



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DESTINADA AL AUTOCONSUMO EN EL SECTOR AGRARIO

Autor: Gonzalo Martín Cachero
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

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

**PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DESTINADA AL
AUTOCONSUMO EN EL SECTOR AGRARIO**

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.: Gonzalo Martín Cachero

Fecha: 13/ 07/ 2023



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha://



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DESTINADA AL AUTOCONSUMO EN EL SECTOR AGRARIO

Autor: Gonzalo Martín Cachero
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

En primer lugar, le quiero dar las gracias a mi familia al completo, por el apoyo incondicional que me han dado durante estos años. En especial a mis padres y a mi hermano, ellos han conseguido sacar lo mejor de mí y me han enseñado a no rendirme nunca y que el esfuerzo y la constancia hacen que lleguen los resultados.

A mis compañeros y amigos de Madrid y Ciudad Real que han conseguido que haya disfrutado de los años de carrera a la vez de apoyarme sin cesar cuando hacía falta.

Por último, a mi tutora Consuelo, le quiero agradecer darme la oportunidad de realizar este proyecto que tantas ganas, aunque fuese demasiado tarde, dándome los consejos necesarios cuando los necesitaba

PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DESTINADA AL AUTOCONSUMO EN EL SECTOR AGRARIO

Autor: Martín Cachero, Gonzalo.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto consiste en una instalación fotovoltaica destinada para el autoconsumo con compensación de excedentes. El estudio de la instalación se lleva a cabo en una explotación ganadera en la pedanía de La Alameda, en la provincia de Ciudad Real. Donde se busca cubrir la mayor demanda energética posible a lo largo del año, la energía sobrante que no se pueda destinar al autoconsumo se inyectará a la red recibiendo una compensación por los excedentes.

El objetivo del proyecto es promover la explotación de energías renovables que permiten el autoabastecimiento y acabar con la dependencia de las energías no renovables, como la energía nuclear o los combustibles, que emiten gases de efecto invernadero. En este caso se trata de la energía solar fotovoltaica, cuya explotación en España es muy recomendable, debido a la alta radiación solar que gran parte del país recibe y al bajo impacto ambiental que esta energía supone. Por otro lado, los beneficios económicos son notorios una vez se haya amortizado la instalación, cuyo periodo de recuperación es bajo, ya que conlleva el ahorro de parte del importe de la factura eléctrica y el ingreso debido a los excedentes.

En España, debido al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, se ha fomentado la instalación fotovoltaica para autoconsumo, ya que permite que de una misma instalación pueda haber más de un consumidor, además de clarificar el autoconsumo con o sin excedentes con compensación. Este Real Decreto permite que se pueda llegar a cumplir los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que busca reducir la dependencia de la generación por parte de energías convencionales sustituyéndolas por energías limpias con huella de carbono cero.

La instalación se diseñará mediante el programa de simulación computacional PVsyst. Para ello es necesario recoger toda la información necesaria para poder realizar el

dimensionamiento en el programa correctamente. Los paneles solares que se instalarán se ubicarán en una cubierta del emplazamiento, la cual tiene una superficie de 375 m^2 , tiene una inclinación de 30° y un ángulo de orientación de -14° respecto al Sur geográfico.

En primer lugar, se analiza la climatología y el recurso solar disponible en el emplazamiento. En cuanto a la climatología, las temperaturas en la ubicación seleccionada rara vez llegan a estar bajo cero en invierno y el régimen de lluvias es muy irregular. Para realizar el estudio del recurso solar disponible se ha recogido información de tres bases de datos meteorológicas distintas, Meteonorm, PVGIS y NASA-SSE, y se ha decidido utilizar unos datos promedios entre las bases de datos Meteonorm y PVGIS, con lo que se ha obtenido una radiación global horizontal (GHI) anual de $1.788,7 \text{ kWh/m}^2$, una radiación difusa horizontal (DHI) anual de $583,6 \text{ kWh/m}^2$ y un promedio de velocidad del viento de $2,25 \text{ m/s}$

En segundo lugar, se realiza un estudio de los consumos energéticos de las distintas partes de la explotación. Esto se ha realizado gracias a las facturas eléctricas proporcionadas por la empresa propietaria de la explotación, además de haberse realizado una estimación del consumo de cada aparato necesario para la actividad diaria en la nave industrial donde se instalarán los paneles solares, mediante las horas de uso al año y la potencia de cada uno. La demanda energética anual recogida es de 34.585 kWh .

