado en la octava sección de este capítulo.

A continuación el programa procede a calcular la energía entregada, el ahorro económico, y los ingresos obtenidos. Dado que se hacen cálculos para cada mes, se hace uso de un “for” que repite las operaciones para todos los elementos de los vectores. Dentro de este bucle hay un “if-else” porque los cálculos varían en función de si la energía generada es mayor o menor que la energía consumida ese mes. El ahorro económico es la cantidad de dinero que costaría la energía autoconsumida y los ingresos son los beneficios netos obtenidos por la venta de energía, restando los costes de operación y mantenimiento. El ahorro económico y los ingresos se han utilizado para, junto con el coste total, calcular el tiempo de amortización.

La cuarta sección del programa, “Resultados”, contiene funciones que muestran la solución del programa en la ventana de comandos. También incluye funciones que crean figuras para visualizar la información mensual que pueda resultar útil para el usuario.

4.11.1 GUÍA DE USUARIO

El usuario de este programa tiene una nave de la que conoce las coordenadas, la superficie de la cubierta y el consumo medio mensual. Si no conoce el consumo medio puede introducir

números estimados; en este caso los siguientes resultados no serán tan precisos: tiempo de amortización, energía entregada a la red, ahorro económico e ingresos. El resto de las soluciones del programa sí serán perfectamente válidas.

A continuación se enumeran los pasos que debe seguir:

1. Calcular la inclinación óptima de los paneles redondeando al número entero:
 $\beta(\text{inclinación}) = \varphi(\text{latitud}) - 10^\circ$ [2].
2. Abrir PVGIS en internet y escoger el apartado de “Datos mensuales” [21].
 - 2.1. Introducir las coordenadas de la nave debajo del mapa interactivo.
 - 2.2. Debajo de “Datos mensuales de irradiación”, seleccionar los últimos diez años, “Irradiación global con el ángulo”; introduciendo el valor calculado en el primer paso, y “Temperatura media”.
 - 2.3. Presionar el botón “CSV” situado abajo a la derecha y guardar el archivo en la misma carpeta que el programa de Matlab.

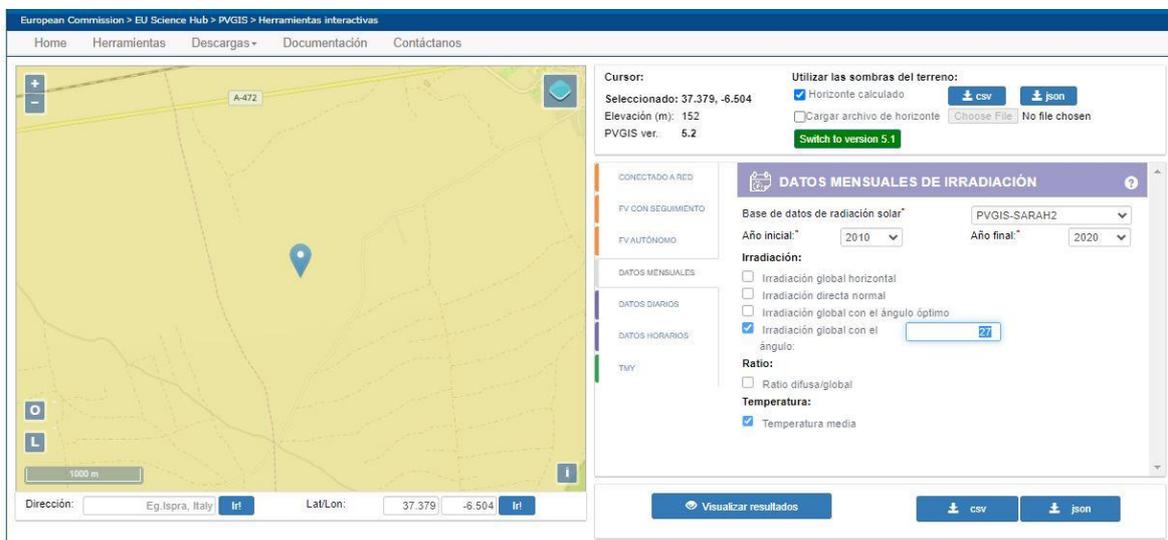


Figura 7. Ejemplo ilustrativo de PVGIS y los datos a introducir [21]

3. Abrir el “script” del programa del proyecto en Matlab y dirigirse a la primera sección: “Datos de entrada”.
 - 3.1. Introducir el nombre del archivo “.csv” de PVGIS, la latitud de la nave, la superficie de la cubierta y el consumo medio de cada mes de la nave.

- 3.2. En “option” introducir “1” si se desea la instalación fotovoltaica que genera la mayor cantidad de electricidad (objetivo iii) o introducir “2” si se desea la instalación fotovoltaica que genera el mayor beneficio económico (objetivo iv).
- 3.3. Dirigirse a la ventana de comandos y abrir las figuras generadas para ver la solución obtenida.

Si el programa se detiene porque saltan los errores de potencia de inversor superada, o de número de líneas de paneles en paralelo superado, el usuario debe cambiar el valor de “C100”, en la línea de código 134, a un número superior a “C125”.

4.11.2 CÓDIGO

En esta sección se muestra el código de Matlab para que el usuario pueda utilizarlo. Están introducidos los valores de un ejemplo que se mostrará en el siguiente capítulo.

```
%% Datos de entrada

PVGISdatabis=readtable('Monthlydata_37.379_-6.504_SA2_2010_2020.csv');

fi=37.379; %latitud [°]
Scub=7140; %superficie cubierta [m2]

option=1; %máx. producción (1), mín. precio (2)

%Consumo medio mensual [MWh]
CM=[70.2 65.5 73.4 68.7 75.3 71.8 66.7 70.3 74.6 67.3 72.4 70.2];

%% Datos necesarios

%Panel Jinko Solar JKM560N-72HL4-BDV
apsJ=1.134; %ancho paneles [m]
lpsJ=2.278; %largo paneles [m]
acsJ=0.189; %ancho células [m]
TONCJ=45; %T de célula a 800W/m2 [°C]
PpsJ=560; %potencia panel [W]
VopsJ=50.67; %tensión en circuito abierto [V]
IccpsJ=14.13; %intensidad de cortocircuito [A]
DpsJ=229; %precio unitario [€]

%Panel LONGi Solar LR5-54HPH-410M
apsL=1.134; %ancho paneles [m]
lpsL=1.722; %largo paneles [m]
acsL=0.189; %ancho células [m]
```

```
TONCL=45; %T de célula a 800W/m2 [°C]
PpsL=410; %potencia panel [W]
VopsL=37.25; %tensión en circuito abierto [V]
IccpsL=13.88; %intensidad de cortocircuito [A]
DpsL=125; %precio unitario [€]

%Inversor Growatt MAX 125KTL3-X LV
E125=0.985; %rendimiento
S125=137.5; %potencia máxima [kVA]
P125=125; %potencia nominal [kW]
D125=5953.7; %precio unitario [€]

%Inversor Growatt MAX 100KTL3-X LV
E100=0.984; %rendimiento
S100=110; %potencia máxima [kVA]
P100=100; %potencia nominal [kW]
D100=5531.48; %precio unitario [€]

Vmaxinv=1000; %voltage máximo inversor [V]
Imaxinv=320; %intensidad máxima inversor[A]

%Coeficientes de pérdidas
A1=0.02; %dispersión parámetros
A2=0.03; %suciedad
A3=0.02; %reflexión
C=0.978; %cableado
D=0.97; %parada

PM=[109.7125 88.5955 128.6910 109.2950 109.1235...
    113.5155 110.0040 123.0725 150.8655 174.5625 166.1755 189.3865];

PC=100; %precio medio compensación [€/MWh]

AP=0.93; %apuntamiento fotovoltaico

IVPEE=0.07; %impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica
IVA=0.21; %impuesto valor añadido

IP2=0.75; %incentivo programa 2

%Costes
OM=4; %coste de operación y mantenimiento mensual [€/kW]
CS=0.5; %coste soporte
CTE=0.4; %coste transformador elevador
CC=0.15; %coste cableado
CT=0.05; %coste transporte
CO=0.15; %coste mano de obra
CP=0.3; %coste aparatos de maniobra y protección

%% Cálculos

b=round(fi-10); %inclinación óptima paneles [°]
```

```

%Escoge panel en función de criterio
if option==1
    aps=apsJ;
    lps=lpsJ;
    acs=acsJ;
    TONC=TONCJ;
    Pps=PpsJ;
    Vops=VopsJ;
    Iccps=IccpsJ;
    Dps=DpsJ;
else
    aps=apsL;
    lps=lpsL;
    acs=acsL;
    TONC=TONCL;
    Pps=PpsL;
    Vops=VopsL;
    Iccps=IccpsL;
    Dps=DpsL;
end

%Distancia mínima (dmin) [m]
h=aps*sin(b*pi/180); %altura [m]
dmin=h/tan((61-fi)*pi/180);

Sapr=Scub*(1-0.06*exp(-2*10^(-5)*Scub)); %superficie aprovechada [m2]
Nbis=fix(Sapr/(lps*(dmin+aps*cos(b*pi/180)))); %n° paneles inicial

Pbis=Nbis*Pps*0.001; %potencia instalación inicial [kW]

%Elección de inversor
N100=fix(Pbis/S100)+1; %n° de inversores Growatt MAX 100KTL3-X LV
N125=fix(Pbis/S125)+1; %n° de inversores Growatt MAX 125KTL3-X LV
C100=N100*D100; %coste total inversor Growatt MAX 100KTL3-X LV
C125=N125*D125; %coste total inversor Growatt MAX 125KTL3-X LV

if C125<=C100
    E=E125; %rendimiento inversor
    Ninv=N125; %n° de inversores
    Cinv=C125; %coste total inversores [€]
    Sinv=S125; %potencia máxima inversor [kVA]
    Pinv=P125; %potencia inversor [kW]
else
    E=E100; %rendimiento inversor
    Ninv=N100; %n° de inversores
    Cinv=C100; %coste total inversores [€]
    Sinv=S100; %potencia máxima inversor [kVA]
    Pinv=P100; %potencia inversor [kW]
end

%Configuración sistema
Npsmax=fix(Vmaxinv/Vops); %n° máximo paneles serie
Nppmax=fix(Imaxinv/Iccps); %n° máximo paneles paralelo

```

```

Npp1=fix(Nbis/(Ninv*Npsmax))+1; %n° paneles paralelo 1
Npp2=Npp1+1; %n° paneles paralelo 2
Nps=fix(Nbis/(Ninv*Npp1)); %n° paneles serie
Ninv2=round((Nbis-Npp1*Nps*Ninv)/Nps); %n° de grupos 2
Ninv1=Ninv-Ninv2; %n° de grupos 1

if Npp2*Nps*Pps*0.001>Sinv
    disp('Error: potencia inversor superada');
    return
end

if Npp2>Nppmax
    disp('Error: n° de paneles en paralelo superado');
    return
end

N=Ninv1*Npp1*Nps+Ninv2*Npp2*Nps; %n° paneles
P=min([N*Pps*0.001 Ninv*Pinv]); %potencia instalación [kW]

%Pérdidas relativas por sombra propios paneles
F=(dmin+aps*cos(b*pi/180))/aps; %factor separación
RAEL=(5.6*(1-exp(-0.34*aps/acs)))*exp(-2.26*F)+0.002*F-0.007;
FS=1-RAEL; %factor de sombreado

%Irradiación mensual
PVGISdata=PVGISdatabis(1:132,:);
[Gene,Gfeb,Gmar,Gabr,Gmay,Gjun,Gjul,Gago,Gsep,Goct,Gnov,Gdic]=deal(0);
for i=1:height(PVGISdata)
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Jan')
        Gene=Gene+PVGISdata.H_i__m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Feb')
        Gfeb=Gfeb+PVGISdata.H_i__m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Mar')
        Gmar=Gmar+PVGISdata.H_i__m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Apr')
        Gabr=Gabr+PVGISdata.H_i__m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'May')
        Gmay=Gmay+PVGISdata.H_i__m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Jun')
        Gjun=Gjun+PVGISdata.H_i__m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Jul')
        Gjul=Gjul+PVGISdata.H_i__m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Aug')
        Gago=Gago+PVGISdata.H_i__m(i)*0.1;
    end
end

```

```

if ismember(PVGISdata.month(i),'Sep')
    Gsep=Gsep+PVGISdata.H_i__m(i)*0.1;
end
if ismember(PVGISdata.month(i),'Oct')
    Goct=Goct+PVGISdata.H_i__m(i)*0.1;
end
if ismember(PVGISdata.month(i),'Nov')
    Gnov=Gnov+PVGISdata.H_i__m(i)*0.1;
end
if ismember(PVGISdata.month(i),'Dec')
    Gdic=Gdic+PVGISdata.H_i__m(i)*0.1;
end
end

Gmsa=[Gene Gfeb Gmar Gabr Gmay Gjun Gjul Gago Gsep Goct Gnov Gdic];
G=Gmsa*FS; %irradiación mensual descontando pérdidas sombra [kWh/m2]
GM=sum(G)/12; %irradiación mensual media [kWh/m2]

%Temperatura
[Tene,Tfeb,Tmar,Tabr,Tmay,Tjun,Tjul,Tago,Tsep,Toct,Tnov,Tdic]=deal(0);
for i=1:height(PVGISdata)
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Jan')
        Tene=Tene+PVGISdata.T2m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Feb')
        Tfeb=Tfeb+PVGISdata.T2m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Mar')
        Tmar=Tmar+PVGISdata.T2m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Apr')
        Tabr=Tabr+PVGISdata.T2m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'May')
        Tmay=Tmay+PVGISdata.T2m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Jun')
        Tjun=Tjun+PVGISdata.T2m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Jul')
        Tjul=Tjul+PVGISdata.T2m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Aug')
        Tago=Tago+PVGISdata.T2m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Sep')
        Tsep=Tsep+PVGISdata.T2m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Oct')
        Toct=Toct+PVGISdata.T2m(i)*0.1;
    end
    if ismember(PVGISdata.month(i),'Nov')

```

```

Tnov=Tnov+PVGISdata.T2m(i)*0.1;
end
if ismember(PVGISdata.month(i),'Dec')
    Tdic=Tdic+PVGISdata.T2m(i)*0.1;
end
end

T=[Tene Tfeb Tmar Tabr Tmay Tjun Tjul Tago Tsep Toct Tnov Tdic];
Tc=T+(TONC-20)*0.8; %temperatura trabajo panel [°C]

Ptemp=0.0035*(Tc-25); %pérdidas por temperatura
Ptemporc=round(Ptemp*100,1); %pérdidas por temperatura [%]

PR=(1-A1-A2-A3-Ptemp)*C*D*E; %rendimiento ISF
PRM=sum(PR)/12*100; %rendimiento ISF medio [%]

EG=G.*PR*P*0.001; %energía generada [MWh]
EGA=sum(EG); %energía generada anual [MWh]

PMV=PM*AP; %precio medio de venta [€/MWh]

%Energía entregada, ahorro y beneficio
EE=zeros(1,12);
AM=zeros(1,12);
BB=zeros(1,12);
for i=1:length(EG)
    if EG(i)<CM(i)
        EE(i)=0; %energía entregada a la red [MWh]
        AM(i)=EG(i)*PM(i); %dinero ahorrado [€]
        BB(i)=0; %beneficio bruto venta de excedentes [€]
    else
        EE(i)=EG(i)-CM(i); %energía entregada a la red [MWh]
        AM(i)=CM(i)*PM(i); %dinero ahorrado [€]
        BB(i)=EE(i)*PMV(i); %beneficio bruto venta de excedentes [€]
    end
end
end
AMA=sum(AM); %dinero ahorrado anual [€]
BN=BB*(1-IVPEE-IVA); %beneficio neto venta de excedentes [€]

Ing=BN-OM*P; %ingresos mensuales [€]
Ingm=sum(Ing)/12; %ingresos mensuales medios [€]

%Coste instalación
Cps=Dps*N; %coste total paneles solares [€]
Cs=CS*Cps; %coste soporte [€]
Cte=CTE*Cps; %coste centro transformación [€]
Cc=CC*Cps; %coste cableado [€]
Ct=CT*Cps; %coste transporte [€]
Co=CO*Cps; %coste mano de obra [€]
Cp=CP*Cps; %coste aparatos de maniobra y protección [€]
Ctot=(Cps+Cinv+Cs+Cc+Ct+Co+Cp)*IP2; %coste total instalación [€]

```

```
Tam=Ctot/(sum(AM)+sum(Ing)); %tiempo amortización [años]

%% Resultados

fprintf('\n'); %espacio
fprintf('Instalación sobre %dm2 de cubierta.\n', Scub);
if option==1
    disp('Objetivo: mayor cantidad de energía.');
```

```
else
    disp('Objetivo: beneficio económico.')
```

```
end

fprintf('\n'); %espacio
fprintf('Potencia: %dkW\n',P);
fprintf('Rendimiento: %f\n',PRM);
fprintf('Energía generada anual: %fMWh\n',EGA);

fprintf('\n'); %espacio
fprintf('Inversión inicial: %f€\n',Ctot);
fprintf('Dinero ahorrado anual: %f€\n',AMA);
fprintf('Coste mensual de operación y mantenimiento: %f€\n',OM*P);
fprintf('Ingresos mensuales medios: %f€\n',Ingm);
fprintf('Tiempo de amortización: %f años\n',Tam);

fprintf('\n'); %espacio
fprintf('Factor de sombreado: %f\n',FS);
fprintf('Irradiación mensual media: %fkWh/m2\n',GM);

fprintf('\n'); %espacio
disp('Paneles:');
if option==1
    disp('Panel utilizado: Jinko Solar JKM560N-72HL4-BDV.');
```

```
else
    disp('Panel utilizado: LONGi Solar LR5-54HPH-410M.');
```

```
end
fprintf('Número de paneles: %d\n',N);
fprintf('Inclinación paneles: %d°\n',b);
fprintf('Distancia entre ramas de paneles: %fm\n',dmin);

fprintf('\n'); %espacio
disp('Inversores:');
if C125<=C100
    disp('Inversor utilizado: Growatt MAX 125KTL3-X LV.');
```

```
else
    disp('Inversor utilizado: Growatt MAX 100KTL3-X LV.');
```

```
end
fprintf('Número de inversores: %d\n',Ninv);

fprintf('\n'); %espacio
disp('Configuración del sistema:');
fprintf('Número de paneles en serie: %d\n',Nps);
```

```
fprintf('%d inversores con %d líneas de paneles en paralelo.\n',...
    Ninvl,Npp1);
fprintf('%d inversores con %d líneas de paneles en paralelo.\n',...
    Ninv2,Npp2);

fprintf('\n'); %espacio
disp('Desglose inversión inicial:');
fprintf('Coste paneles: %f€\n',Cps);
fprintf('Coste soporte: %f€\n',Cs);
fprintf('Coste centro transformación: %f€\n',Cte);
fprintf('Coste cableado: %f€\n',Cc);
fprintf('Coste aparatos de maniobra y protección: %f€\n',Cp);
fprintf('Coste inversores: %f€\n',Cinv);
fprintf('Coste mano de obra: %f€\n',Co);
fprintf('Coste transporte: %f€\n',Ct);
fprintf('\n'); %espacio

%Gráficas
%Meses del año
M=categorical({'Ene','Feb','Mar','Abr','May',...
    'Jun','Jul','Ago','Sep','Oct','Nov','Dic'});
M=reordercats(M,{'Ene','Feb','Mar','Abr','May',...
    'Jun','Jul','Ago','Sep','Oct','Nov','Dic'});

%Gráfico de barras con la irradiación mensual
figure
bar(M,G);
ylabel('Irradiación [kWh/m2]')

%Gráfico de barras con la temperatura de trabajo panel,
%pérdidas por temperatura y temperatura de la instalación
figure
GTP=bar(M,[Tc;Ptemporc]);
xtips1 = GTP(2).XEndPoints;
ytips1 = GTP(2).YEndPoints;
labels1 = string(GTP(2).YData);
text(xtips1,ytips1,labels1,'HorizontalAlignment','center',...
    'VerticalAlignment','bottom')
hold on
plot(M,T,'-o');
legend('Temperatura de trabajo paneles [°C]',...
    'Pérdidas por temperatura [%]','Temperatura instalación [°C]');

%Rendimiento de la instalación
figure
plot(M,PR,'-o');
ylabel('Rendimiento [PR]');

%Energía generada y entregada
figure
plot(M,EG,'-o');
ylabel('Energía [MWh]');
hold on
```

```
plot(M, EE, '-o');  
legend('Energía generada', 'Energía entregada a la red');  
  
%Ahorro e ingresos mensuales  
figure  
plot(M, AM, '-s');  
ylabel('Dinero [€]');  
hold on  
plot(M, Ing, '-s');  
legend('Dinero ahorrado', 'Ingresos mensuales');
```

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para ilustrar el trabajo de este proyecto se ha optado por cuatro ejemplos ficticios de naves logísticas diferentes que se simularán con el programa creado y con PVsyst para contrastar. Los paneles y los inversores usados en PVsyst son los mismos que los utilizados en el programa. Si se desea ver los informes completos de las simulaciones, estos se pueden encontrar en el Anexo II.

5.1 NAVE EN VILLALBA DEL ALCOR DE 7140 M². OBJETIVO III

Este caso es el que se muestra en el código definido en el capítulo anterior. Se ha escogido una localización situada en una de las zonas con más irradiación del país, cuyas coordenadas exactas son: 37.379, -6.504. La población más cercana se llama Villalba del Alcor y está situada a mitad de camino entre Huelva y Sevilla. El consumo medio establecido es:

```
CM=[70.2 65.5 73.4 68.7 75.3 71.8 66.7 70.3 74.6 67.3 72.4 70.2];
```

El objetivo definido ha sido diseñar la instalación fotovoltaica que genera la mayor cantidad de electricidad. Teniendo en cuenta el objetivo definido y el lugar establecido, se espera lograr unos números elevados de energía generada. A continuación se muestran los resultados mostrados en la ventana de comandos por el programa del proyecto:

Instalación sobre 7140m² de cubierta.

Objetivo: mayor cantidad de energía.

Potencia: 750kW

Rendimiento: 81.844708

Energía generada anual: 1371.741696MWh

Inversión inicial: 525296.025000€

Dinero ahorrado anual: 111144.645700€

Coste mensual de operación y mantenimiento: 3000.000000€

Ingresos mensuales medios: 630.532227€

Tiempo de amortización: 4.424998 años

Factor de sombreado: 0.940875

Irradiación mensual media: 187.219169kWh/m²

Paneles:

Panel utilizado: Jinko Solar JKM560N-72HL4-BDV.