Una vez realizado el análisis del recurso solar disponible en el emplazamiento y del consumo energético anual por parte de la explotación, se avanza hacia el diseño de la instalación. Para ello es necesario determinar la potencia que se quiere instalar en el proyecto, lo cual determinará la potencia y el número de paneles solares e inversor. Para ello se han realizado dos casos, uno en función del promedio de potencia máxima leída durante los meses de 2022 y el segundo caso en función del criterio de horas solares pico en la ubicación seleccionada. En el primero se decide que la potencia a instalar sería de $14,3 \text{ kWp}$ y 13 kW nominales, cumpliendo la ratio de $P_{\text{pico}}/P_{\text{nom}}$ de 1,1 establecido para ambos casos. En el caso 2 se decide que la potencia pico a instalar sea de $16,5 \text{ kWp}$ y la potencia nominal sea de 15 kW .

El siguiente paso en ambos casos es el de la elección de la potencia unitaria de los módulos fotovoltaicos y, en función de los disponibles, elegir el fabricante que mejor rendimiento aporte, y de la misma manera se realiza con el inversor. En el caso 1 la potencia unitaria elegida de los paneles solares es de 400 Wp , siendo necesario instalar 36 módulos. Se realiza una comparación entre 6 fabricantes distintos de paneles solares y finalmente se escoge el fabricante LONGi Solar, modelo LR5-54HIH-400M. En cuanto al inversor, debido a la

potencia nominal elegida solo había dos opciones de fabricantes de inversor, y se escoge el fabricante Growatt, modelo MOD 13KTL-X. Con estos elementos elegidos en el caso 1 se obtiene un balance de energías en el año 1 siguiente:

<i>Energía producida (kWh)</i>	<i>Energía para autoconsumo (kWh)</i>	<i>Energía exportada a la red (kWh)</i>	<i>Energía importada de la red (kWh)</i>
22.879	12.782	10.115	21.806

Por otro lado, en el caso 2, se escoge que la potencia unitaria de los módulos fotovoltaicos sea 515 Wp, por lo que se deben instalar 32 paneles. En este caso el único fabricante de paneles solares del que se han encontrado de esa potencia es LONGi Solar, por lo que se escoge el mismo fabricante que en el caso 1, el modelo ahora es LR5-66HPH-515M. En cuanto al inversor a instalar, se realiza una comparación entre 6 modelos de inversores distintos de 15 kW y se selecciona el inversor que más energía permite producir en el año 1 de vida útil de la instalación, el modelo MOD 15KTL3-X del fabricante Growatt, de nuevo el mismo que en el caso 1. Con estos modelos de paneles solares e inversor se obtiene una producción energética en el año 1 siguiente:

<i>Energía producida (kWh)</i>	<i>Energía para autoconsumo (kWh)</i>	<i>Energía exportada a la red (kWh)</i>	<i>Energía importada de la red (kWh)</i>
26.251	13.090	13.161	21.497

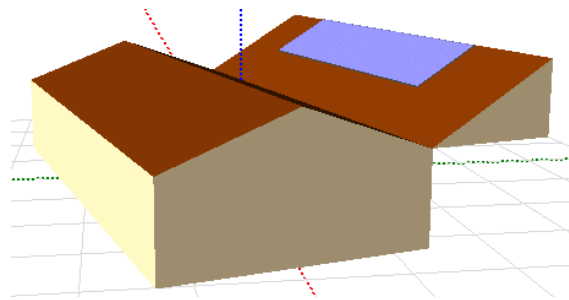
Después de estudiar ambos casos se decide seguir con el análisis del caso 2, debido a la mayor producción de energía que se obtiene en total y para autoconsumo.

El siguiente paso que se da es el de establecer las pérdidas detalladas del sistema, las cuales algunas de ellas vienen predeterminadas por el programa PVsyst y otras es necesario determinarlas. Algunas de las pérdidas detalladas son las pérdidas por suciedad, pérdidas térmicas, pérdidas óhmicas y pérdidas por envejecimiento. Luego es necesario determinar las sombras lejanas y cercanas que pueda tener la cubierta donde se instalan los paneles solares. La ubicación goza de un ligero sombreado lejano apenas apreciable y un sombreado cercano nulo, debido a que no hay ningún edificio u árbol cercano al emplazamiento.

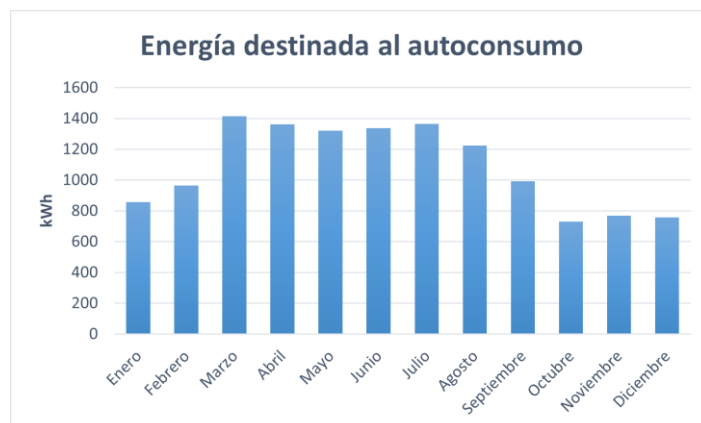
Para terminar de dimensionar la instalación fotovoltaica al completo es necesario determinar las estructuras soporte, las protecciones, el cableado y el contador bidireccional a utilizar. Las estructuras soporte escogidas son SUNFER 01V4, el cableado se decide que sean de

aluminio con una sección de 6 mm² del fabricante TOPSOLAR PV, el contador bidireccional es necesario que sea compatible con el inversor elegido por lo que se instala el Meter trifásico Easton SDM630 Modbus y por último las protecciones se dividen en el interruptor magnetotérmico ICP-M 4P 30A de Schneider 11975, los fusibles de 20 A con 10000 V_{DC} y el interruptor automático diferencial 4P 40A 300MA 6KA Tipo AC, del fabricante RASMACOR.

La ubicación de los paneles solares, realizado con PVsyst, queda de esta manera:



El análisis energético de la instalación se realiza estudiando en primer lugar el año 1 de vida útil de la instalación, y por otra parte el comportamiento energético de la instalación a lo largo de 25 años, donde se percibe la degradación de los módulos fotovoltaicos al rebajar la producción energética año a año. Durante los 25 años se baja de un Performance Ratio (PR) el primer año de 77,7% a 70%. En el año 1 se consigue destinar al autoconsumo 13.090 kWh repartidos de esta manera entre los meses:



En cuanto al apartado económico, se consiguen resultados muy beneficiosos que apoyan el proyecto de la instalación fotovoltaica. El plazo de recuperación de la inversión inicial de 10.751,01€ se estima que sea de 7 años, obteniéndose un ahorro medio anual de 2.401,13€ en comparación con el gasto económico sin paneles solares.

PROJECT FOR A SOLAR PHOTOVOLTAIC INSTALLATION FOR SELF-CONSUMPTION IN THE AGRICULTURAL SECTOR

Author: Martín Cachero, Gonzalo.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project consists of a photovoltaic installation for self-consumption with surplus compensation. The study of the installation is being carried out on a livestock farm in the district of La Alameda, in the province of Ciudad Real. The aim is to cover as much energy demand as possible throughout the year, and the surplus energy that cannot be used for self-consumption will be injected into the grid, receiving compensation for the surplus.

The aim of the project is to promote the use of renewable energies that enable self-sufficiency and end dependence on non-renewable energies, such as nuclear energy or fuels, which emit greenhouse gases. In this case, it is photovoltaic solar energy, the use of which in Spain is highly recommended, due to the high solar radiation that a large part of the country receives and the low environmental impact that this energy has. On the other hand, the economic benefits are notorious once the installation has been amortised, with a low payback period, as it involves saving part of the amount of the electricity bill and the income due to surpluses.