Número de paneles: 1350

Inclinación paneles: 27°

Distancia entre ramas de paneles: 1.177212m

Inversores:

Inversor utilizado: Growatt MAX 125KTL3-X LV.

Número de inversores: 6

Configuración del sistema:

Número de paneles en serie: 18

3 inversores con 12 líneas de paneles en paralelo.

3 inversores con 13 líneas de paneles en paralelo.

Desglose inversión inicial:

Coste paneles: 309150.000000€

Coste soporte: 154575.000000€

Coste centro transformación: 123660.000000€

Coste cableado: 46372.500000€

Coste aparatos de maniobra y protección: 92745.000000€

Coste inversores: 35722.200000€

Coste mano de obra: 46372.500000€

Coste transporte: 15457.500000€

Las figuras generadas por el programa han sido:

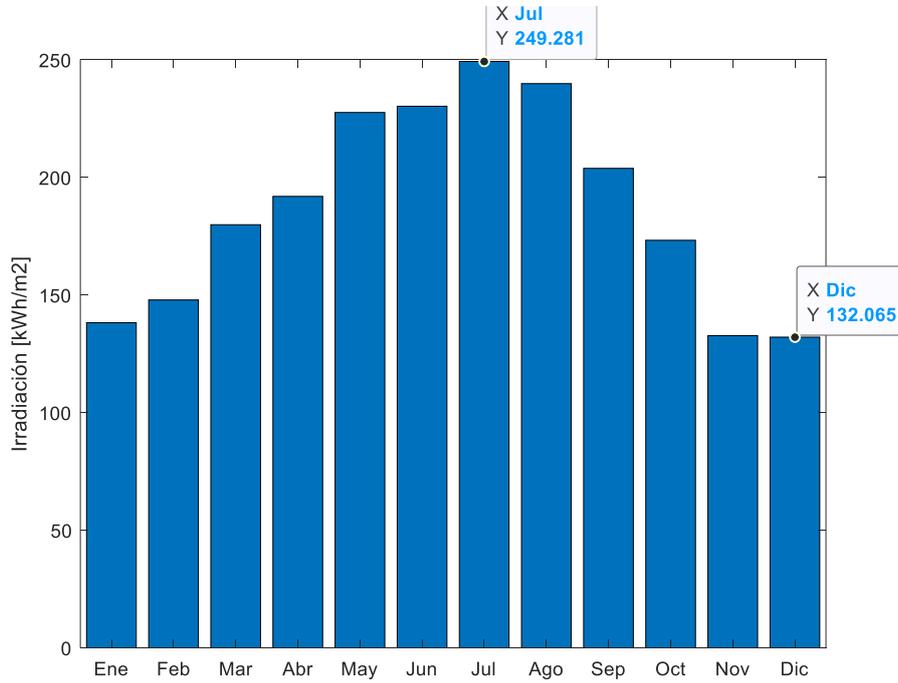


Figura 8. Irradiación mensual descontando pérdidas por sombra del ejemplo 5.1

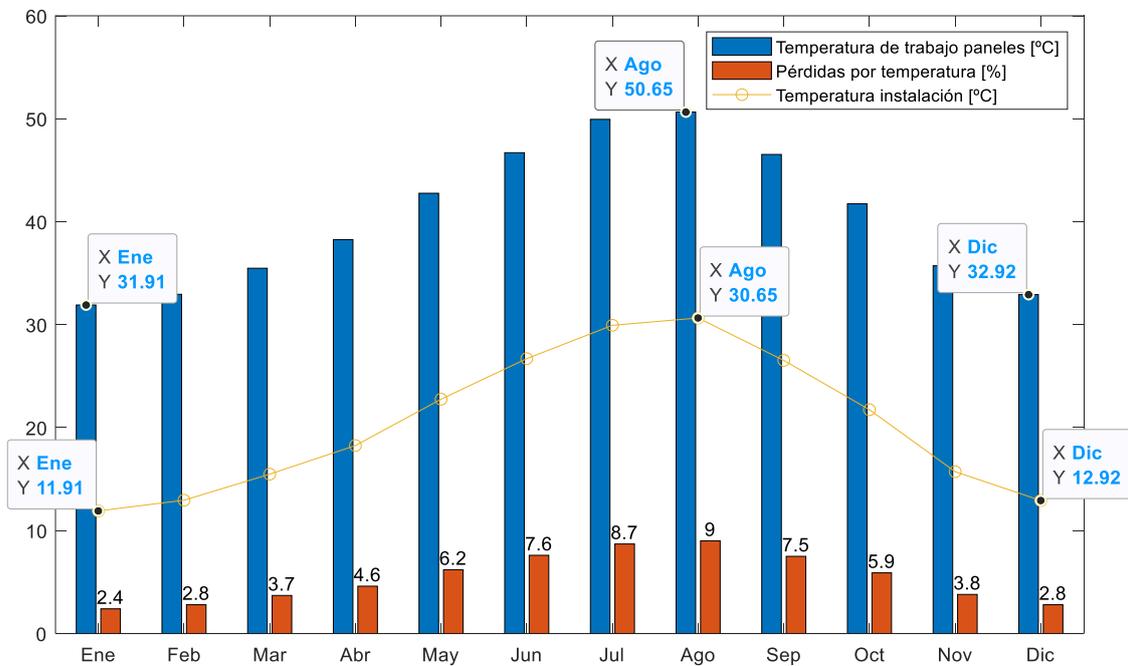


Figura 9. Temperatura ambiente, de trabajo y pérdidas del ejemplo 5.1

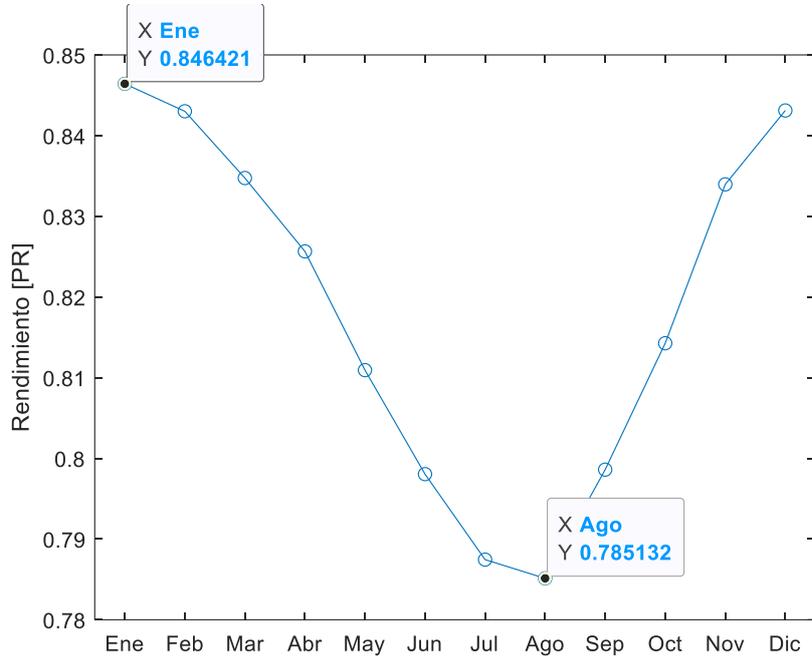


Figura 10. Rendimiento de la instalación (PR) del ejemplo 5.1

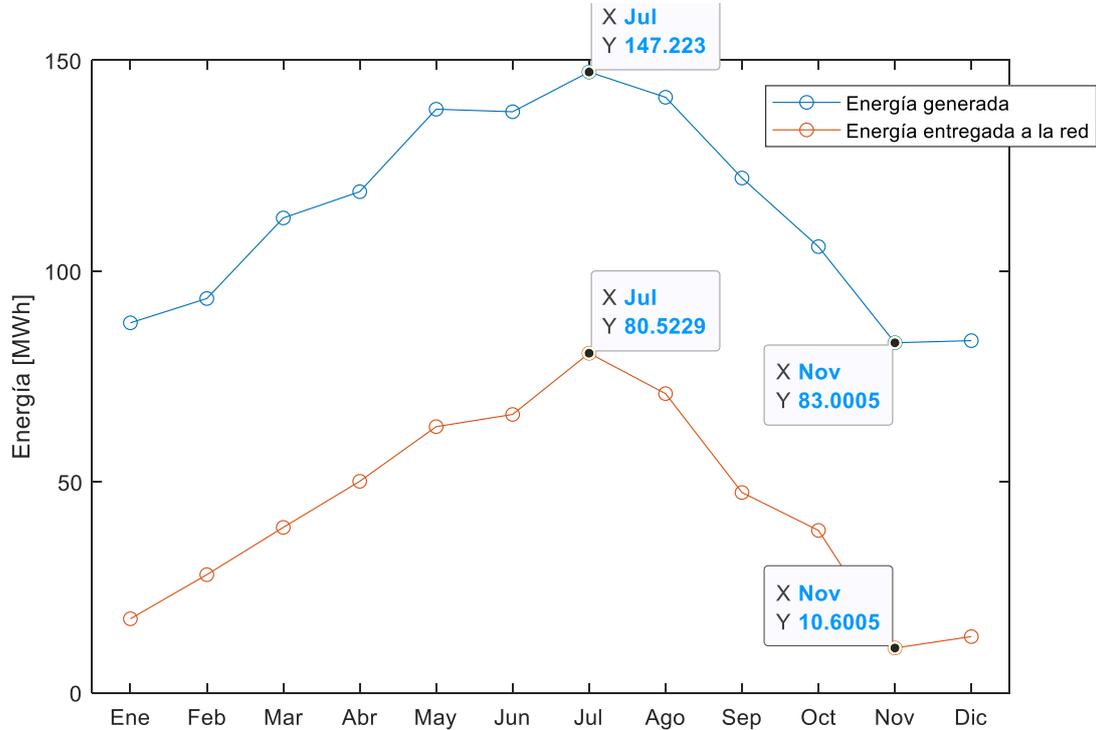


Figura 11. Energía generada y entregada por la instalación del ejemplo 5.1

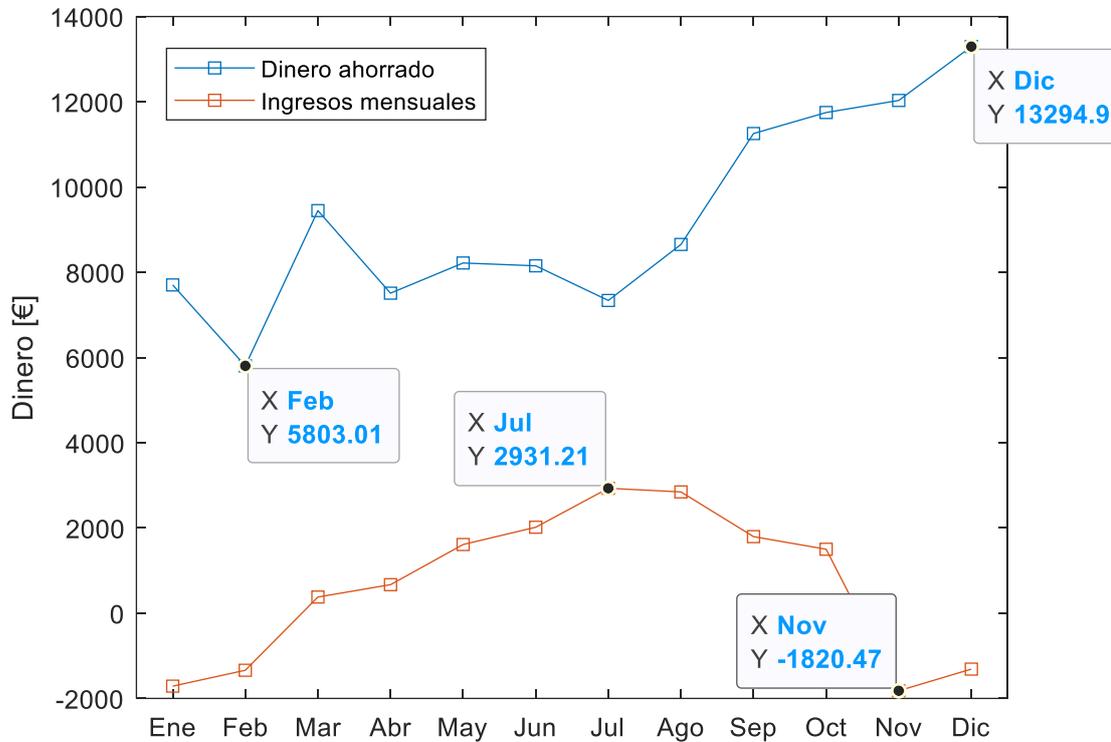


Figura 12. Dinero ahorrado e ingresos mensuales del ejemplo 5.1

Viendo la figura de rendimiento, se aprecia que su valor máximo es 84,64%, ocurriendo en el mes de enero, y que su valor mínimo es 78,51%, dado durante el mes de agosto. Esto tiene sentido si se observa la figura de las temperaturas, concretamente las pérdidas. Estas han sido mínimas en enero (2,4%) y máximas en agosto (9%). Todo esto era de esperar, ya que las células pierden rendimiento cuanto mayor es la temperatura, tal y como se ha explicado en la quinta sección del capítulo cuatro. Si se analiza el año completo, el rendimiento medio ha resultado ser 81,84%; un valor situado por encima de la media española (70%).

El factor de sombreado ha sido 0,94, es decir, las pérdidas por sombra de los propios paneles son significativas. Estas afectan a los valores de irradiación, mostrados en una de las figuras.

Viendo la figura de energía, se aprecia que el valor máximo de energía generada es 147,22 MWh, ocurriendo en el mes de julio, y que el valor mínimo es 83 MWh, dado durante el mes

de noviembre. Esto se debe principalmente a que la irradiación es superior en verano que en noviembre. El valor anual de energía generada ha sido 1371,74 MWh; que relativo a la potencia de la instalación y comparando con otras instalaciones fotovoltaicas, es un número elevado.

Viendo la figura de dinero, se aprecia que las curvas de dinero ahorrado y de ingresos mensuales son muy diferentes. Esto se debe a que el dinero ahorrado depende principalmente del precio del mercado eléctrico, mientras que los ingresos dependen además de la energía generada. La inversión anual ha resultado ser 525.296'03€, que dividida por el ahorro y los ingresos significa un tiempo de amortización de cuatro años y cinco meses; un valor pequeño si se compara con lo habitual en España.

A continuación se muestran los resultados de la simulación realizada con PVsyst.

Resumen del proyecto					
Sitio geográfico		Situación		Configuración del proyecto	
Villalba del Alcor		Latitud	37.38 °N	Albedo	0.20
España		Longitud	-6.50 °W		
		Altitud	147 m		
		Zona horaria	UTC+1		
Datos meteo					
Villalba del Alcor					
PVGIS api TMY					
Resumen del sistema					
Sistema conectado a la red		Sin escena 3D definida, sin sombras			
Orientación campo FV		Sombreados cercanos		Necesidades del usuario	
Plano fijo		Sin sombreados		Carga ilimitada (red)	
Inclinación/Azimut		27 / 0 °			
Información del sistema					
Generador FV					
Núm. de módulos		1358 unidades	Inversores		
Pnom total		760 kWp	Núm. de unidades	6 unidades	
			Pnom total	750 kWca	
			Proporción Pnom	1.014	
Resumen de resultados					
Energía producida	1470887 kWh/año	Producción específica	1934 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	83.46 %

Figura 13. Resumen de la simulación 5.1 en PVsyst

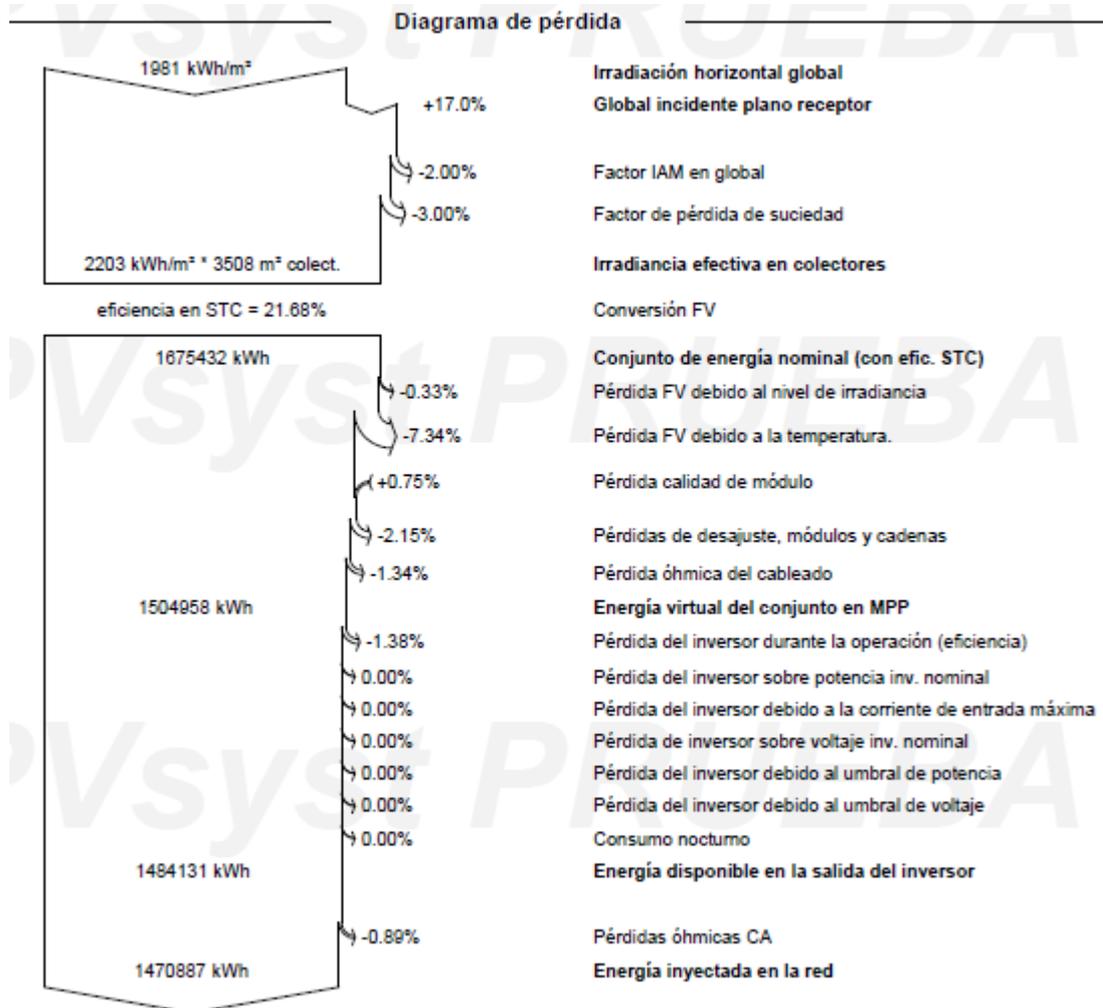


Figura 14. Diagrama de pérdidas de la instalación 5.1 de PVsyst

Observando la figura de resumen, se aprecia que el número de inversores es el mismo que el establecido por el programa de este proyecto. En cuanto a los paneles, PVsyst determina que el número será 1358; ocho paneles más que el programa. El rendimiento lo ha establecido en 83,4%; ligeramente superior al 81,84% del programa. El número que varía más significativamente es el de energía generada anual; que PVsyst ha establecido en 1470,89 MWh. La energía calculada por el programa de este proyecto es el 93,25% de este valor. Esta diferencia se debe simplemente a que PVsyst no tiene en cuenta las pérdidas por sombra entre paneles. Esto queda demostrado cuando se observa que la diferencia en energía generada es casi la misma que el factor de sombreado (94%) calculado por el programa. Además del resumen general se ha incluido el diagrama de pérdidas porque ilustra las

pérdidas que sí tiene en cuenta PVsyst. Las pérdidas entre “irradiación horizontal” e “irradiación efectiva” son las que en el programa de este proyecto ya calcula PVGIS.

5.2 NAVE EN VILLALBA DEL ALCOR DE 7140 M². OBJETIVO IV

Este ejemplo es el mismo que el anterior, con la diferencia de que el objetivo ahora es el de generar el mayor beneficio económico. Las coordenadas, la superficie y el consumo medio es el mismo, así que no se comentará lo que sea igual al ejemplo anterior para evitar la repetición. Teniendo en cuenta el objetivo definido, se espera lograr una inversión inicial y un tiempo de amortización menores, a costa de una energía generada menor. A continuación se muestran los resultados mostrados en la ventana de comandos por el programa del proyecto:

Instalación sobre 7140m² de cubierta.

Objetivo: beneficio económico.

Potencia: 738kW

Rendimiento: 81.844708

Energía generada anual: 1349.793828MWh

Inversión inicial: 389604.150000€

Dinero ahorrado anual: 111144.645700€

Coste mensual de operación y mantenimiento: 2952.000000€

Ingresos mensuales medios: 521.213771€

Tiempo de amortización: 3.318627 años

Factor de sombreado: 0.940875

Irradiación mensual media: 187.219169kWh/m²

Paneles:

Panel utilizado: LONGi Solar LR5-54HPH-410M.

Número de paneles: 1800

Inclinación paneles: 27°

Distancia entre ramas de paneles: 1.177212m

Inversores:

Inversor utilizado: Growatt MAX 125KTL3-X LV.

Número de inversores: 6

Configuración del sistema:

Número de paneles en serie: 24

3 inversores con 12 líneas de paneles en paralelo.

3 inversores con 13 líneas de paneles en paralelo.