In Spain, due to Royal Decree 244/2019, of 5 April, which regulates the administrative, technical and economic conditions for the self-consumption of electrical energy, the photovoltaic installation for self-consumption has been promoted, as it allows more than one consumer from the same installation, as well as clarifying self-consumption with or without surpluses with compensation. This Royal Decree makes it possible to meet the objectives of the Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), which seeks to reduce dependence on conventional energy generation by replacing it with clean energy with a zero-carbon footprint.

The installation will be carried out using the PVsyst computational simulation programme. To do this, it is necessary to collect all the necessary information to be able to carry out the sizing in the programme correctly. The solar panels to be installed will be located on a roof

of the site, which has a surface area of 375 m^2 , an inclination of 30° and an angle of orientation of -14° with respect to the geographical south.

Firstly, the climatology and the solar resource available at the site are analysed. In terms of climatology, temperatures at the selected location rarely fall below freezing in winter and the rainfall pattern is very irregular. To carry out the study of the available solar resource, information has been collected from three different meteorological databases, Meteonorm, PVGIS and NASA-SSE, and it has been decided to use average data between the Meteonorm and PVGIS databases, obtaining an annual global horizontal radiation (GHI) of $1.788,7 \text{ kWh/m}^2$, an annual diffuse horizontal radiation (DHI) of $583,6 \text{ kWh/m}^2$ and an average wind speed of $2,25 \text{ m/s}$.

Secondly, a study of the energy consumption of the different parts of the farm was carried out. This has been done thanks to the electricity bills provided by the company that owns the farm, in addition to an estimate of the consumption of each appliance necessary for the daily activity in the industrial building where the solar panels will be installed, by means of the hours of use per year and the power of each one. The annual energy demand is 34.585 kWh .

Once the analysis of the solar resource available at the site and the annual energy consumption by the farm has been carried out, the next step is to design the installation. To do this, it is necessary to determine the power to be installed in the project, which will determine the power and number of solar panels and inverter. To do this, two cases have been made, one based on the average maximum power read during the months of 2022 and the second case based on the criterion of peak solar hours in the selected location. In the first case, it was decided that the power to be installed would be $14,3 \text{ kWp}$ and 13 kW nominal, complying with the $P_{\text{pico}}/P_{\text{nom}}$ ratio of $1,1$ established for both cases. In case 2 it is decided that the peak power to be installed is $16,5 \text{ kWp}$ and the nominal power is 15 kW .

The next step in both cases is to choose the unit power of the photovoltaic modules and, depending on the available ones, to choose the manufacturer with the best performance, and in the same way the inverter. In case 1, the chosen unit power of the solar panels is 400 Wp , and it is necessary to install 36 modules. A comparison is made between 6 different manufacturers of solar panels and finally the manufacturer LONGi Solar, model LR5-54HIH-400M, is chosen. As for the inverter, due to the nominal power chosen, there were only two choices of inverter manufacturers, and the Growatt manufacturer, model MOD

13KTL-X, was chosen. With these elements chosen in case 1, an energy balance is obtained in the following year 1:

<i>Energía produced (kWh)</i>	<i>Energy for self- consumption (kWh)</i>	<i>Energy exported to the grid (kWh)</i>	<i>Energy imported from the grid (kWh)</i>
22.879	12.782	10.115	21.806

On the other hand, in case 2, the unit power of the photovoltaic modules is chosen to be 515 Wp, so 32 panels must be installed. In this case, the only solar panel manufacturer that has been found with this power is LONGi Solar, so the same manufacturer is chosen as in case 1, the model is now LR5-66HPH-515M. As for the inverter to be installed, a comparison is made between 6 different 15 kW inverter models and the inverter that produces the most energy in year 1 of the installation's useful life is selected, the MOD 15KTL3-X model from the manufacturer Growatt, again the same as in case 1. With these models of solar panels and inverter, energy production is obtained in the following year 1:

<i>Energía produced (kWh)</i>	<i>Energy for self- consumption (kWh)</i>	<i>Energy exported to the grid (kWh)</i>	<i>Energy imported from the grid (kWh)</i>
26.251	13.090	13.161	21.497

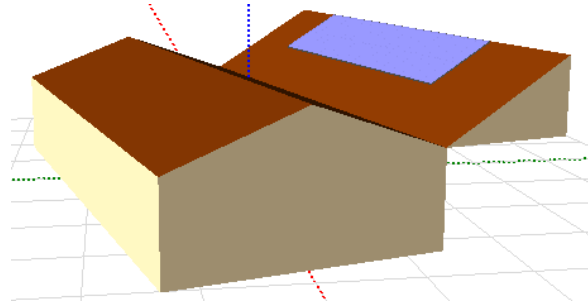
After studying both cases, it is decided to continue with the analysis of case 2, due to the higher energy production obtained in total and for self-consumption.

The next step is to establish the detailed losses of the system, some of which are pre-determined by PVsyst and some of which need to be determined. Some of the detailed losses are dirt losses, thermal losses, ohmic losses and ageing losses. Then it is necessary to determine the far and near shading of the roof where the solar panels are installed. The location has a slight, barely noticeable far shading and no near shading due to the fact that there are no buildings or trees near the site.

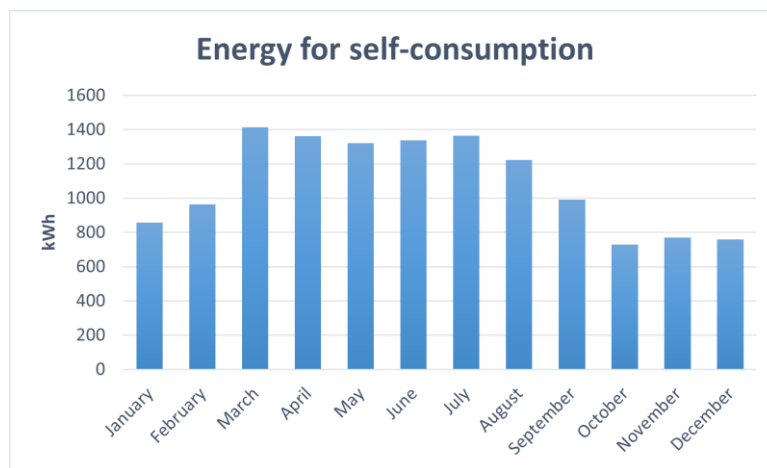
To finish sizing the entire photovoltaic installation, it is necessary to determine the support structures, the protections, the wiring and the bidirectional meter to be used. The support structures chosen are SUNFER 01V4, the wiring is decided to be made of aluminium with a section of 6 mm² from the manufacturer TOPSOLAR PV, the bidirectional meter must be compatible with the inverter chosen, so the Easton SDM630 Modbus three-phase meter is installed and finally the protections are divided into the Schneider 11975 ICP-M 4P 30A

magnetothermal circuit breaker, the 20 A fuses with 10000 VDC and the 4P 40A 300MA 6KA AC type differential circuit breaker, from the manufacturer RASMACOR.

The location of the solar panels, made with PVsyst, is as follows:



The energy analysis of the installation is carried out by firstly studying year 1 of the installation's useful life, and secondly the energy behaviour of the installation over 25 years, where the degradation of the photovoltaic modules is perceived as the energy production decreases year by year. During the 25 years, the Performance Ratio (PR) drops from 77.7% in the first year to 70%. In year 1, 13090 kWh are used for self-consumption, distributed in this way over the months:



In terms of the economic aspect, very beneficial results are achieved that support the photovoltaic installation project. The payback period for the initial investment of 10.751,01€ is estimated to be 7 years, obtaining an average annual saving of 2.401,13€ compared to the economic expenditure without solar panels.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	9
1.1 Objeto del proyecto	9
1.2 Motivación del proyecto.....	10
1.3 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible.....	11
1.4 Justificación del proyecto	13
1.5 Metodología de trabajo.....	14
1.6 Recursos a emplear.....	15
Capítulo 2. La energía solar fotovoltaica.....	17
2.1 Introducción a la fotovoltaica.....	17
2.1.1 El efecto fotovoltaico.....	18
2.1.2 La célula solar.....	19
2.1.3 El panel fotovoltaico.....	23
2.1.4 Radiación solar	24
2.2 Elementos de una instalación conectada a red.....	27
2.2.1 Inversor	27
2.2.2 Estructuras soporte	28
2.2.3 Medidor bidireccional	29
2.2.4 Protecciones	29
2.3 Situación en el mundo	31
2.4 Situación en España.....	33
2.5 Autoconsumo.....	35
2.5.1 Situación en España	36
2.5.2 Marco regulatorio de autoconsumo	39
2.5.3 Fondos Next Generation.....	41
Capítulo 3. Estudio del emplazamiento	43
3.1 Localización	43
3.2 Descripción de la explotación y actividad.....	45
3.3 Climatología y recurso solar disponible	47
3.4 Análisis del consumo energético	53
3.4.1 Análisis teórico.....	53