Desglose inversión inicial:

Coste paneles: 225000.000000€

Coste soporte: 112500.000000€

Coste centro transformación: 90000.000000€

Coste cableado: 33750.000000€

Coste aparatos de maniobra y protección: 67500.000000€

Coste inversores: 35722.200000€

Coste mano de obra: 33750.000000€

Coste transporte: 11250.000000€

Las figuras generadas por el programa han sido:

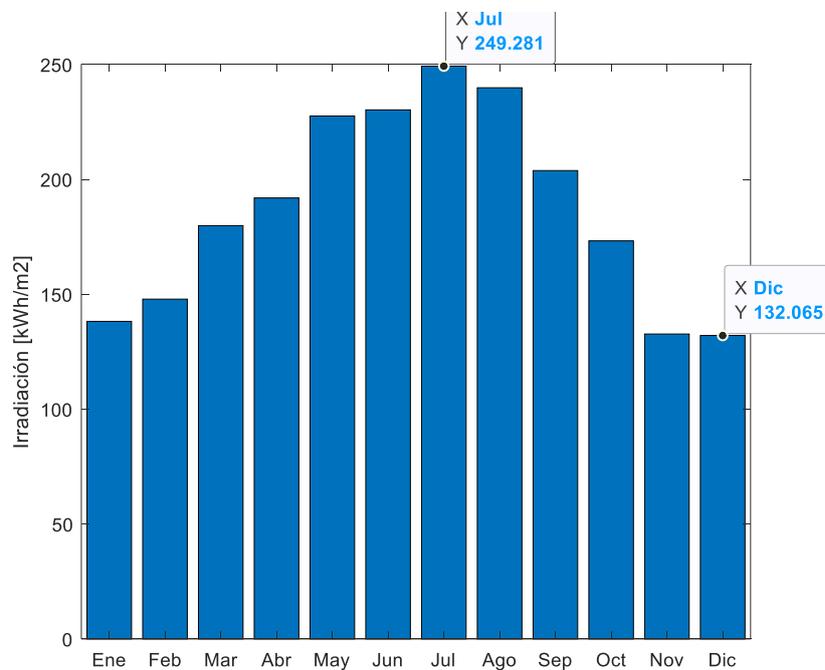


Figura 15. Irradiación mensual descontando pérdidas por sombra del ejemplo 5.2

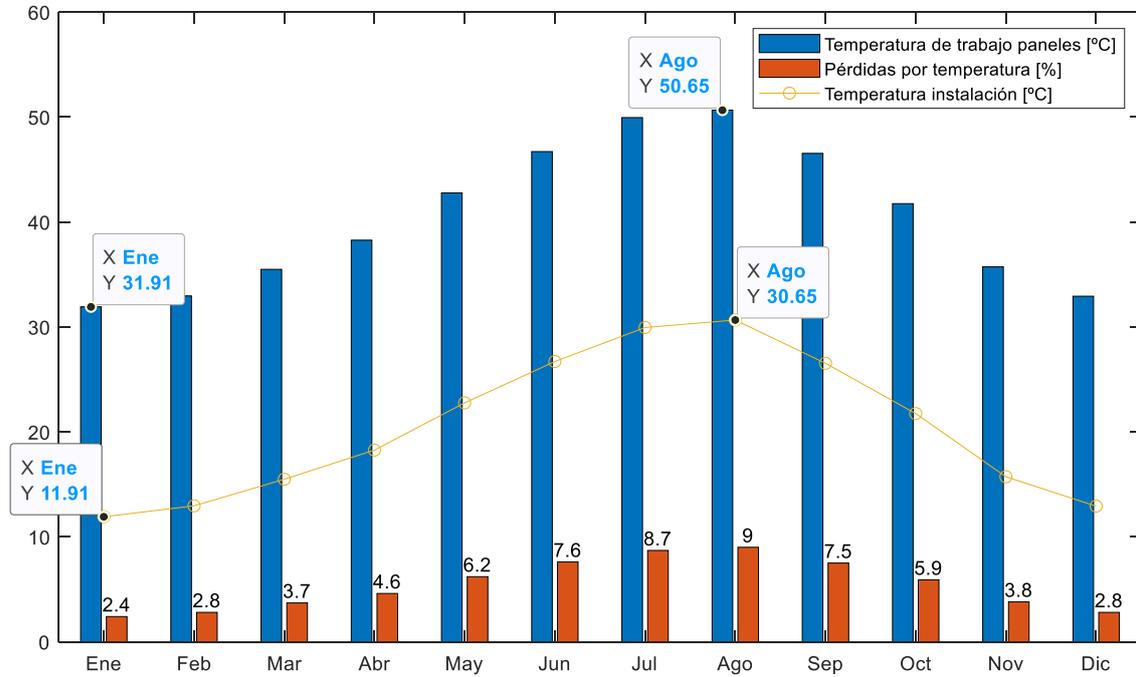


Figura 16. Temperatura ambiente, de trabajo y pérdidas del ejemplo 5.2

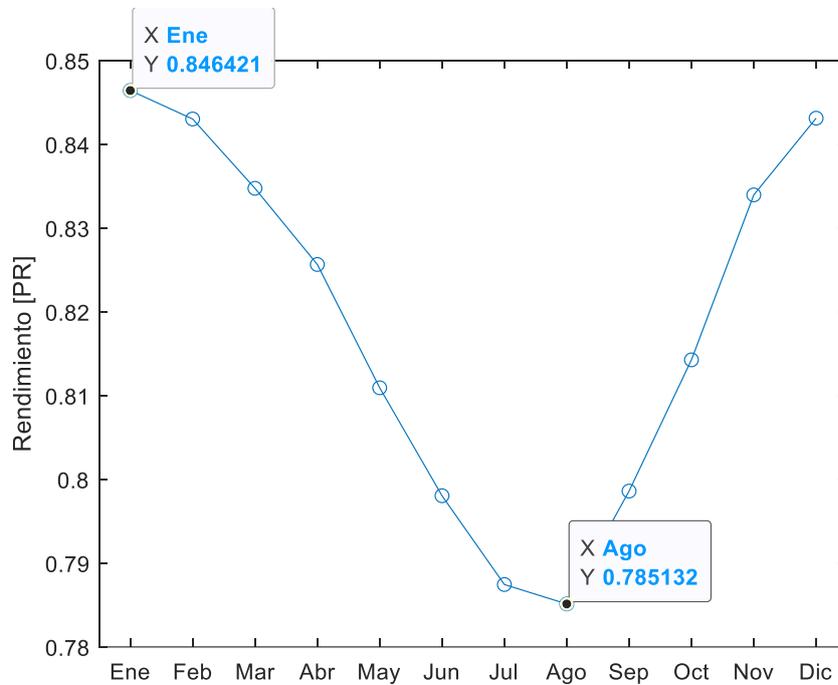


Figura 17. Rendimiento de la instalación (PR) del ejemplo 5.2

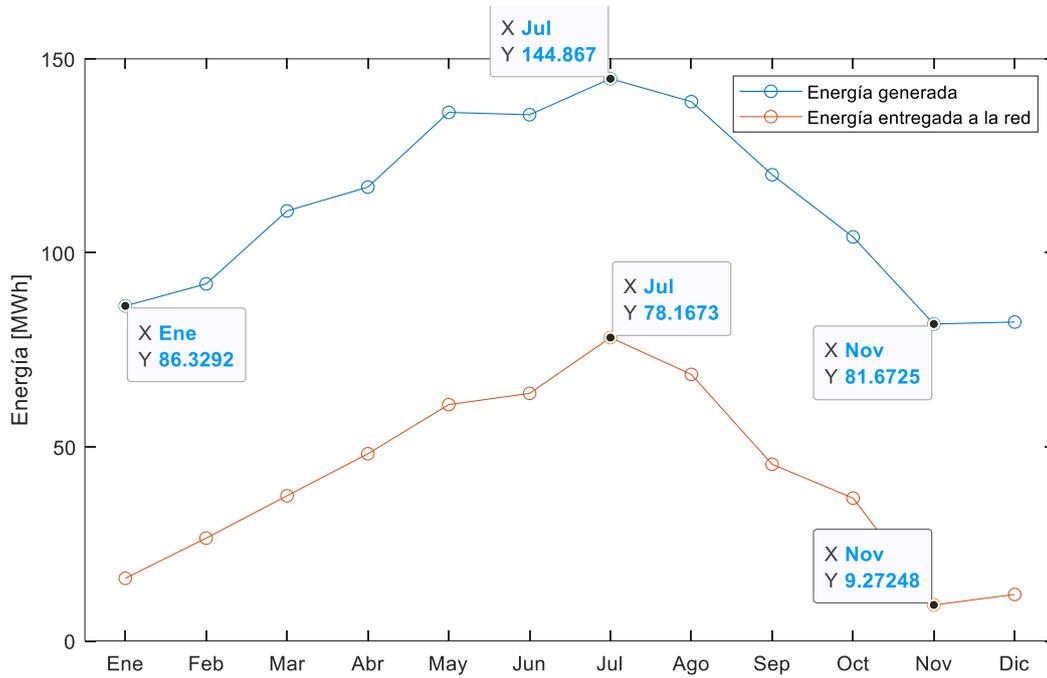


Figura 18. Energía generada y entregada por la instalación del ejemplo 5.2

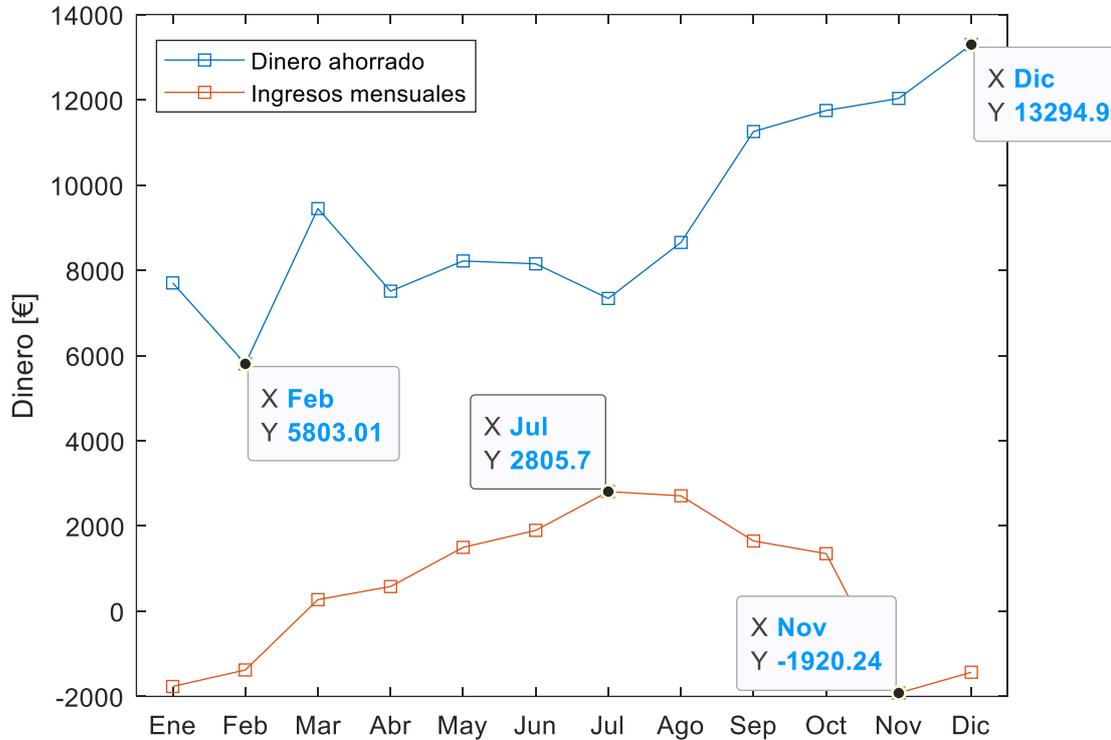


Figura 19. Dinero ahorrado e ingresos mensuales del ejemplo 5.2

Los inversores utilizados y el número de ellos es el mismo que en ejemplo anterior. Sin embargo sí cambia lo relativo a los paneles. Ahora son los del fabricante LONGi y son 1800 en lugar de 1350. Esto provoca que la configuración del sistema sea diferente también, con 24 paneles en serie en lugar de 18. Se observa además que tanto la potencia como la energía son menores, disminuyendo ambas un 1,6%. La inversión inicial ha disminuido también, en un 25,6%. El tiempo de amortización ha pasado a ser tres años y cuatro meses, el cual es un valor excelente [14].

A continuación se muestran los resultados de la simulación realizada con PVsyst.



Figura 20. Resumen de la simulación 5.2 en PVsyst

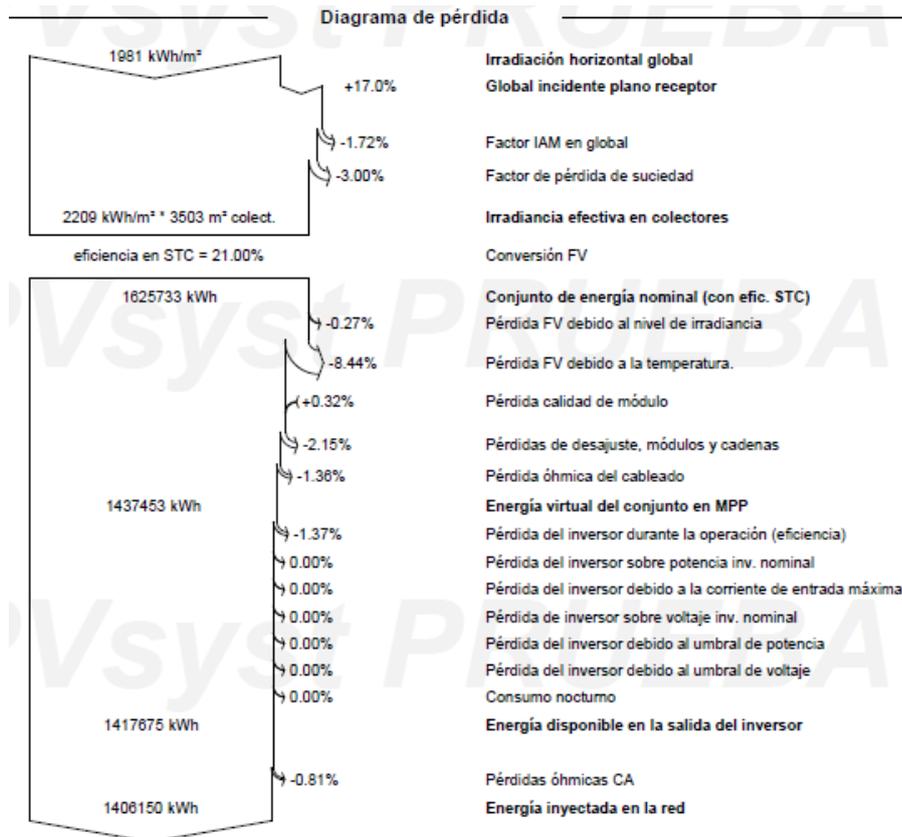


Figura 21. Diagrama de pérdidas de la instalación 5.2 de PVsyst

Observando la figura de resumen, se aprecia que el número de inversores es el mismo que el establecido por el programa de este proyecto. En cuanto a los paneles, PVsyst determina que el número será 1794; seis paneles menos que el programa. El rendimiento lo ha establecido en 82,5%; ligeramente superior al 81,84% del programa. El número que varía más significativamente es el de energía generada anual; que PVsyst ha establecido en 1406,15 MWh. La energía calculada por el programa de este proyecto es el 96% de este valor. Esta diferencia se debe simplemente a que PVsyst no tiene en cuenta las pérdidas por sombra entre paneles. Esto queda demostrado cuando se observa que la diferencia en energía generada es casi la misma que el factor de sombreado (94%) calculado por el programa.

5.3 NAVE EN VILLACARRIEDO DE 7140 M². OBJETIVO III

En este ejemplo se simula la misma nave que en el 5.1, con el mismo objetivo y consumo medio. La diferencia es que se localiza en uno de los lugares de España con menos irradiación, cuyas coordenadas exactas son: 43.234, -3.781. La población más cercana es Villacarriedo, Cantabria. Se espera que los parámetros principales empeoren respecto a los del primer ejemplo. A continuación se muestran los resultados mostrados en la ventana de comandos por el programa del proyecto:

Instalación sobre 7140m² de cubierta.

Objetivo: mayor cantidad de energía.

Potencia: 574.5600kW

Rendimiento: 84.636629

Energía generada anual: 698.890552MWh

Inversión inicial: 401189.700000€

Dinero ahorrado anual: 87896.092091€

Coste mensual de operación y mantenimiento: 2298.240000€

Ingresos mensuales medios: -2197.007434€

Tiempo de amortización: 6.520017 años

Factor de sombreado: 0.986214

Irradiación mensual media: 120.340690kWh/m²

Paneles:

Panel utilizado: Jinko Solar JKM560N-72HL4-BDV.

Número de paneles: 1026

Inclinación paneles: 33°

Distancia entre ramas de paneles: 1.927592m

Inversores:

Inversor utilizado: Growatt MAX 125KTL3-X LV.

Número de inversores: 5

Configuración del sistema:

Número de paneles en serie: 18

3 inversores con 11 líneas de paneles en paralelo.

2 inversores con 12 líneas de paneles en paralelo.

Desglose inversión inicial:

Coste paneles: 234954.000000€

Coste soporte: 117477.000000€

Coste centro transformación: 93981.600000€

Coste cableado: 35243.100000€

Coste aparatos de maniobra y protección: 70486.200000€

Coste inversores: 29768.500000€

Coste mano de obra: 35243.100000€

Coste transporte: 11747.700000€

Las figuras generadas por el programa han sido:

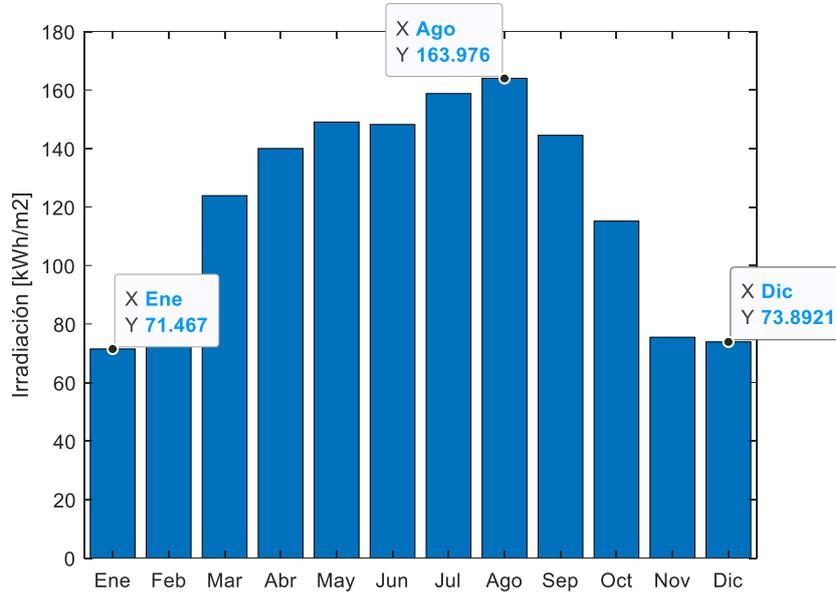


Figura 22. Irradiación mensual descontando pérdidas por sombra del ejemplo 5.3

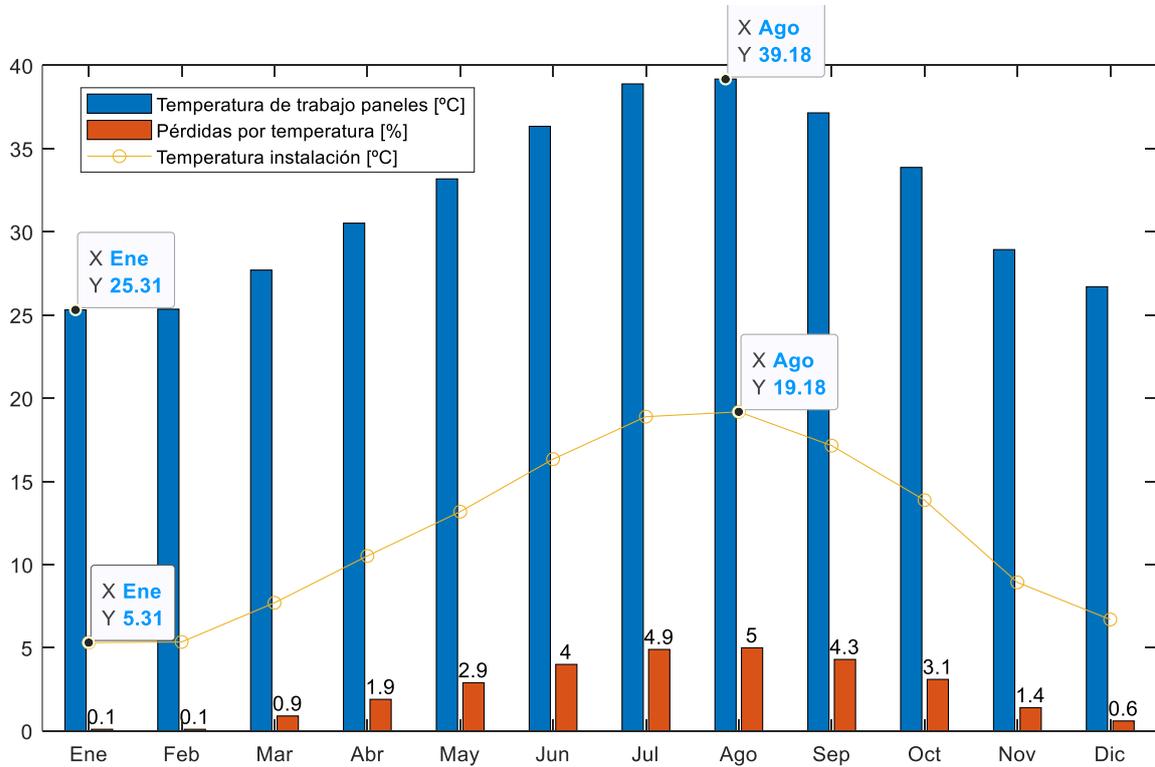


Figura 23. Temperatura ambiente, de trabajo y pérdidas del ejemplo 5.3

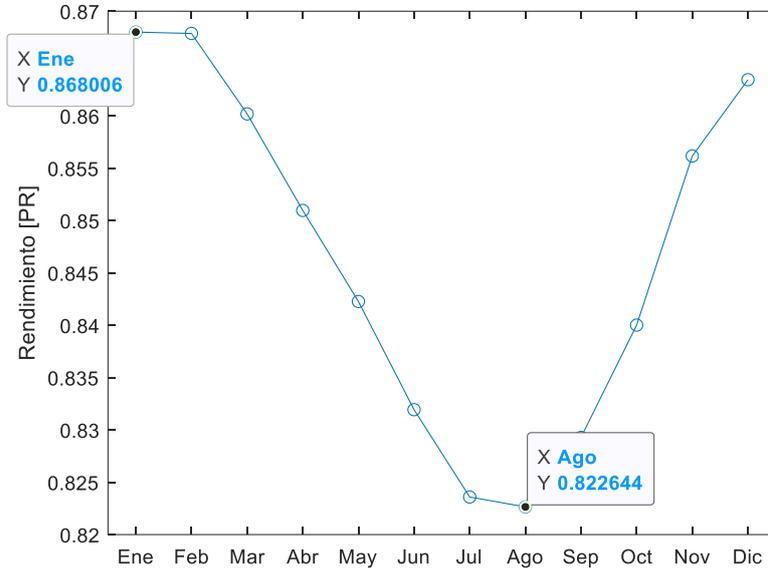


Figura 24. Rendimiento de la instalación (PR) del ejemplo 5.3

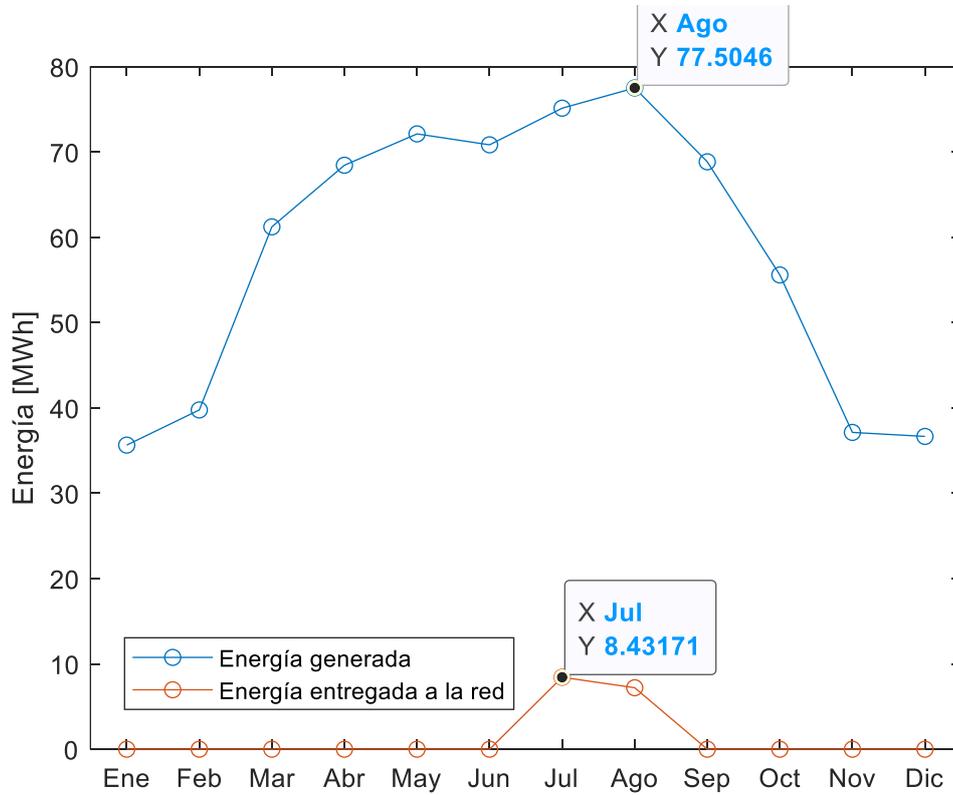


Figura 25. Energía generada y entregada por la instalación del ejemplo 5.3

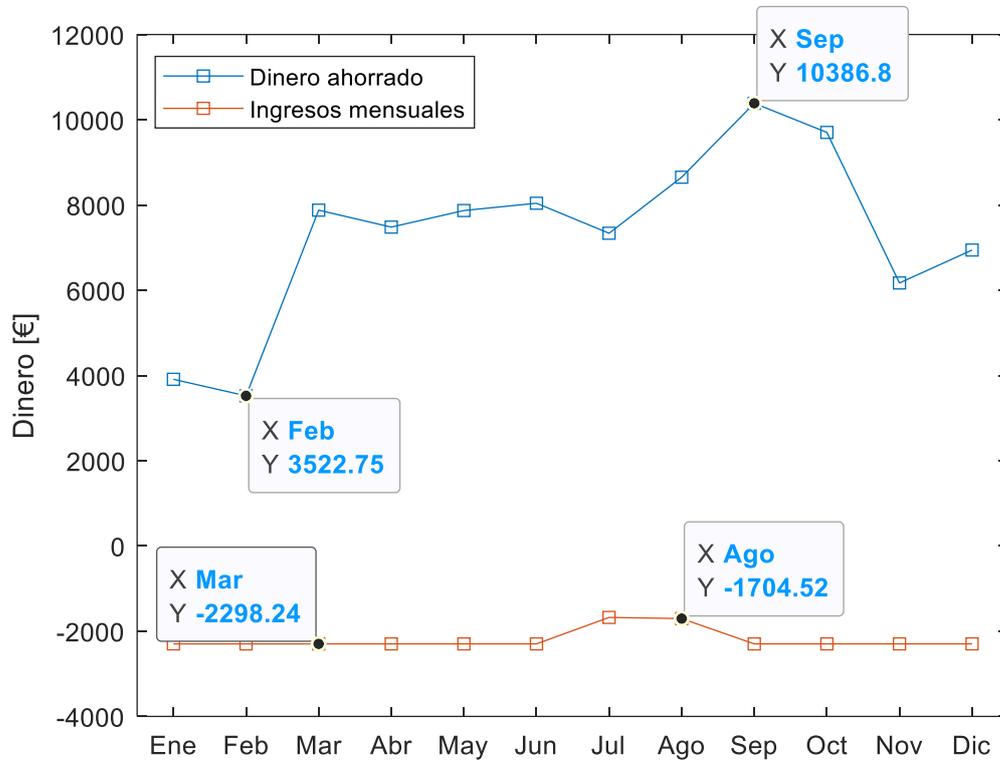


Figura 26. Dinero ahorrado e ingresos mensuales del ejemplo 5.3

El número de paneles ha cambiado de 1350 a 1026. Esto se debe al cambio en latitud, al encontrarse esta nave más al norte, la distancia mínima para garantizar cuatro horas sin sombra en los paneles ha pasado a ser 1,93 m (en el 5.1 era 1,18 m). El menor número de paneles ha reducido el número de inversores, que ha pasado a ser cinco y la potencia de la instalación, que ha resultado en el 76,6% de la del primer ejemplo. También se ha visto afectada la energía generada, que además ha sufrido de menor irradiación, tomando un valor correspondiente con el 50,9% de la generada en el caso 5.1. El tiempo de amortización también ha empeorado, pasando a ser de seis años y seis meses. El valor que sí ha mejorado es de rendimiento, que resulta en un 84,64%. Esta mejora se debe principalmente a las menores temperaturas del lugar, comparado con el primer ejemplo. Estas temperaturas han generado unas pérdidas mucho menores, como se aprecia en la figura de temperaturas. El máximo ha pasado a ser un 5%, considerablemente menor que el máximo del caso 5.1 (9%).

Como ya se ha dicho, la energía generada ha sido menor, pero el consumo medio se ha mantenido. Esto ha provocado que la energía entregada a la red haya sido casi nula, como se puede apreciar en la figura de energía; solo se entrega energía a la red en julio y en agosto, y en pequeña cantidad. Es por ello que los ingresos son negativos todo el año, y se corresponden exactamente, excepto en julio y en agosto, con los gastos de operación y mantenimiento. Viendo la figura del dinero se aprecia también que en este caso el mes de máximo dinero ahorrado es el de septiembre.

A continuación se muestran los resultados de la simulación realizada con PVsyst.

Resumen del proyecto				
Sitio geográfico	Situación		Configuración del proyecto	
Villacarriedo	Latitud	43.23 °N	Albedo	0.20
España	Longitud	-3.78 °W		
	Altitud	696 m		
	Zona horaria	UTC+1		
Datos meteo				
Villacarriedo				
PVGIS api TMY				

Resumen del sistema			
Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras		
Orientación campo FV	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario	
Plano fijo	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)	
Inclinación/Azimut	33 / 0 °		
Información del sistema			
Generador FV		Inversores	
Núm. de módulos	1024 unidades	Núm. de unidades	5 unidades
Pnom total	573 kWp	Pnom total	625 kWca
		Proporción Pnom	0.918

Resumen de resultados					
Energía producida	728366 kWh/año	Producción específica	1270 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	86.35 %

Figura 27. Resumen de la simulación 5.3 en PVsyst

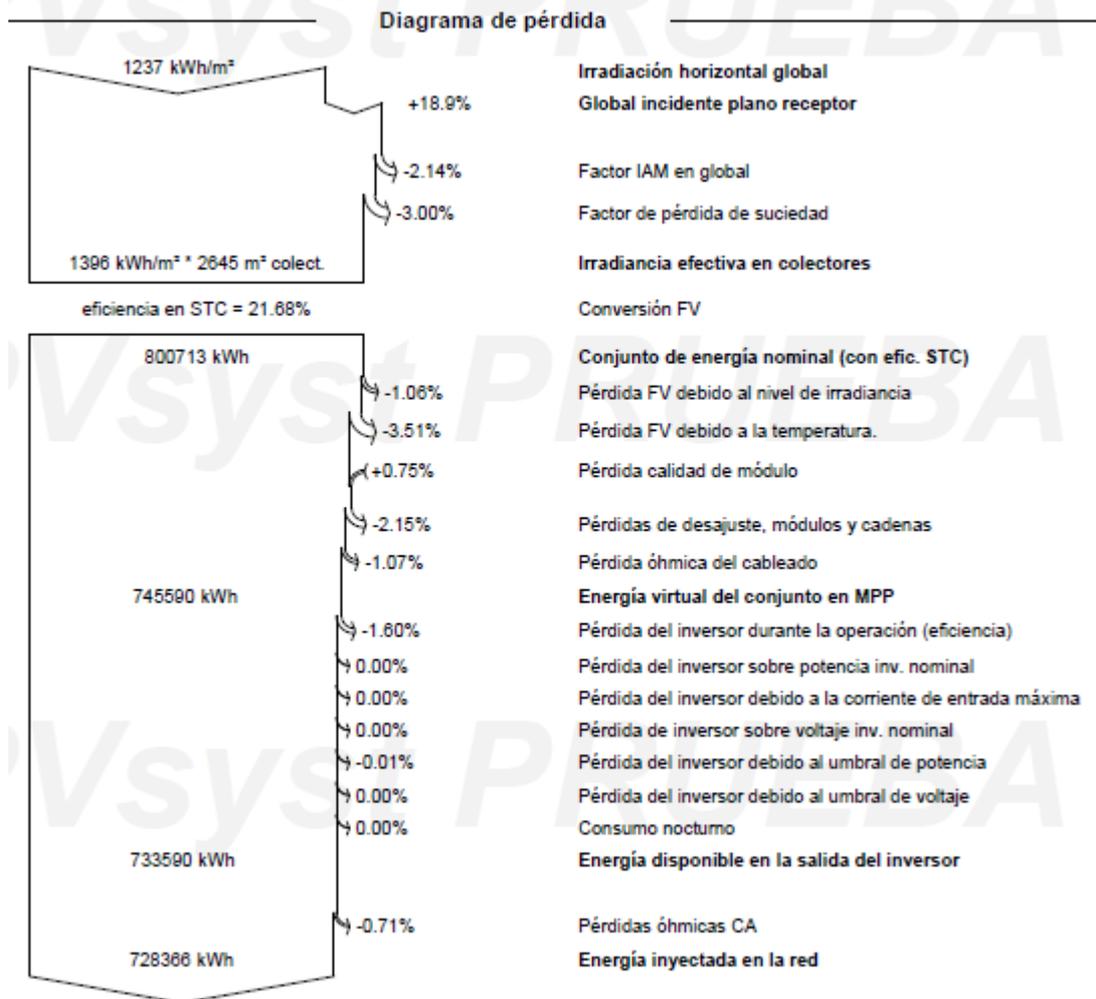


Figura 28. Diagrama de pérdidas de la instalación 5.3 de PVsyst

Observando la figura de resumen, se aprecia que el número de inversores es el mismo que el establecido por el programa de este proyecto. En cuanto a los paneles, PVsyst determina que el número será 1024; dos paneles menos que el programa. El rendimiento lo ha establecido en 86,35%, es decir, también a determinado una mejora de rendimiento con respecto al primer ejemplo (PR=83,4%). El número que varía más significativamente es el de energía generada anual; que PVsyst ha establecido en 728,37 MWh. La energía calculada por el programa de este proyecto es el 96% de este valor. Esta diferencia se debe simplemente a que PVsyst no tiene en cuenta las pérdidas por sombra entre paneles. Esto queda demostrado cuando se observa que la diferencia en energía generada es casi la misma que el factor de sombreado (98%) calculado por el programa.

5.4 NAVE EN VALDEMORALES DE 2116 M². OBJETIVO IV

En este ejemplo se ha escogido una nave diferente, de cubierta menor que en los casos anteriores. Se ha situado en una zona con mucha irradiación, cuyas coordenadas exactas son: 39.2, -6.088. La población más cercana es Valdemorales, Cáceres. El consumo medio establecido es:

CM=[15.8 16.5 17.2 16.7 15.3 16.8 16.7 17.3 16.6 16.3 16.4 17.2];

El objetivo definido ha sido generar el mayor beneficio económico. Teniendo en cuenta el objetivo definido y el lugar establecido, se espera lograr un tiempo de amortización corto. A continuación se muestran los resultados mostrados en la ventana de comandos por el programa del proyecto:

Instalación sobre 2116m² de cubierta.

Objetivo: beneficio económico.

Potencia: 196.8000kW

Rendimiento: 82.516609

Energía generada anual: 352.020853MWh

Inversión inicial: 105047.220000€

Dinero ahorrado anual: 26109.328000€

Coste mensual de operación y mantenimiento: 787.200000€

Ingresos mensuales medios: 270.920964€

Tiempo de amortización: 3.577856 años

Factor de sombreado: 0.959220

Irradiación mensual media: 182.021670kWh/m²

Paneles:

Panel utilizado: LONGi Solar LR5-54HPH-410M.

Número de paneles: 480

Inclinación paneles: 29°

Distancia entre ramas de paneles: 1.374533m

Inversores:

Inversor utilizado: Growatt MAX 100KTL3-X LV.

Número de inversores: 2

Configuración del sistema:

Número de paneles en serie: 24

2 inversores con 10 líneas de paneles en paralelo.

0 inversores con 11 líneas de paneles en paralelo.

Desglose inversión inicial:

Coste paneles: 60000.000000€

Coste soporte: 30000.000000€

Coste centro transformación: 24000.000000€

Coste cableado: 9000.000000€

Coste aparatos de maniobra y protección: 18000.000000€

Coste inversores: 11062.960000€

Coste mano de obra: 9000.000000€

Coste transporte: 3000.000000€

Las figuras generadas por el programa han sido:

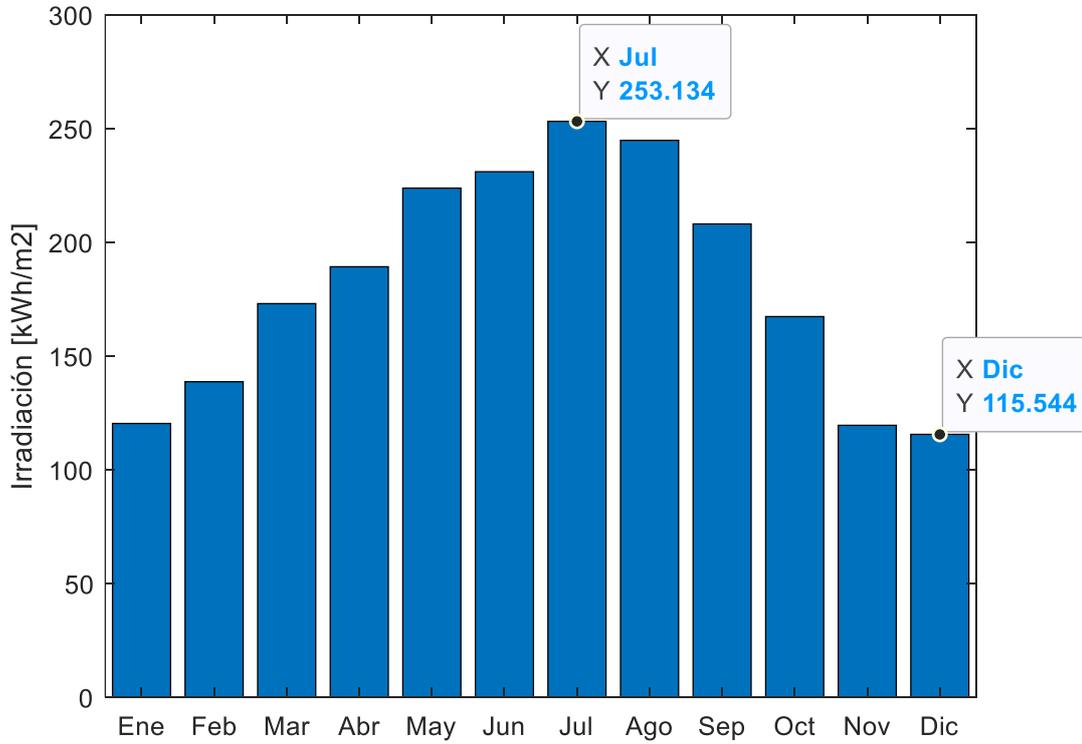


Figura 29. Irradiación mensual descontando pérdidas por sombra del ejemplo 5.4

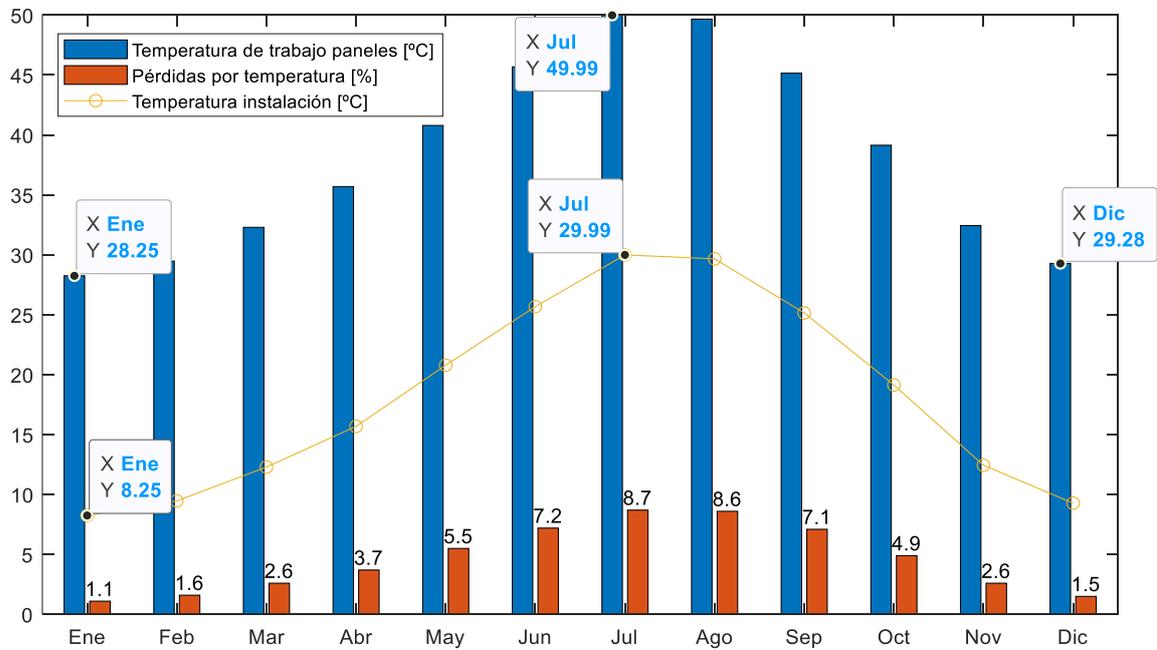


Figura 30. Temperatura ambiente, de trabajo y pérdidas del ejemplo 5.4

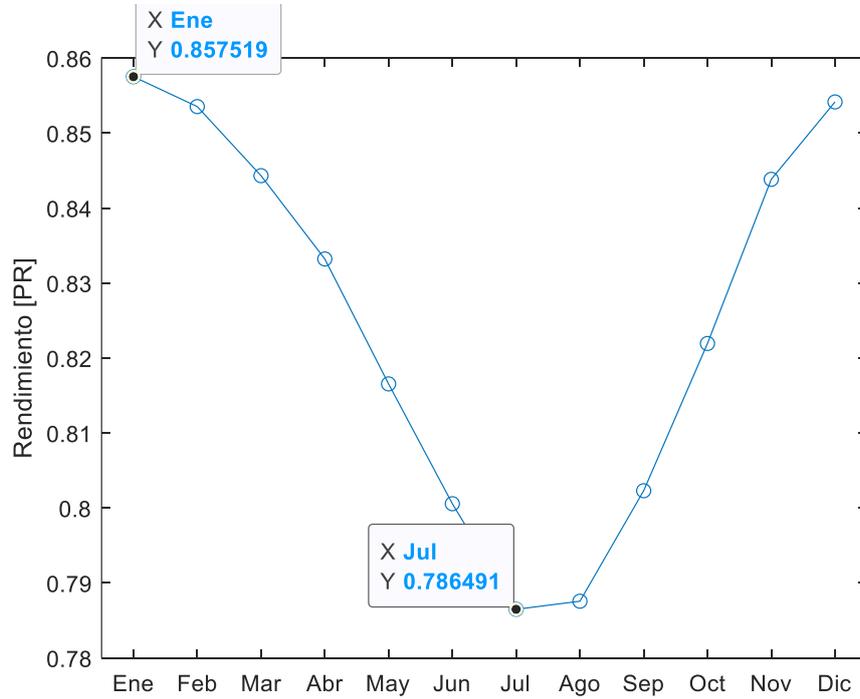


Figura 31. Rendimiento de la instalación (PR) del ejemplo 5.4

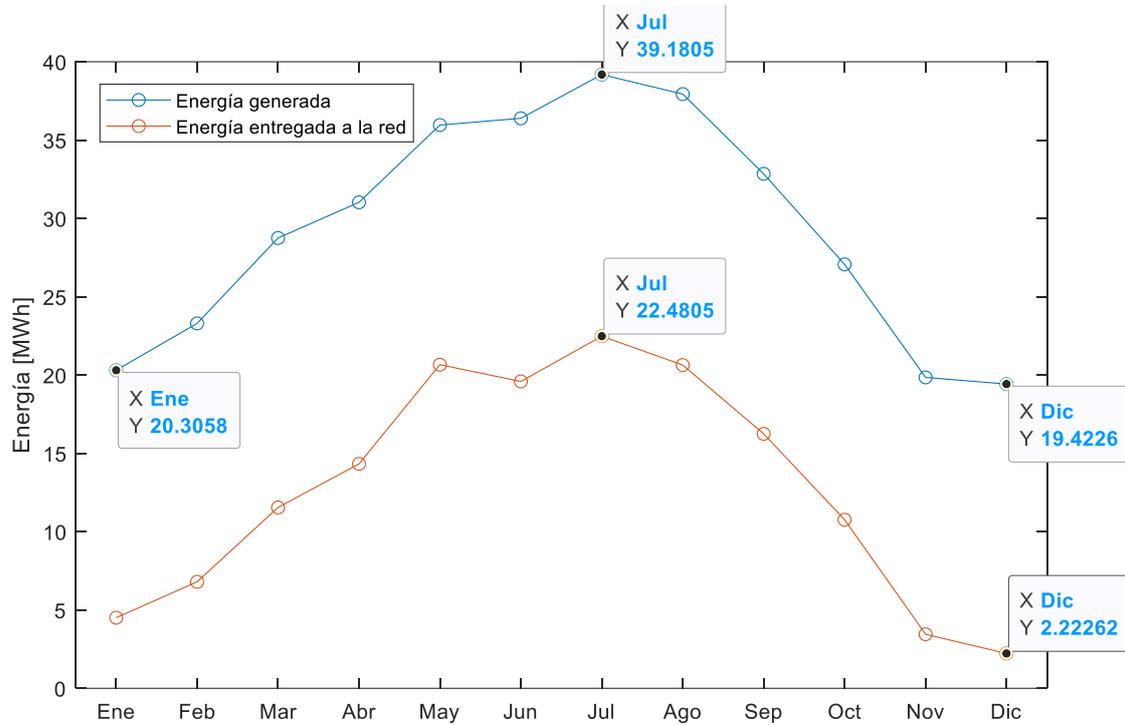


Figura 32. Energía generada y entregada por la instalación del ejemplo 5.4

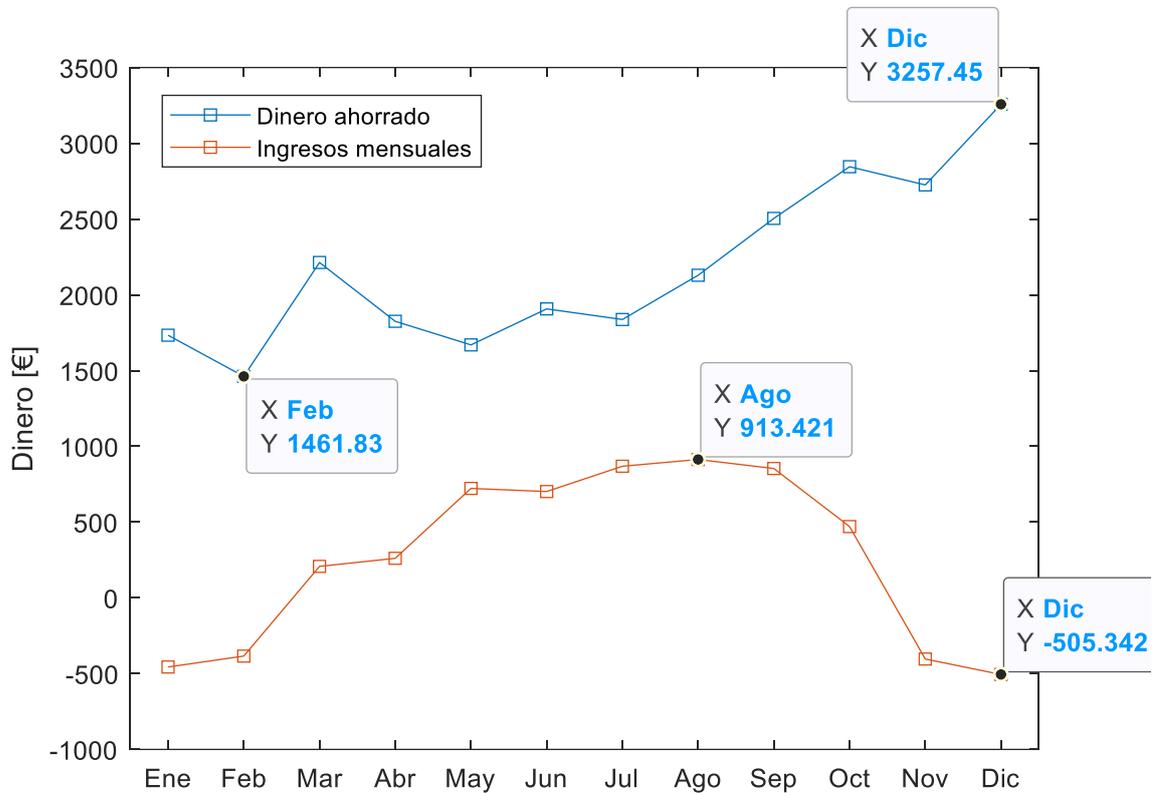


Figura 33. Dinero ahorrado e ingresos mensuales del ejemplo 5.4

En este ejemplo, a diferencia de los anteriores, el inversor escogido por el programa resulta ser el modelo MAX 100KTL3-X LV. Esto demuestra que pese a tener un valor de €/kW mayor que el MAX 125KTL3-X LV, existen casos en los que es mejor opción. Son dos inversores los utilizados y se configuran exactamente de la misma manera, facilitando la instalación de los paneles.

Viendo la figura de rendimiento, se aprecia que su valor máximo es 85,75%, ocurriendo en el mes de enero, y que su valor mínimo es 78,65%, dado durante el mes de julio. Esto tiene sentido si se observa la figura de las temperaturas, concretamente las pérdidas. Estas han sido mínimas en enero (1,1%) y máximas en agosto (8,7%). Si se analiza el año completo, el rendimiento medio ha resultado ser 82,52%; valor situado por encima de la media española (70%).

El factor de sombreado ha sido 0,96, es decir, las pérdidas por sombra de los propios paneles son significativas. Estas afectan a los valores de irradiación, mostrados en una de las figuras.

Viendo la figura de energía, se aprecia que el valor máximo de energía generada es 39,18 MWh, ocurriendo en el mes de julio, y que el valor mínimo es 19,42 MWh, dado durante el mes de diciembre. Esto se debe principalmente a que la irradiación es superior en verano que en invierno. El valor anual de energía generada ha sido 352,02 MWh; que relativo a la potencia de la instalación y comparando con otras instalaciones fotovoltaicas, es un número elevado.

Viendo la figura de dinero, se aprecia que las curvas de dinero ahorrado y de ingresos mensuales son muy diferentes. Resulta contraintuitivo ver que el valor máximo de ahorro y el valor mínimo de ingresos se producen en el mismo mes: diciembre. Esto se debe a que el dinero ahorrado depende principalmente del precio del mercado eléctrico, mientras que los ingresos dependen además de la energía generada. La inversión inicial ha resultado ser 105.047,22€, que dividida por el ahorro y los ingresos significa un tiempo de amortización de tres años y siete meses; un valor pequeño comparado con lo habitual en España.

Como ya se ha dicho, Villalba del Alcor y Valdemorales son lugares idóneos en España para la generación de energía fotovoltaica y se desea determinar qué lugar es mejor. Resulta interesante la comparativa porque no se puede determinar a simple vista. Valdemorales tiene menor irradiación anual (2.277,1 kWh/m²) que Villalba (2.387,8 kWh/m²), pero tiene menos pérdidas por temperatura; resultando en un rendimiento mejor. Para determinarlo se compara la energía generada por cada kW de paneles instalados. Haciendo la cuenta se concluye que Villalba del Alcor (1,83 MWh/kW) es mejor lugar para la instalación de paneles fotovoltaicos que Valdemorales (1,79 MWh/kW).

A continuación se muestran los resultados de la simulación realizada con PVsyst.

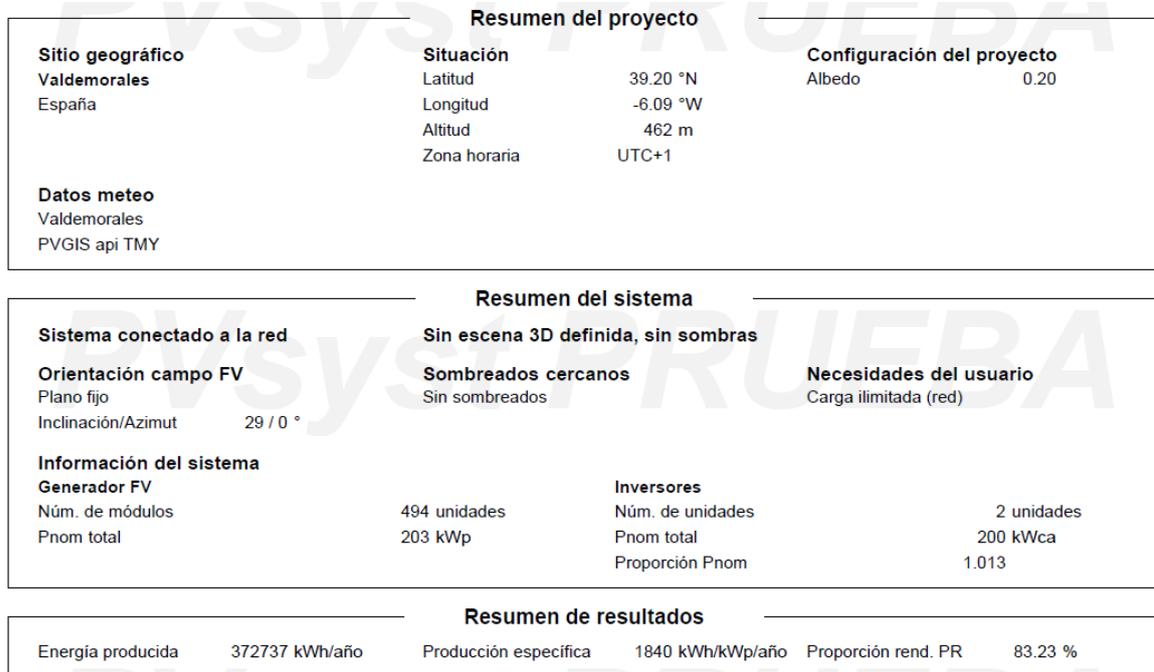


Figura 34. Resumen de la simulación 5.4 en PVsyst

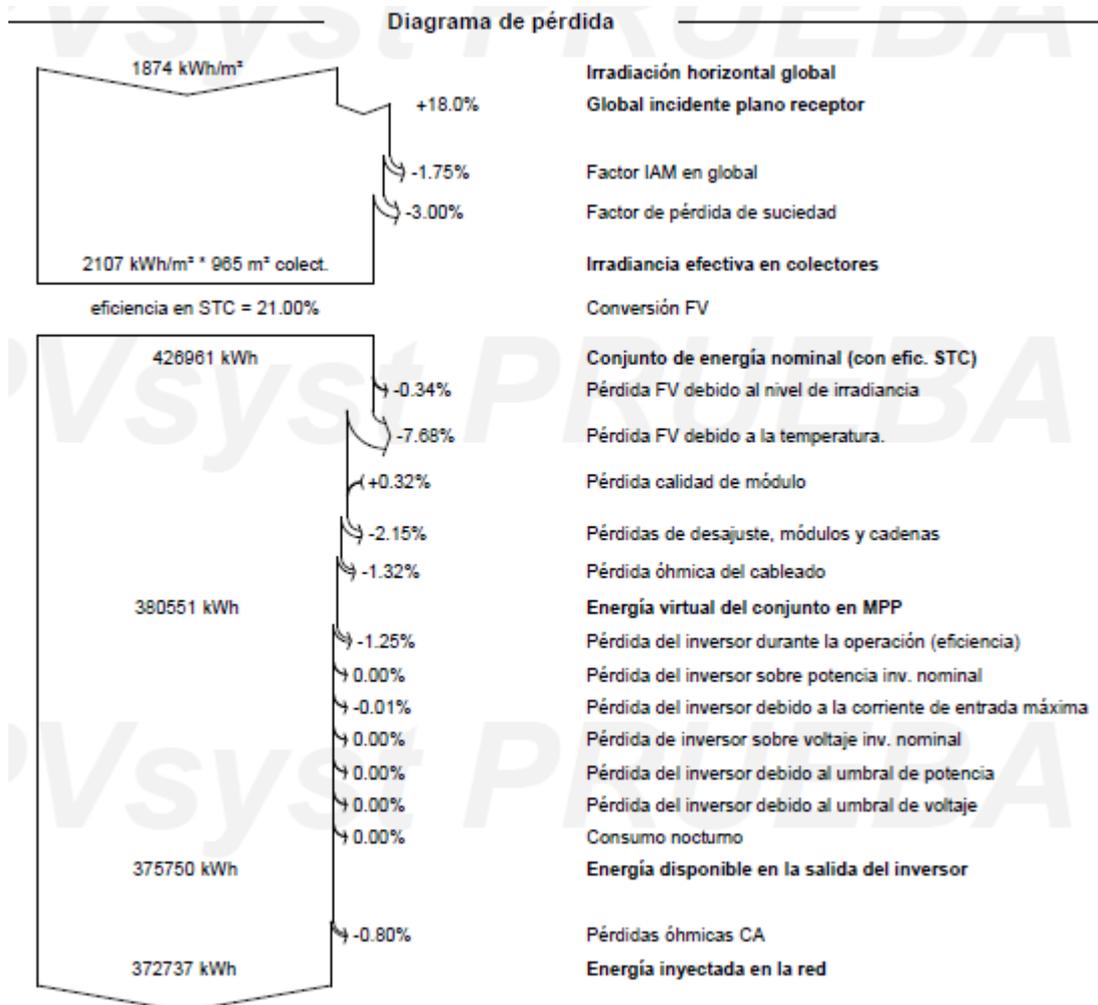


Figura 35. Diagrama de pérdidas de la instalación 5.4 de PVsyst

Observando la figura de resumen, se aprecia que el número de inversores es el mismo que el establecido por el programa de este proyecto. En cuanto a los paneles, PVsyst determina que el número será 494; catorce paneles más que el programa. El rendimiento lo ha establecido en 83,23%, ligeramente superior al 82,52% del programa. El número que varía más significativamente es el de energía generada anual; que PVsyst ha establecido en 372,74 MWh. La energía calculada por el programa de este proyecto es el 94,4% de este valor. Esta diferencia se debe simplemente a que PVsyst no tiene en cuenta las pérdidas por sombra entre paneles. Esto queda demostrado cuando se observa que la diferencia en energía generada es casi la misma que el factor de sombreado (95%) calculado por el programa.

Capítulo 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

El primer objetivo, diseñar una instalación fotovoltaica en una nave logística, ha sido cumplido. Pero este proyecto no se ha quedado simplemente con eso, sino que ha ido mucho más allá. Se ha logrado una solución que permite diseñar instalaciones en cualquier nave logística en España, que era el segundo objetivo. Esto lo diferencia de otros proyectos y justifica su existencia. Además, se ha presentado diseños con el criterio de máxima generación y con el criterio de máximo beneficio; cumpliendo así el tercer y el cuarto objetivo.

La motivación principal de este proyecto es mejorar las instalaciones fotovoltaicas, aportando diseños más eficientes y menos costosos que los presentes en las instalaciones actuales. Esta mejora se refleja en dos parámetros: rendimiento de la instalación y el tiempo de amortización. Estos parámetros principalmente dependen de los siguientes elementos: orientación e inclinación de los paneles, distancia entre filas de paneles, y paneles e inversores escogidos. En este proyecto se han determinado dichos elementos teniendo en cuenta la motivación principal. Cabe destacar que la rápida evolución de la tecnología ha jugado un papel importante. Los paneles e inversores escogidos son recientes, es decir, hace años el rendimiento y prestaciones de estos eran menores y ello afecta a la capacidad de las instalaciones actuales. Se ha logrado unos valores de rendimiento alrededor del 83%, y unos tiempos de amortización que rondan los cuatro años y seis meses; lo cual refleja que se ha mejorado lo presente actualmente en España. El simulador utilizado, PVsyst, ha servido para demostrar que dichos valores son correctos y realistas. De hecho, en los cuatro casos expuestos, PVsyst ha determinado unos valores de rendimiento ligeramente superiores.

En el futuro se puede trabajar en este proyecto reduciendo sus limitaciones y ahondando en el diseño. La solución de este proyecto está pensada para naves de grandes cubiertas; en un futuro se puede hacer un diseño para naves de cubiertas de pequeño tamaño, como las que se pueden encontrar en zonas urbanas. En ese caso habría que escoger otros inversores, de menor potencia, y acogerse al autoconsumo con compensación. En lo que respecta al diseño, se puede crear una solución más completa, definiendo el cableado y los aparatos de maniobra

y protección. En este proyecto se ha tenido en cuenta su efecto, pero no se detallan como se ha hecho con paneles e inversores.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Casa, M., Barrio, M. “Instalaciones solares fotovoltaicas”, 2012.
- [2] IDAE. “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”, julio 2011. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf.
- [3] BOE. “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”, 5 de abril 2019. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2019/BOE-A-2019-5089-consolidado.pdf>.
- [4] Selectra. “Tarifas de compensación de excedentes para placas solares”, <https://selectra.es/autoconsumo/info/tarifas>.
- [5] Agencia Tributaria. “Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica”, <https://sede.agenciatributaria.gob.es/Sede/impuestos-especiales-medioambientales/impuesto-sobre-valor-produccion-energia-electrica.html>.
- [6] HelioEsfera. “COORDENADAS Y CARTA SOLAR”, <https://www.helioesfera.com/coordenadas-y-carta-solar/>.
- [7] Arquitectura Eficiente. “LA TRAYECTORIA SOLAR”, <https://pedrojherandez.com/2014/03/08/la-trayectoria-solar/>.
- [8] Tecnosol. “INVERTIR en la CONEXION A RED ELECTRICA”, <https://tecnosolab.com/tecnosol/conexion-a-red>.
- [9] Cózar, C. R. “Sánchez eliminará la rebaja del IVA de las facturas de luz y gas entre 2023 y 2024”, 29 de abril 2023. <https://www.elindependiente.com/economia/2023/04/29/sanchez-eliminara-la-rebaja-del-iva-de-las-facturas-de-luz-y-gas-entre-2023-y-2024/>.
- [10] BOE. “Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”, 6 de junio 2014. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2014/BOE-A-2014-6123-consolidado.pdf>.
- [11] BOE. “Para energías renovables en autoconsumo, almacenamiento, y térmicas sector residencial”, 29 de junio 2021. <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/para-energias-renovables-en-autoconsumo-almacenamiento-y-termicas-sector>.
- [12] Espinagosa, G. “Proyecto ejecución sistema fotovoltaico de autoconsumo con venta de excedentes de 490 kwn y 580 kwp”, 1 de julio 2021.

- https://www.aragon.es/documents/20127/90128074/3.+Proyecto_+Belver+de+Cinca+850kwp_490kwn_Visado.pdf/609d9d5c-0220-d570-7e1f-f404075582e3?t=1626772761345.
- [13] Larrea Basterra, M., Castro Legarza, U., Álvarez Pelegry, E. “Instalaciones fotovoltaicas aisladas y conectadas a la red eléctrica”, marzo 2017.
- [14] Noya, C. “¿Cuánto se tarda en amortizar una instalación fotovoltaica en España? De tres a diez años”, 1 de junio 2022. <https://forococheelectricos.com/2022/06/cuanto-se-tarda-en-amortizar-una-instalacion-fotovoltaica.html>.
- [15] EU Science Hub. “PVGIS user manual”. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual_en.
- [16] Bred, K., Topic, M. “Self-shading losses of fixed free-standing PV arrays”, 30 de marzo 2011.
- [17] SESLab, “Inversores conectados a red: tipos”, http://seslab.org/fotovoltaico/15_inversores_conectados_a_red_tipos.html.
- [18] OMIE. “Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario”, <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2021&system=1>.
- [19] Valles, M. “APUNTAMIENTO FOTOVOLTAICO: ¿Qué es? ¿Cómo afecta a los productores? ¿Cómo hacer una cobertura de precios con este apuntamiento?”, 11 de mayo 2021. <https://es.linkedin.com/pulse/apuntamiento-fotovoltaico-qu%C3%A9-es-c%C3%B3mo-afecta-los-hacer-marcos-valles>.
- [20] Bellini, E. “Los costes de transporte se acercan al 4% de los costes de los módulos solares, cerca de los niveles prepandémicos”, 24 de noviembre 2022. <https://www.pv-magazine.es/2022/11/24/los-costes-de-transporte-se-acercan-al-4-de-los-costes-de-los-modulos-solares-cerca-de-los-niveles-prepandemicos/>.
- [21] PVGIS. “DATOS MENSUALES DE IRRADIACIÓN”, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.
- [22] ONU. “Objetivos de Desarrollo Sostenible”, <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.

ANEXO I

«El 25 de septiembre de 2015, los líderes mundiales adoptaron un conjunto de objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse en los próximos 15 años» [22]. Se definieron diecisiete Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), cada uno para acometer un problema diferente. La energía, y en especial la energía eléctrica, es muy relevante en los ODS. Además, la tecnología fotovoltaica es una de las herramientas que se han de emplear para cumplir con los objetivos. Es por ello que el concepto de este proyecto está en consonancia con los ODS. A continuación se listan los que conciernen a este proyecto:

- **Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante.** La tecnología fotovoltaica se considera «no contaminante» porque en su funcionamiento no se emiten gases de efecto invernadero ni ningún tipo de producto nocivo. Este proyecto colabora con la consecución del Objetivo 7 porque ayuda a aumentar la proporción de energía renovable y a mejorar la eficiencia energética.
- **Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura.** La industrialización sostenible y la innovación son fuentes de empleo e ingresos y son vías para una vida mejor. Este proyecto colabora con la consecución del Objetivo 9 porque ayuda a modernizar infraestructura y reconvertir una industria para que sea sostenible, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales. Además, se debe diseñar una instalación fiable, sostenible, resiliente y de calidad.
- **Objetivo 12: Producción y consumo responsables.** Este proyecto colabora con la consecución del Objetivo 12 porque el autoconsumo, por definición, es una modalidad de producción y consumo sostenible. Además, se tendrá en cuenta en el diseño de la instalación el reciclado de los elementos que la componen.

- Objetivo 13: Acción por el clima. El consumo de energía eléctrica proveniente de fuentes limpias es clave para combatir el cambio climático y por ello este proyecto colabora directamente con la consecución del Objetivo 13.

ANEXO II

www.jinkosolar.com

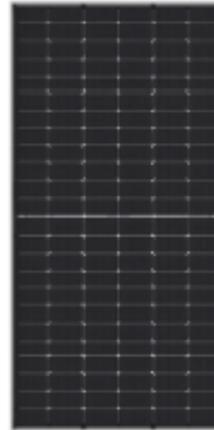


Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 560-580 Watt BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2014), IEC61730(2014)
ISO9001:2015: Quality Management System
ISO14001:2015: Environment Management System
ISO45001:2018
Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETF.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

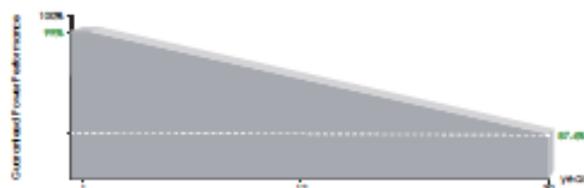


Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



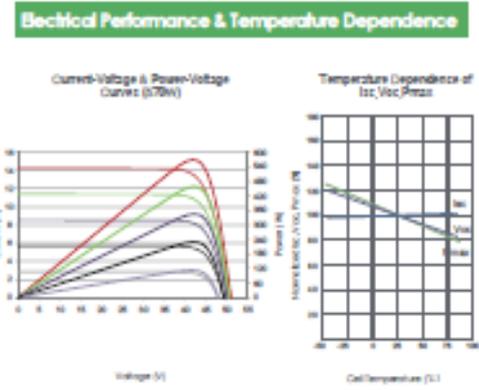
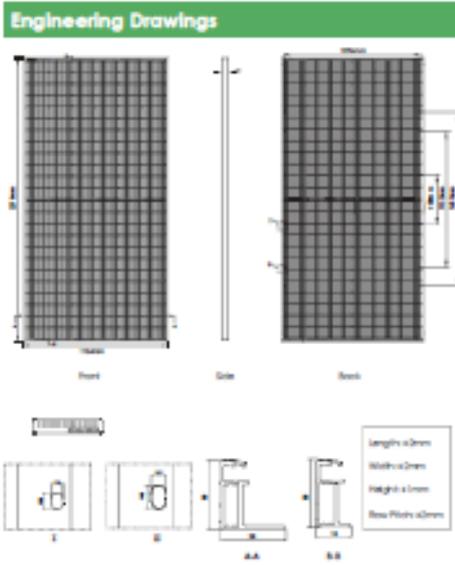
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2x72)
Dimensions	2278x1134x30mm (89.69x44.65x1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM560N-72HL4-8DV		JKM565N-72HL4-8DV		JKM570N-72HL4-8DV		JKM575N-72HL4-8DV		JKM580N-72HL4-8DV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (P _{max})	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	430Wp	580Wp	436Wp
Maximum Power Voltage (V _{mp})	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V	42.44V	39.70V	42.59V	39.87V
Maximum Power Current (I _{mp})	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A	13.55A	10.87A	13.62A	10.94A
Open-circuit Voltage (V _{oc})	50.67V	48.13V	50.87V	48.30V	51.07V	48.51V	51.27V	48.70V	51.47V	48.89V
Short-circuit Current (I _{sc})	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A	14.31A	11.55A	14.37A	11.60A
Module Efficiency STC (%)	21.60%		21.87%		22.07%		22.26%		22.45%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of P _{max}	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of V _{oc}	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of I _{sc}	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		5%					15%					25%				
		Maximum Power (P _{max})	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (P _{max})	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (P _{max})	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (P _{max})	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (P _{max})	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (P _{max})	Module Efficiency STC (%)			
5%	Maximum Power (P _{max})	580Wp		593Wp		599Wp		604Wp		609Wp		614Wp		619Wp		
	Module Efficiency STC (%)	22.76%		22.97%		23.17%		23.37%		23.57%		23.77%		23.97%		
15%	Maximum Power (P _{max})	646Wp		650Wp		656Wp		661Wp		667Wp		672Wp		677Wp		
	Module Efficiency STC (%)	24.92%		25.15%		25.37%		25.60%		25.82%		26.05%		26.27%		
25%	Maximum Power (P _{max})	700Wp		706Wp		713Wp		719Wp		725Wp		731Wp		737Wp		
	Module Efficiency STC (%)	27.10%		27.34%		27.58%		27.82%		28.07%		28.31%		28.55%		

^{STC}: ☀ Irradiance 1000W/m² 🏠 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
^{NOCT}: ☀ Irradiance 800W/m² 🏠 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s

Hi-MO 5m

LR5-54HPH 405~425M

- Suitable for distributed projects
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M13 Gallium-doped Wafer
 - Integrated Segmented Ribbons
 - 3-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

25 25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2015 ISO Quality Management System

ISO 14001:2005:ISO Environment Management System

ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety

TSE2M1: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI

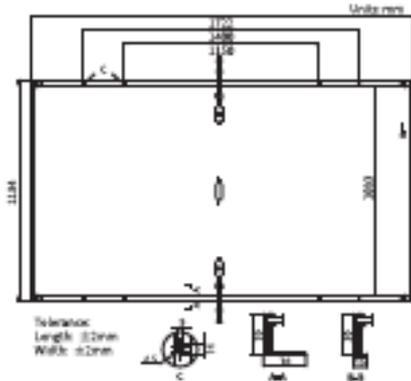
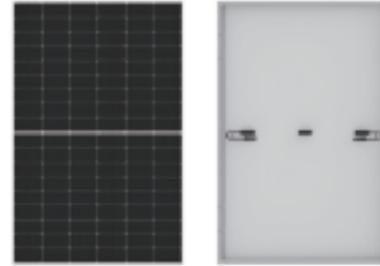
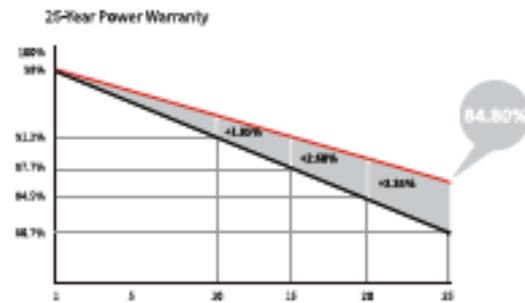


Hi-MO 5m

LR5-54HPH 405~425M

21.8% MAX MODULE EFFICIENCY
0~3% POWER TOLERANCE
<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION
0.55% YEAR 2-35 POWER DEGRADATION
HALF-CELL Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	108 (6×18)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , ±1200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	20.8kg
Dimension	1722×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 216pcs per 20' GP / 804pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

Module Type	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		T _{amb} constant / P _{max} ±3%					
	LR5-54HPH-405M	LR5-54HPH-410M	LR5-54HPH-415M	LR5-54HPH-420M	LR5-54HPH-425M	LR5-54HPH-425M	LR5-54HPH-425M	LR5-54HPH-425M	LR5-54HPH-425M	LR5-54HPH-425M
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	405	380.7	410	386.5	415	392.2	420	397.9	425	417.7
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	37.00	34.79	37.35	35.02	37.50	35.26	37.75	35.49	37.96	35.69
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.88	11.38	13.88	11.22	13.94	11.27	14.01	11.32	14.08	11.39
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	31.00	28.80	31.25	28.69	31.49	29.25	31.78	29.47	31.94	29.67
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	13.07	10.52	13.12	10.58	13.18	10.60	13.24	10.65	13.31	10.71
Module Efficiency(%)	20.7		21.0		21.3		21.5		21.8	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +65°C
Power Output Tolerance	0~3%
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	15mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

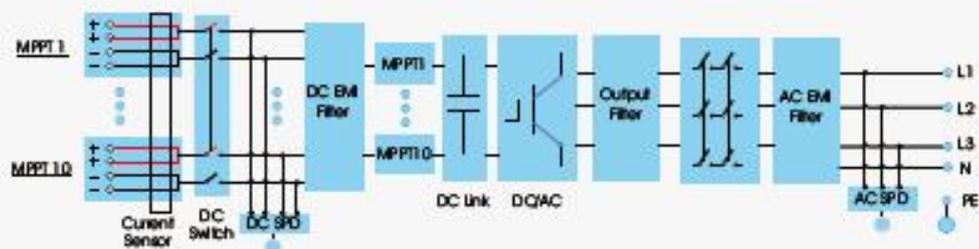
Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.340%/°C

MAX 100~125KTL3-X LV

- 10 MPPTs fusefree design
- Smart IV scan and diagnosis
- Intelligent string monitoring
- AC&DC type II SPD
- IP66 and C5 protection



Topology Diagram



Primary Specification

Datasheet	MAX 100KTL3-X LV	MAX 110KTL3-X LV	MAX 120KTL3-X LV	MAX 125KTL3-X LV
Input data (DC)				
Max. DC voltage			1100V	
Start voltage			195V	
Nominal voltage			600V	
MPP voltage range			50V-600V	
No. of MPP trackers			10	
No. of PV strings per MPP tracker			2	
Max. input current per MPP tracker			35A	
Max. short-circuit current per MPP tracker			40A	
Output data (AC)				
AC nominal power	10000W	11000W	12000W	12500W
Max. AC apparent power	11000VA	12100VA	13200VA	13500VA
Nominal AC voltage (range*)	230V-400V(50-60VAC)			
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz(5-60Hz(5-65 Hz))			
Max. output current	15A	17.5A	19A	19.5A
Adjustable power factor	0.8 leading - 0.8 lagging			
THD	<3%			
AC grid connection type	3PH3W			
Efficiency				
Max. efficiency		98.5%	98.5%	98.5%
European efficiency	98.2%	98.5%	98.5%	98.5%
MPP efficiency	99.5%			
Protection devices				
DC reverse polarity protection	Yes			
DC switch	Yes			
AC/DC surge protection	Type I / Type II			
Insulation resistance monitoring	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
Ground fault monitoring	Yes			
String detection	Yes			
Anti-RO function	Opt			
AC fault detection (AFC)	Opt			
General data				
Dimension (W / H / D)	970x600x60mm			
Weight	8kg			
Operating temperature range	-30°C ... +40°C			
Nighttime power consumption	< 1W			
Topology	Transformerless			
Cooling	Smart Cooling			
Protection degree	IP66			
Relative humidity	0-100%			
Altitude	4000m			
DC connection	Hi-MCC (Max. 6mm ²)			
AC connection	C1 Terminal (Max. 2.0mm ²)			
Display	LED/MB+APP			
Interface: RS485 / USB / CAN / GPRS / ZigBee	Yes/Yes/Optional/Optional/Optional/Optional			
Warranty: 5 year / 10 year	Yes/Optional			
CE, IEC62116, IEC61727, CB/C, VDE0126, WR2019, EN50549-1/2, C1/C2/1, UNE20007, G99, CEI 0-21/0-1A, NEM100/NM110, UNE20006/MSA, PEA, IEC62666				

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.

ANEXO III

A continuación se presentan los informes de las simulaciones de PVsyst. Los nombres de proyectos y variantes no están relacionados con la simulación realizada. Cabe destacar que en la última página de cada informe se puede ver la configuración del sistema definida por PVsyst.

NAVE EN VILLALBA DEL ALCOR DE 7140 M². OBJETIVO III



Proyecto: TFGRocamora7140Villalba
Variante: 7140_Inko_Growatt_sucedad_cableado

PVsyst V7.3.4
VC0, Fecha de simulación:
17/06/23 17:58
con v7.3.4

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV			
Orientación	Configuración de cobertizos		
Plano fijo	Sin escena 3D definida		
Inclinación/Azmut	27 / 0°	Modelos usados	
		Transposición	Perez
		Difuso	Importado
		Circunsolar	separado
Horizonte	Sombreados aereanos	Neocidades del usuario	
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga limitada (red)	

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	JKM-560N-72HL4-BDV	Modelo	MAX 125KTL3-X LV
(Base de datos PVsyst original)			
Unidad Nom. Potencia	560 Wp	Unidad Nom. Potencia	125 kWca
Número de módulos FV	1358 unidades	Número de Inversores	8 unidades
Nominal (STC)	760 kWp	Potencia total	750 kWca
Módulos	97 Cadenas x 14 En series	Voltaje de funcionamiento	180-1000 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Prom (CC:CA)	1.01
Pmpp	703 kWp	Reparto de potencia en este inversor	
U mpp	540 V		
I mpp	1302 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	760 kWp	Potencia total	750 kWca
Total	1358 módulos	Número de Inversores	8 unidades
Área del módulo	3508 m ²	Proporción Prom	1.01

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de sualidad del conjunto	Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC						
Frac. de pérdida	Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global						
3.0 %	Uc (const)	7.7 mΩ						
	Uv (viento)	Frac. de pérdida						
	0.0 W/m ² /m/s	1.7 % en STC						
Pérdida de calidad módulo	Pérdidas de decajuete de módulo	Pérdidas de decajuete de cadenas						
Frac. de pérdida	Frac. de pérdida	Frac. de pérdida						
-0.8 %	2.0 % en MPP	0.2 %						
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Fresnel, revestimiento AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.818	0.681	0.440	0.000

Pérdidas de cableado CA

Línea de calida del Inv. hasta el punto de inyección	
Voltaje Inversor	400 Vca tri
Frac. de pérdida	1.40 % en STC
Inversor: MAX 125KTL3-X LV	
Sección cables (8 Inv.)	Cobre 6 x 3 x 70 mm ²
Longitud media de los cables	67 m

19/06/23

PVsyst Evaluation mode

Página 3/7



Proyecto: TFGRocamora7140Villalba
Variante: 7140_Jinko_Growatt_suciedad_cableado

PVsyst V7.3.4

VC0, Fecha de simulación:
17/06/23 17:58
con v7.3.4

Resultados principales

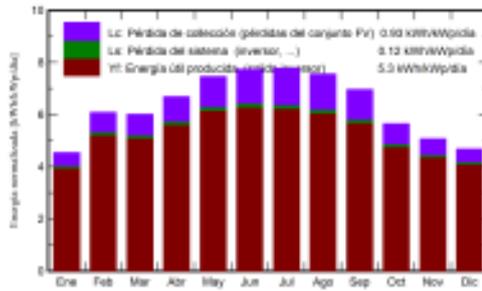
Producción del sistema

Energía producida 1470887 kWh/año

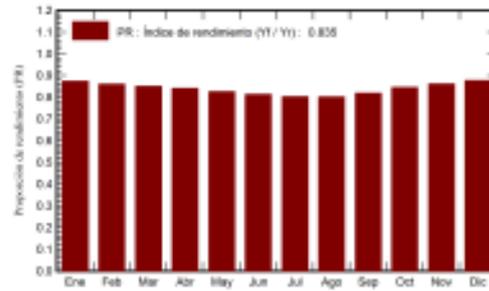
Producción específica
Proporción rend. PR

1034 kWh/kWp/año
83.48 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	87.5	28.52	10.73	140.5	133.9	95481	93355	0.874
Febrero	117.5	31.19	12.57	170.2	162.3	113779	111251	0.859
Marzo	151.8	48.16	13.88	188.3	177.1	123253	120411	0.850
Abril	184.0	52.78	15.38	200.8	190.8	131370	128315	0.840
Mayo	233.4	66.65	20.38	231.3	219.4	148644	145207	0.826
Junio	244.4	61.26	24.91	232.2	220.3	148999	143617	0.813
Julio	249.0	55.52	27.89	240.9	228.6	150527	147044	0.803
Agosto	223.3	52.44	27.76	234.4	222.5	148341	142937	0.802
Septiembre	177.1	48.89	23.66	208.7	198.2	132848	129843	0.818
Octubre	130.8	43.85	18.08	175.1	166.8	115057	112478	0.845
Noviembre	98.0	30.08	15.39	152.2	145.3	101853	99878	0.861
Diciembre	84.9	25.54	10.81	145.0	138.1	98827	96752	0.877
Año	1981.4	543.10	18.47	2317.5	2203.2	1504959	1470887	0.835

Leyendas

- GlobHor: Irradiación horizontal global
- DiffHor: Irradiación difusa horizontal
- T_Amb: Temperatura ambiente
- GlobInc: Global incidente plano receptor
- GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray: Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid: Energía inyectada en la red
- PR: Proporción de rendimiento

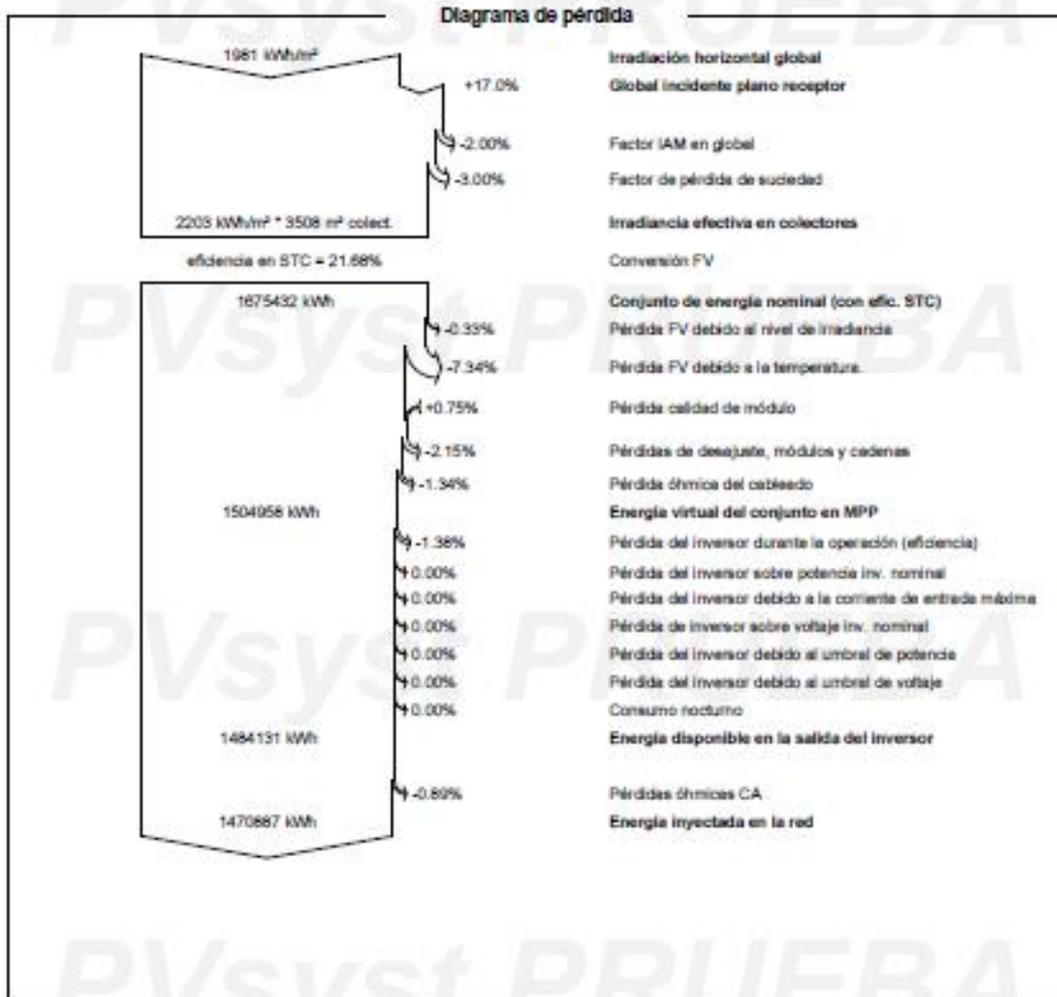


PVsyst V7.3.4

VC0, Fecha de simulación:
17/06/23 17:58
con v7.3.4

Proyecto: TFGRocamora7140Villalba

Variante: 7140_Jinko_Growatt_suciedad_cableado



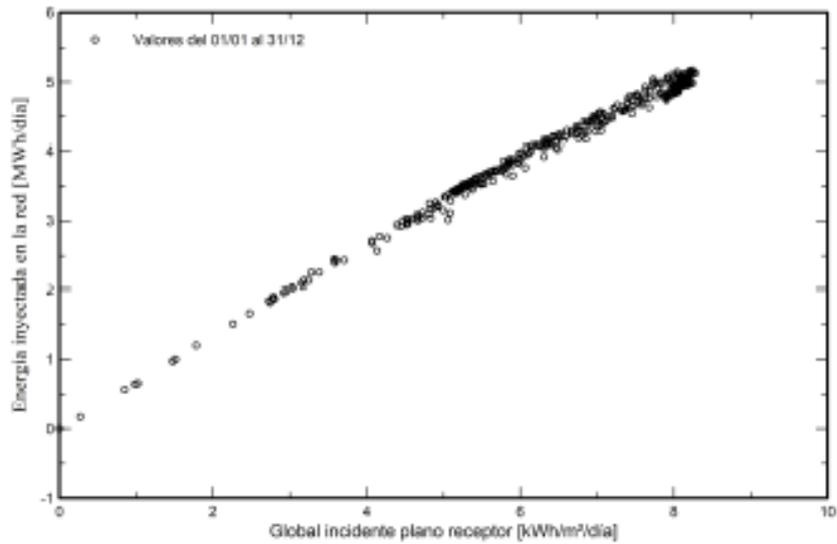


Proyecto: TFGRocamora7140Villalba
 Variante: 7140_Jinko_Growatt_suciedad_cableado

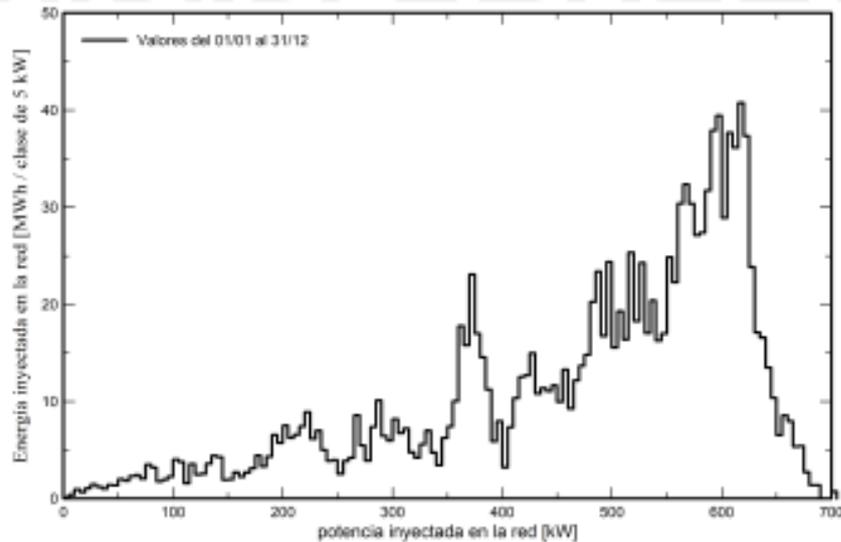
PVsyst V7.3.4
 VCO, Fecha de simulación:
 17/06/23 17:58
 con v7.3.4