3.4.2 Análisis a partir de facturas eléctricas.....	60
Capítulo 4. Diseño de la instalación solar fotovoltaica.....	63
4.1 Inclinación y orientación	64
4.2 Diseño del sistema fotovoltaico.....	65
4.2.1 Elección potencia a instalar	68
4.2.2 Caso 1.....	68
4.2.3 Caso 2.....	75
4.2.4 Elección del caso a instalar.....	80
4.3 Pérdidas detalladas del sistema	82
4.3.1 Pérdidas térmicas.....	82
4.3.2 Pérdidas óhmicas	83
4.3.3 Pérdidas por calidad del módulo, LID y desajuste	84
4.3.4 Pérdidas por suciedad.....	85
4.3.5 Pérdidas IAM.....	85
4.3.6 Pérdidas de servicios auxiliares.....	86
4.3.7 Pérdidas por envejecimiento	87
4.3.8 Pérdidas por indisponibilidad	88
4.3.9 Pérdidas por corrección espectral	89
4.4 Horizonte.....	90
4.5 Sombreados cercanos	91
4.6 Autoconsumo.....	93
4.7 Estructuras soporte, protecciones, cableado y contador bidireccional	94
Capítulo 5. Estudio de viabilidad	97
5.1 Análisis energético	97
5.1.1 Análisis del primer año de la instalación.....	97
5.1.2 Análisis durante la vida útil de la instalación	104
5.2 Análisis económico	108
5.2.1 Inversión inicial.....	108
5.2.2 Ahorro obtenido con el proyecto y balance económico	110
5.2.3 Rentabilidad del proyecto.....	114
5.3 Trámites para la legalización de la instalación.....	118
Capítulo 6. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	120

Capítulo 7. Bibliografía.....	122
ANEXO I. Informe de simulación energética del año 1 con PVsyst.....	126
ANEXO II. Pantallas de pérdidas detalladas de PVsyst	137
ANEXO III. Fichas técnicas equipos de la instalación	143

Índice de figuras

Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: ISGlobal.....	11
Figura 2. Diagrama que muestra el efecto fotovoltaico. [7]	18
Figura 3. Principios de funcionamiento de la célula solar. [9]	20
Figura 4. Característica I-V de Iluminación. [9].....	20
Figura 5. Curva característica I-V, con los parámetros indicados. Fuente: Hioki.com	21
Figura 6. Componentes de la radiación sufridas por la Tierra. [10]	25
Figura 7. Ángulos característicos de la posición de los paneles fotovoltaicos. [8]	26
Figura 8. Esquema de la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica. Fuente: DIREENERGY	27
Figura 9. Porcentajes de capacidad de energía acumulada por tecnología, de 2010 a 2027. Fuente: AIE.....	31
Figura 10. Evolución acumulada de potencia instalada (GW) de energía solar fotovoltaica a nivel mundial hasta 2021. Fuente: ourworldindata.org	32
Figura 11. Mapa de Europa con las horas de sol de cada país representadas. Fuente: geografiainfinita.com.....	34
Figura 12. Evolución de la potencia instalada (MW) de energía solar fotovoltaica en España. Fuente: REData.....	35
Figura 13. Crecimiento de las instalaciones anuales de autoconsumo fotovoltaico en España. [6]	37
Figura 14. Porcentaje de demanda nacional con autoconsumo en los últimos 7 años. [6] .	38
Figura 15. Ubicación de la pedanía La Alameda.....	43
Figura 16. Información del catastro.....	44
Figura 17. Vista aérea de la nave industrial en La Alameda	44
Figura 18. Vista frontal de la nave industrial en La Alameda	45
Figura 19. Cubierta de la instalación	46
Figura 20. Espacio exterior para la estancia de los animales	46
Figura 21. Sala de ordeño	47