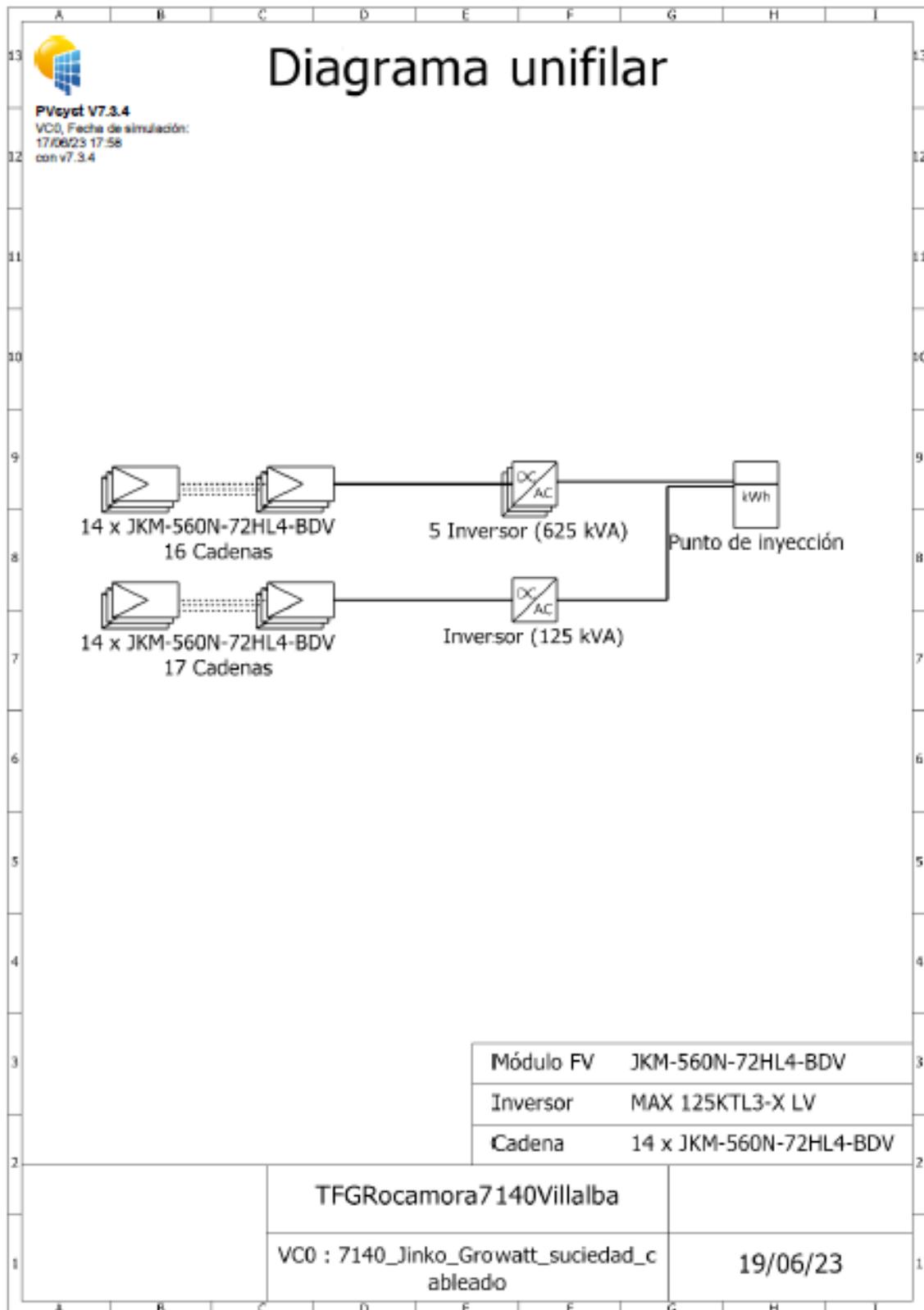
Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





NAVE EN VILLALBA DEL ALCOR DE 7140 M². OBJETIVO IV



PVsyst V7.3.4

VC1, Fecha de simulación:
19/06/23 14:42
con v7.3.4

Proyecto: TFGRocamora7140Villalba

Variante: Nueva variante de simulación

Sistema conectado a la red		Sin escena 3D definida, sin sombras	
Parámetros generales			
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación		Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Plano fijo			Difuso Importado
Inclinación/Azimut	27 / 0 °		Circunlar separado
Horizonte		Sombreados aerocanos	Neociedades del usuario
Horizonte libre		Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Módulo FV				Inversor			
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic				
Modelo	LR5-54HPH-410M	Modelo	MAX 125KTL3-X LV				
(Base de datos PVsyst original)				(Base de datos PVsyst original)			
Unidad Nom. Potencia	410 Wp	Unidad Nom. Potencia	125 kWca				
Número de módulos FV	1794 unidades	Número de inversores	6 unidades				
Nominal (STC)	736 kWp	Potencia total	750 kWca				
Módulos	78 Cadenas x 23 En serie	Voltaje de funcionamiento	180-1000 V				
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Prom (CC/CA)	0.98				
Pmpp	673 kWp	Reparto de potencia en este inversor					
U mpp	640 V						
I mpp	1037 A						
Potencia FV total				Potencia total del inversor			
Nominal (STC)	736 kWp	Potencia total	750 kWca				
Total	1794 módulos	Número de inversores	6 unidades				
Área del módulo	3503 m ²	Proporción Prom	0.98				
Área celular	3227 m ²						

Pérdidas del conjunto									
Pérdidas de cuolead del conjunto			Factor de pérdida térmica			Pérdidas de cableado CC			
Frac. de pérdida	3.0 %		Temperatura módulo según irradiancia			Res. conjunto global	12 mΩ		
			Uc (const)	20.0 W/m ² K		Frac. de pérdida	1.7 % en STC		
			Uv (viento)	0.0 W/m ² /m/s					
Pérdida de calidad módulo			Pérdidas de decajuete de módulo			Pérdidas de decajuete de cadenas			
Frac. de pérdida	-0.3 %		Frac. de pérdida	2.0 % en MPP		Frac. de pérdida	0.2 %		
Factor de pérdida IAM									
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario									
	0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
	1.000	1.000	0.995	0.982	0.968	0.903	0.851	0.754	0.000

Pérdidas de cableado CA	
Línea de caída del Inv. hasta el punto de inyección	
Voltaje Inversor	400 Vca tl
Frac. de pérdida	1.30 % en STC
Inversor: MAX 125KTL3-X LV	
Sección cables (6 Inv.)	Cobre 6 x 3 x 70 mm ²
Longitud media de los cables	64 m



Proyecto: TFG Rocamora 7140 Villalba

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.3.4

VC1, Fecha de simulación:
 19/06/23 14:42
 con v7.3.4

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

1406150 kWh/año

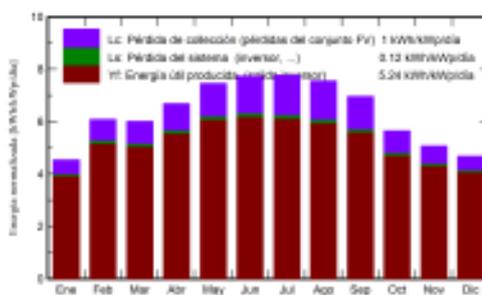
Producción específica

1912 kWh/kWpl/año

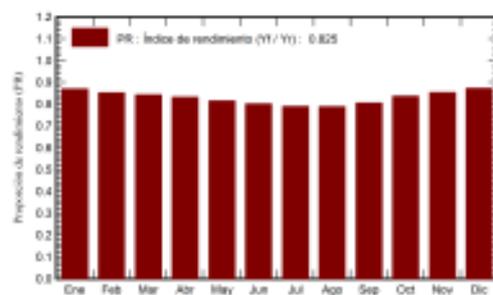
Proporción rend. PR

82.49 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	87.5	26.52	10.73	140.5	134.3	91779	89818	0.869
Febrero	117.5	31.19	12.57	170.2	162.7	109025	106698	0.852
Marzo	151.6	48.16	13.88	186.3	177.6	118060	115439	0.842
Abril	184.0	52.78	15.38	200.8	191.2	125878	122870	0.832
Mayo	233.4	66.85	20.38	231.3	220.1	141850	138698	0.815
Junio	244.4	61.28	24.91	232.2	221.0	139954	136862	0.801
Julio	249.0	55.52	27.69	240.9	229.3	143019	139848	0.789
Agosto	223.3	52.44	27.76	234.4	223.2	138954	135855	0.788
Septiembre	177.1	48.89	23.66	208.7	198.8	126485	123739	0.808
Octubre	130.8	43.85	18.08	175.1	167.2	110096	107716	0.838
Noviembre	98.0	30.08	15.39	152.2	145.5	97538	95528	0.853
Diciembre	84.9	25.54	10.81	145.0	138.5	95014	93084	0.873
Año	1981.4	543.10	18.47	2317.5	2209.4	1437453	1406150	0.825

Leyendas

- GlobHor: Irradiación horizontal global
- DiffHor: Irradiación difusa horizontal
- T_Amb: Temperatura ambiente
- GlobInc: Global incidente plano receptor
- GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray: Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid: Energía inyectada en la red
- PR: Proporción de rendimiento

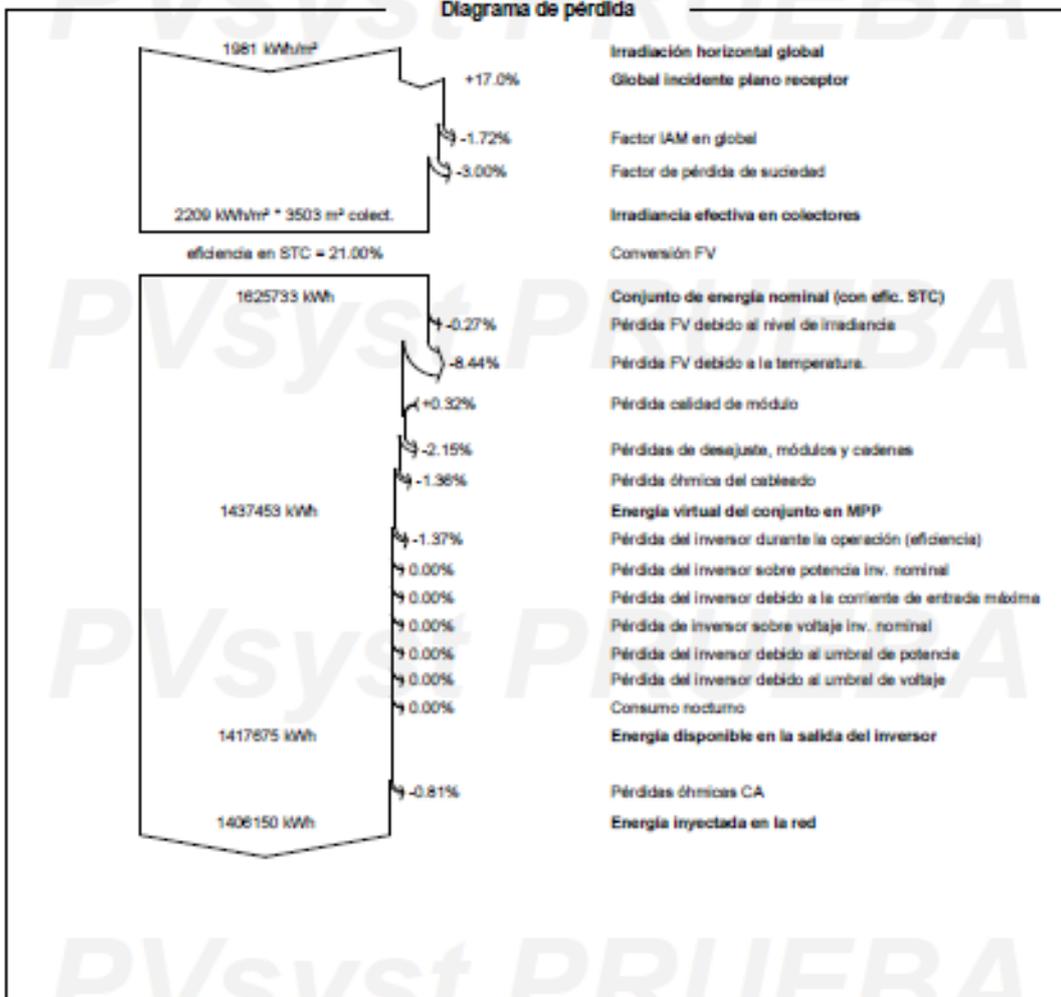


Proyecto: TFGRocamora7140Villalba

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.3.4

VC1, Fecha de simulación:
19/06/23 14:42
con v7.3.4





Proyecto: TFG Rocamora7140Villalba

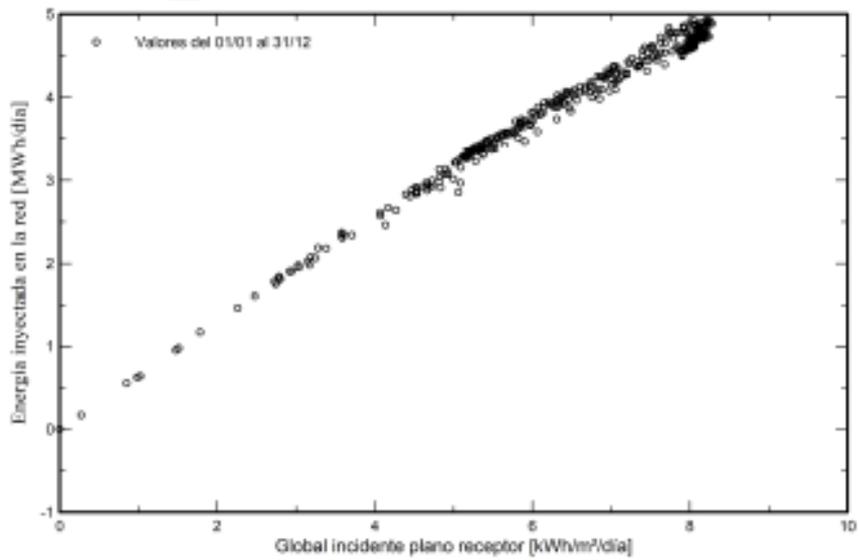
Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.3.4

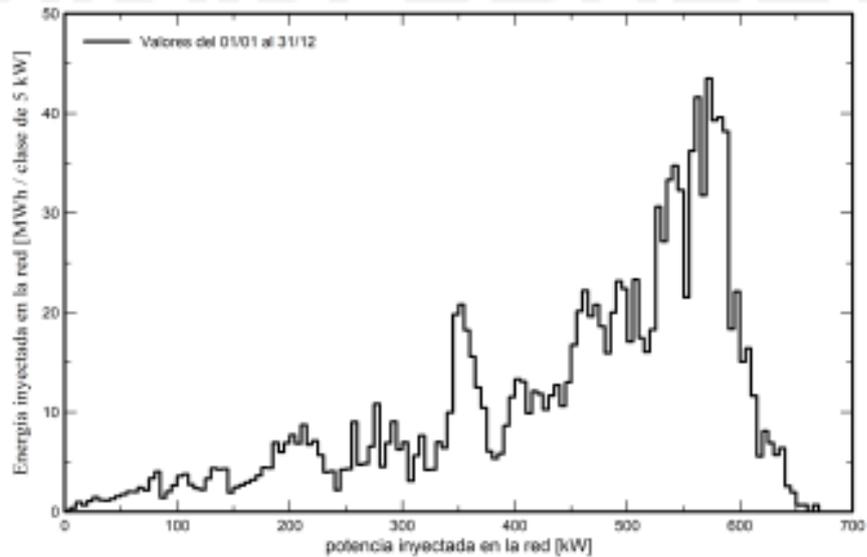
VC1, Fecha de simulación:
19/06/23 14:42
con v7.3.4

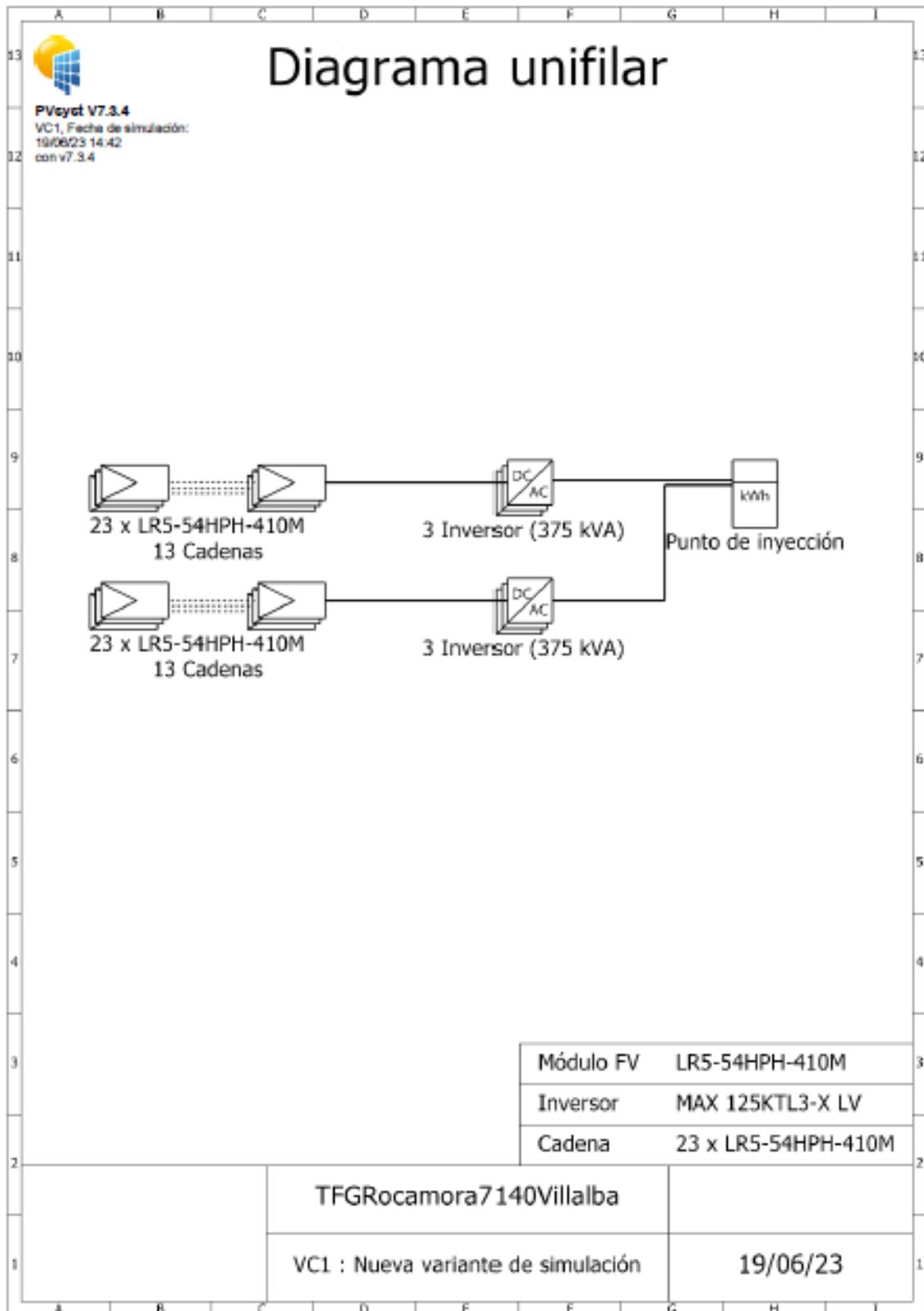
Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/calida diaria



Distribución de potencia de calida del sistema





NAVE EN VILLACARRIEDO DE 7140 M². OBJETIVO III



PVsyst V7.3.4

VCO, Fecha de simulación:
19/06/23 13:50
con v7.3.4

Proyecto: TFGRocamora7140Santander
Variante: 7140_Jinko_Growatt_suciedad_cableado

Parámetros generales			
Sistema conectado a la red		Sin escena 3D definida, sin combac	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	
Orientación		Sin escena 3D definida	
Plano fijo		Modelos usados	
Inclinación/Azmut	33 / 0 °	Transposición	Perez
		Difuso	Importado
		Circunsolar	separado
Horizonte		Sombreados aeronaos	
Horizonte libre		Sin sombreados	
		Neocidades del usuario	
		Carga limitada (red)	

Características del generador FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	JKM-560N-72HL4-BCV	Modelo	MAX 125KTL3-X LV
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	560 Wp	Unidad Nom. Potencia	125 kWca
Número de módulos FV	1024 unidades	Número de Inversores	5 unidades
Nominal (STC)	573 kWp	Potencia total	625 kWca
Módulos	64 Cadenas x 16 En series	Voltaje de funcionamiento	180-1000 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC-CA)	0.92
Pmpp	530 kWp	Reparto de potencia en este Inversor	
U mpp	617 V		
I mpp	850 A		
Potencia FV total		Potencia total del Inversor	
Nominal (STC)	573 kWp	Potencia total	625 kWca
Total	1024 módulos	Número de Inversores	5 unidades
Área del módulo	2845 m ²	Proporción Pnom	0.92

Pérdidas del conjunto								
Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC				
Frac. de pérdida	3.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	13 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Frac. de pérdida	1.7 % en STC			
		Uv (viento)	0.0 W/m ² K/m/s					
Pérdida de calidad módulo		Pérdidas de decajuste de módulo		Pérdidas de decajuste de cadenas				
Frac. de pérdida	-0.8 %	Frac. de pérdida	2.0 % en MPP	Frac. de pérdida	0.2 %			
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Fresnel, revestimiento AR, n(vídrío)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Pérdidas de cableado CA	
Línea de caída del Inv. hasta el punto de Inyección	
Voltaje Inversor	400 Vca trif
Frac. de pérdida	1.30 % en STC
Inversor: MAX 125KTL3-X LV	
Sección cables (5 Inv.)	Cobre 5 x 3 x 70 mm ²
Longitud media de los cables	69 m



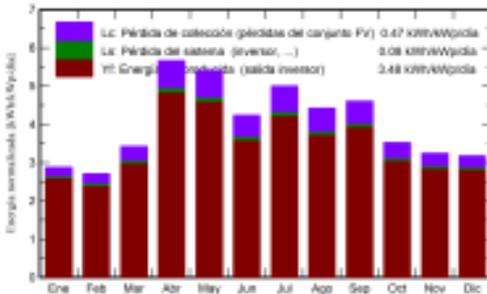
Proyecto: TFG Rocamora7140 Santander
 Variante: 7140_Jinko_Growatt_suciedad_cableado