Figura 22. Temperatura y precipitaciones promedio mensuales provincia de Ciudad Real. Elaboración propia.....	48
Figura 23. Horas Solares Pico. Fuente: sfe solar	49
Figura 24. GHI.....	51
Figura 25. DHI.....	52
Figura 26. Tanque para leche de 1.650 L	55
Figura 27. Tanque para leche de 1.200 L	56
Figura 28. Motor unidad final.....	56
Figura 29. Controlador pulsaciones	57
Figura 30. Termo agua caliente 100 L.....	57
Figura 31. Motor ordeñadora y bomba de vacío.....	58
Figura 32. Motor refrigerador del tanque de 1.200 L	58
Figura 33. Motores de amarre y de pienso pienso	59
Figura 34. Nodrizas automáticas	59
Figura 35. Consumo diario promedio cada mes	61
Figura 36. Pantalla “Orientación” de PVsyst.....	64
Figura 37. Pantalla “Sistema” de PVsyst.....	65
Figura 38. Potencias máximas por mes en 2022. Elaboración propia	69
Figura 39. Pantalla “Pérdidas IAM” de PVsyst.....	86
Figura 40. Pantalla “Envejecimiento” de PVsyst	87
Figura 41. Pantalla “Indisponibilidad” de PVsyst	89
Figura 42. Pestaña “Horizonte” de PVsyst	90
Figura 43. Diseño 3D con PVsyst de la instalación en la cubierta. Elaboración propia	92
Figura 44. Pantalla “Autoconsumo” de PVsyst.....	93
Figura 45. Colocación de los paneles solares sobre las estructuras soporte. Fuente: Neogare	94
Figura 46. Producción energética y pérdidas mensuales del año 1	98
Figura 47. Performance Ratio mensual de la instalación en el año 1	99
Figura 48. Valores de radiación solar y balance energético mensual durante el año 1	100

Figura 49. Porcentaje de energía consumida por mes a partir de la energía producida. Elaboración propia.....	101
Figura 50. Diagrama Sankey de pérdidas en la instalación	102
Figura 51. Energía solar disponible según la incidencia global	103
Figura 52. Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica	103
Figura 53. Línea de tendencia de la producción energética en 25 años de la instalación. Fuente: Elaboración propia.....	105

Índice de tablas

Tabla 1. Ayudas económicas para Programas de incentivos 1 y 2. [13]	42
Tabla 2. Valores de GHI, DHI y velocidad del viento en el emplazamiento.	53
Tabla 3. Estimaciones de consumos anuales por parte de la explotación	54
Tabla 4. Consumo energético e importes extraídos de la factura de la electricidad.....	60
Tabla 5. Inversor elegido para simular distintos módulos fotovoltaicos	71
Tabla 6. Simulaciones con PVsyst de distintos fabricantes de módulos fotovoltaicos	72
Tabla 7. Simulaciones con PVsyst de dos fabricantes de inversores	74
Tabla 8. Resultados energéticos año 1 de la instalación del caso 1.....	75
Tabla 9. Modelo de panel solar para el caso 2.....	77
Tabla 10. Simulaciones con PVsyst de distintos fabricantes de inversores de 15 kW	78
Tabla 11. Resultados energéticos año 1 de la instalación del caso 2.....	79
Tabla 12. Balance energético y rendimiento de la instalación durante los 25 años de vida útil	107
Tabla 13. Estimación de la inversión inicial del proyecto.....	109
Tabla 14. Precio electricidad cada año de vida útil de la instalación	111
Tabla 15. Estimación del ahorro obtenido gracias a la energía autoconsumida en 25 años	112
Tabla 16. Estimación de ingresos por excedentes, gastos y balance económico	113
Tabla 17. Análisis de la rentabilidad de la instalación con subvención	116
Tabla 18. Análisis de la rentabilidad de la instalación sin subvención	117

LISTA DE ACRÓNIMOS

AIE	Agencia Internacional de la Energía
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
DHI	Irradiación Difusa Horizontal
GHI	Irradiación Global Horizontal
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
TIR	Tasa Interna de Retorno
UE	Unión Europea
VAN	Valor Actual Neto

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, las energías renovables son la principal medida a la que la sociedad está optando en favor a la lucha contra el cambio climático. Debido a los desafíos significativos que surgen del empleo insostenible de las energías tradicionales, se ha observado un aumento considerable en el papel de las fuentes renovables en la producción global de energía.