PVsyst V7.3.4
 VC0, Fecha de simulación:
 19/06/23 13:50
 con v7.3.4

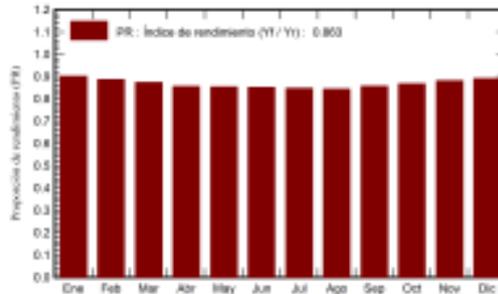
Resultados principales

Producción del sistema
 Energía producida 728366 kWh/año
 Producción específica 1270 kWh/kWp/año
 Proporción rend. PR 88.35 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	50.7	23.95	3.42	80.3	85.1	47105	46140	0.901
Febrero	51.1	25.49	3.13	75.9	72.1	39540	38578	0.887
Marzo	85.6	45.04	6.40	106.1	100.8	54483	53182	0.874
Abril	151.9	53.65	9.51	170.0	161.5	85400	83379	0.855
Mayo	167.5	77.78	14.06	167.8	158.8	83884	81062	0.853
Junio	134.5	74.65	14.39	127.0	119.9	63484	61039	0.851
Julio	158.9	74.31	15.81	155.0	146.7	77055	75224	0.846
Agosto	131.1	64.64	17.45	137.2	130.0	67916	66377	0.844
Septiembre	117.3	55.25	13.72	138.1	131.0	69435	67853	0.857
Octubre	78.9	37.83	11.45	109.2	103.9	55591	54305	0.867
Noviembre	58.6	26.87	10.41	97.2	92.7	50241	49154	0.881
Diciembre	51.5	22.45	8.62	98.4	93.8	51369	50272	0.891
Año	1237.4	581.89	10.75	1471.0	1396.3	745590	728366	0.883

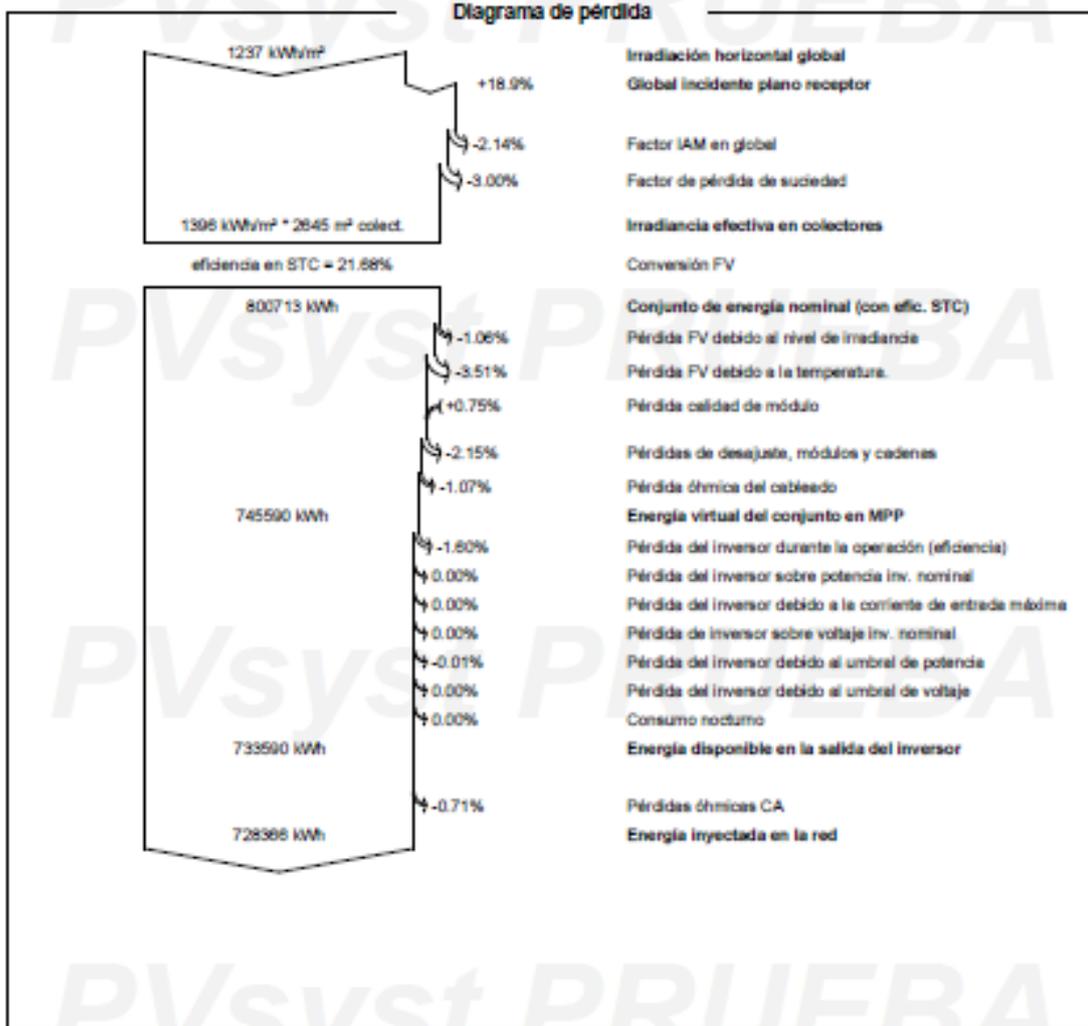
Leyendas

- GlobHor: Irradiación horizontal global
- DiffHor: Irradiación difusa horizontal
- T_Amb: Temperatura ambiente
- GlobInc: Global incidente plano receptor
- GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray: Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid: Energía inyectada en la red
- PR: Proporción de rendimiento



Proyecto: TFGRocamora7140Santander
Variante: 7140_Jinko_Growatt_suciedad_cableado

PVsyst V7.3.4
VC0, Fecha de simulación:
19/06/23 13:50
con v7.3.4





Proyecto: TFGRocamora7140Santander

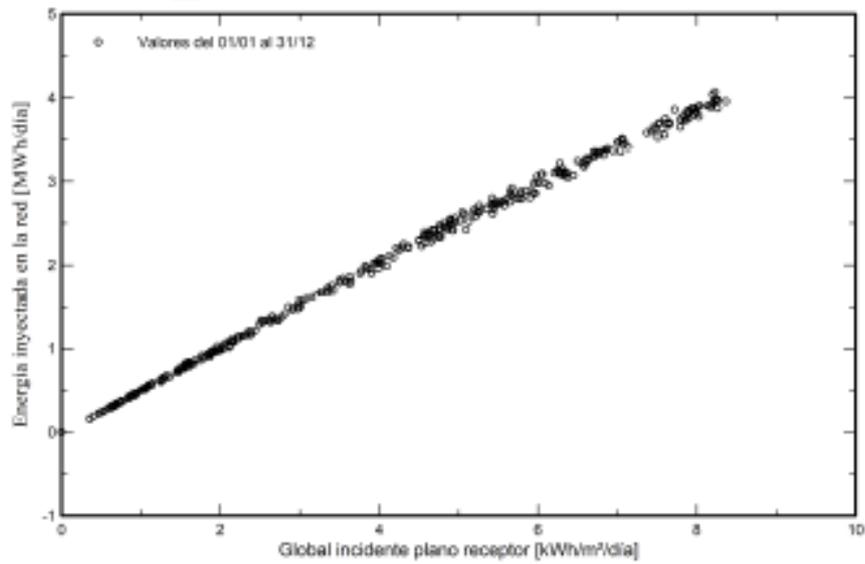
Variante: 7140_Jinko_Growatt_sucedad_cableado

PVsyst V7.3.4

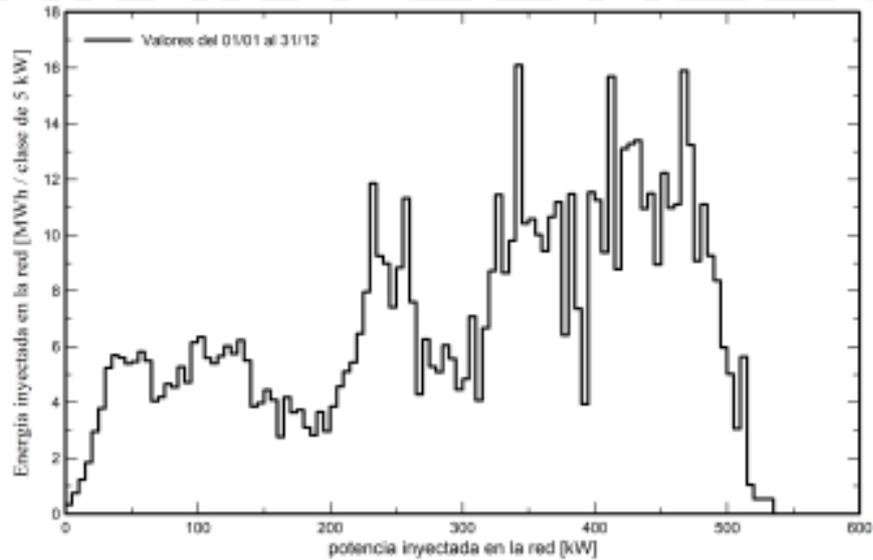
VC0, Fecha de simulación:
19/06/23 13:50
con v7.3.4

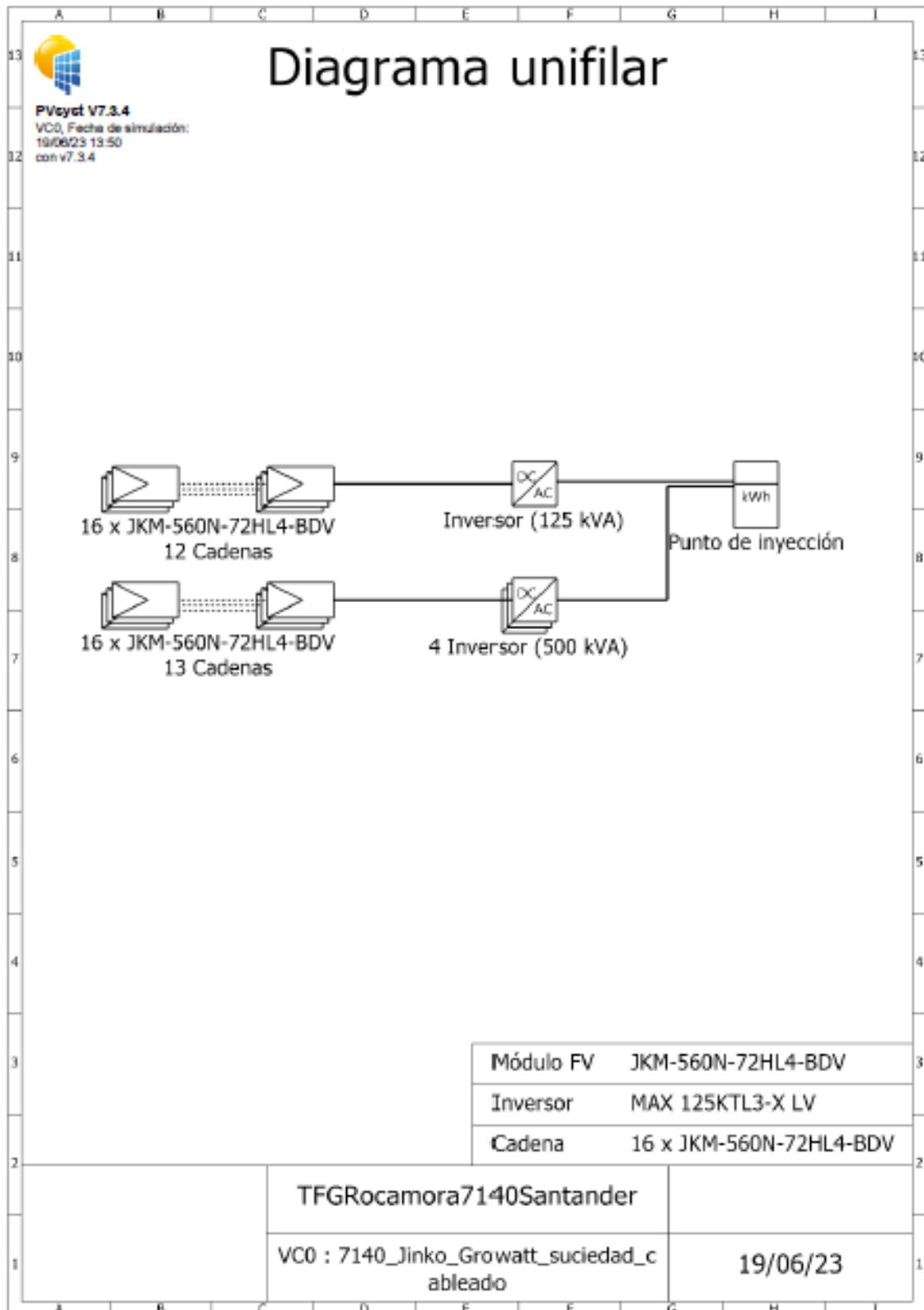
Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/calida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





NAVE EN VALDEMORALES DE 2116 M². OBJETIVO IV



PVsyst V7.3.4

VCO, Fecha de simulación:
19/06/23 17:15
con v7.3.4

Proyecto: TFGRocamora7140Extremadura

Variante: 7140_Jinko_Growatt_suciedad_cableado

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación		Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Plano fijo			Difuso Importado
Inclinación/Azimut	29 / 0 °		Circundar separado
Horizonte		Sombreados cercanos	Neocidades del usuario
Horizonte libre		Sin sombreados	Carga limitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	LR5-54HPH-410M	Modelo	MAX 100KTL3 MV
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	410 Wp	Unidad Nom. Potencia	100 kWca
Número de módulos FV	494 unidades	Número de inversores	2 unidades
Nominal (STC)	203 kWp	Potencia total	200 kWca
Módulos	19 Cadenas x 26 En series	Voltaje de funcionamiento	200-1000 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC/CA)	1.01
Pmpp	185 kWp	Reperto de potencia en este inversor	
U mpp	734 V		
I mpp	252 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	203 kWp	Potencia total	200 kWca
Total	494 módulos	Número de inversores	2 unidades
Área del módulo	965 m ²	Proporción Pnom	1.01
Área celular	888 m ²		

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de cuotidad del conjunto	Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC																		
Frac. de pérdida	3.0 %	Res. conjunto global																		
	Temperatura módulo según irradiancia	55 mΩ																		
	Uc (const)	Frac. de pérdida																		
	20.0 W/m ² K	1.7 % en STC																		
	Uv (viento)																			
	0.0 W/m ² /m/s																			
Pérdida de calidad módulo	Pérdidas de decajuste de módulo	Pérdidas de decajuste de cadenas																		
Frac. de pérdida	Frac. de pérdida	Frac. de pérdida																		
-0.3 %	2.0 % en MPP	0.2 %																		
Factor de pérdida IAM	Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario																			
	<table border="1"> <tr> <td>0°</td> <td>25°</td> <td>45°</td> <td>60°</td> <td>65°</td> <td>70°</td> <td>75°</td> <td>80°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>0.995</td> <td>0.982</td> <td>0.938</td> <td>0.903</td> <td>0.851</td> <td>0.754</td> <td>0.000</td> </tr> </table>		0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°	1.000	1.000	0.995	0.982	0.938	0.903	0.851	0.754	0.000
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°												
1.000	1.000	0.995	0.982	0.938	0.903	0.851	0.754	0.000												

Pérdidas de cableado CA

Línea de caída del inv. hasta el punto de inyección	
Voltaje inversor	480 Vca tl
Frac. de pérdida	1.30 % en STC
Inversor: MAX 100KTL3 MV	
Sección cables (2 Inv.)	Cobre 2 x 3 x 70 mm ²
Longitud media de los cables	112 m



Proyecto: TFGRocamora7140Extremadura

Variante: 7140_Jlnko_Growatt_suciedad_cableado

PVsyst V7.3.4

VC0, Fecha de simulación:
19/06/23 17:15
con v7.3.4

Resultados principales

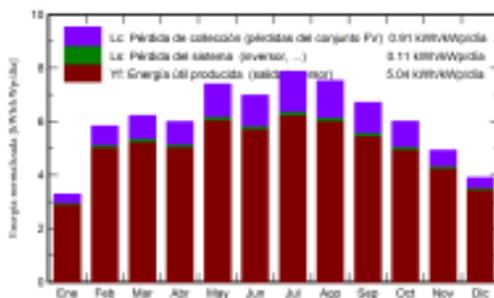
Producción del sistema
Energía producida

372737 kWh/año

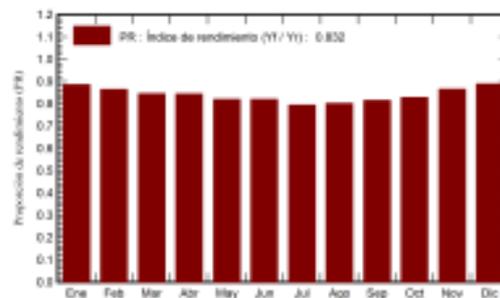
Producción específica
Proporción rend. PR

1840 kWh/kWplano/año
83.23 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	84.3	27.18	7.82	101.9	97.3	18571	18288	0.888
Febrero	108.8	30.10	9.75	183.5	158.2	29187	28609	0.864
Marzo	153.6	48.84	12.83	193.0	183.9	33607	33003	0.844
Abril	185.8	65.49	15.02	179.8	171.1	31357	30706	0.843
Mayo	230.5	83.99	19.83	229.6	218.4	38908	38092	0.819
Junio	220.6	86.69	20.70	209.6	199.1	35536	34797	0.820
Julio	251.6	55.51	27.32	243.9	232.1	40051	39220	0.794
Agosto	220.1	49.96	24.99	233.3	222.2	38684	37867	0.801
Septiembre	187.5	45.55	22.09	201.4	192.1	33076	33288	0.816
Octubre	132.7	36.48	19.58	186.3	177.9	31844	31200	0.827
Noviembre	89.9	27.82	12.48	147.8	141.3	29394	25896	0.865
Diciembre	68.5	24.25	7.22	121.0	115.5	22197	21774	0.888
Año	1873.9	541.81	16.65	2211.1	2107.2	380504	372737	0.832

Legendas

- GlobHor: Irradiación horizontal global
- DiffHor: Irradiación difusa horizontal
- T_Amb: Temperatura ambiente
- GlobInc: Global incidente plano receptor
- GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray: Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid: Energía inyectada en la red
- PR: Proporción de rendimiento

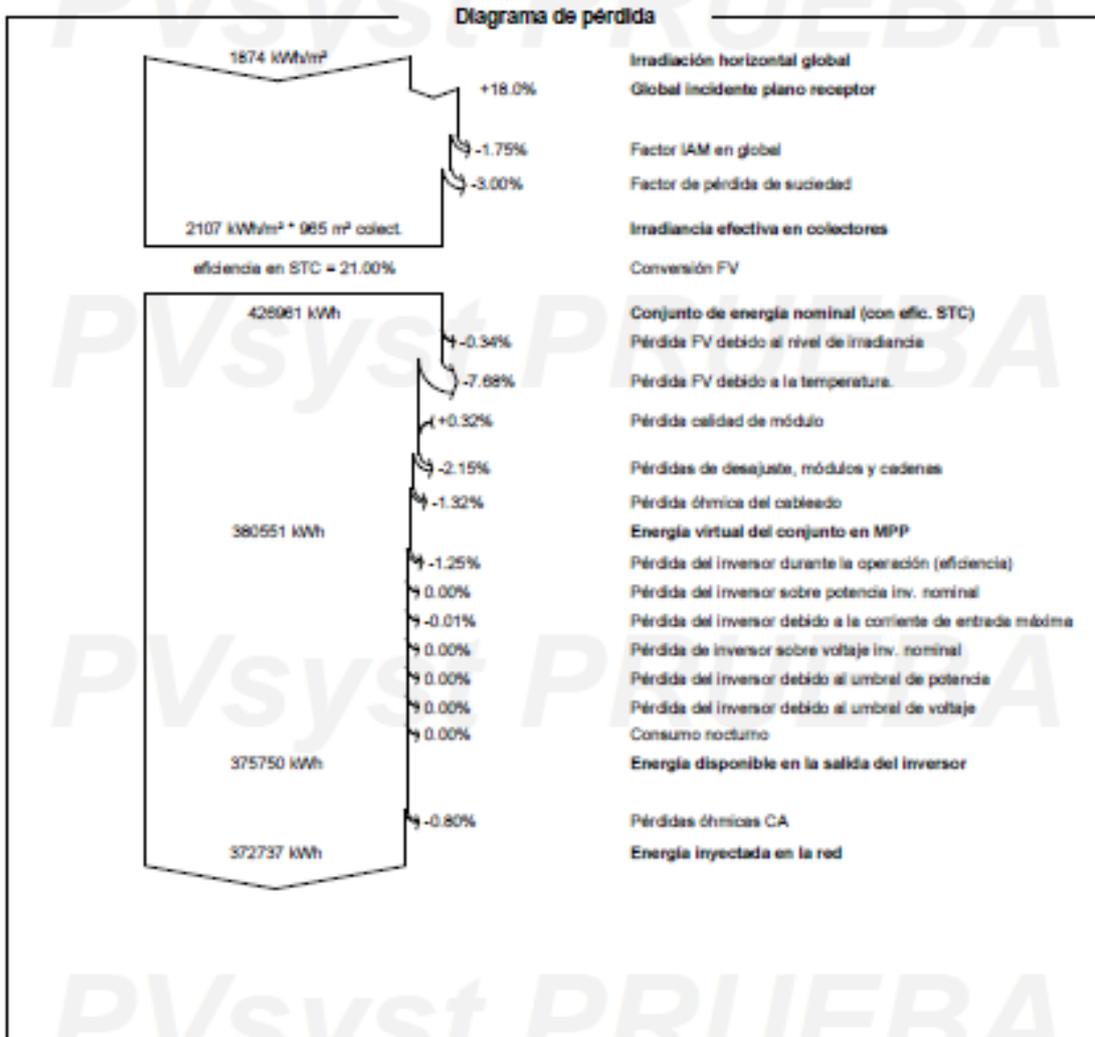


Proyecto: TFGRocamora7140Extremadura

Variante: 7140_Jinko_Growatt_suciedad_cableado

PVsyst V7.3.4

VC0, Fecha de simulación:
19/08/23 17:15
con v7.3.4





Proyecto: TFG Rocamora 7140 Extremadura

Variante: 7140_Jinko_Growatt_sucedad_cableado

PVsyst V7.3.4

VC0, Fecha de simulación:
19/06/23 17:15
con v7.3.4