Con vistas a 2050, año marcado por la Unión Europea como fecha en la que los países serán climáticamente neutros, estos últimos años se ha instalado más generación renovable que nunca, y se espera que los años siguientes esta dinámica progrese a un ritmo mayor. De hecho, para poder avanzar hacia un sistema de emisiones netas nulas de CO₂, España se encuentra inmerso en el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) 2021-2030. Entre otros propósitos del plan mencionado, se establece el objetivo de alcanzar el 74% de la generación eléctrica para 2030 y el 42% de renovables sobre el consumo final de la energía, por lo que se fomenta la producción nacional de renovables y la reducción de la dependencia energética del exterior. [1]

1.1 OBJETO DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo sobre la cubierta de una nave industrial, concretamente en uno de sus tejados. Esta nave industrial tiene su localización en comunidad autónoma de Castilla-La Mancha, concretamente en La Alameda, Ciudad Real. La función de esta instalación es principalmente cubrir la demanda energética durante el día por parte de la explotación ganadera que hace uso de esta nave.

Esta instalación, a parte de su utilización para el autoconsumo, también va a encontrarse conectada a la red con el fin de verter a ella toda la energía que se vaya produciendo en cada

momento del día y no sea necesaria para el autoabastecimiento de la explotación, ya que no se va a disponer de dispositivos para su almacenamiento. Además, en los momentos del día que no sea suficiente la energía obtenida de las placas fotovoltaicas, se importará lo necesario de la red para el correcto funcionamiento de todas las máquinas y motores.

La finalidad que tiene como base este proyecto es el autoabastecimiento, en la medida de lo posible, a la vez de la reducción del consumo de energía proveniente de energías no renovables, lo cual tiene un impacto medioambiental que se quiere ir eliminando paulatinamente en el mundo.

1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La motivación de este proyecto se basa en demostrar que gracias a las infraestructuras que dispone la nave industrial, es viable producir la energía que se consume a lo largo del día en la explotación ganadera a partir de energía limpia, como es la solar fotovoltaica, y poder autoabastecerse de ella sin necesidad de recurrir a energías consideradas no renovables.

Además de demostrar que es posible el autoabastecimiento a partir de energías renovables, también la viabilidad económica del proyecto, con vistas a que esta instalación se pueda hacer realidad, por lo que se buscará la manera más económica y limpia de obtener la energía necesaria en un día normal de trabajo de la explotación.

A partir de este proyecto lo que se busca es poder contribuir en la medida de lo posible a la descarbonización del planeta, tratando de independizar energéticamente las actividades que nos rodean en el día a día, en este caso mediante placas fotovoltaicas. Con la vista puesta en alejarnos del sistema energético de hace años, basado prácticamente al completo en energías convencionales, como los combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural) y la energía nuclear, entre otros, y tratando de cumplir los objetivos mencionados en el PNIEC y por la UE, para alcanzar las emisiones nulas de CO₂ en el futuro.

1.3 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son el elemento central de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, la cual fue adoptada por los líderes mundiales en 2015. La Agenda 2030 establece una serie de desafíos económicos, sociales y ambientales con el objetivo de avanzar hacia un futuro más sostenible para todo el mundo.

En cuanto a los ODS, se trata de una lista de 17 objetivos con conexión unos con otros, y cada uno determina una meta a cumplir con vistas al año 2030. La lista se compone de objetivos como la salud y el bienestar, el fin de la pobreza, la igualdad de género, la educación de calidad, la paz y justicia, la acción por el clima y la energía asequible y no contaminante.



Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: ISGlobal

La lista de ODS de la Figura 1 fue creada con el propósito de orientar los esfuerzos de los países del mundo en relación al desarrollo sostenible, poniendo atención en temas fundamentales que afectan tanto a las personas como al planeta.

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible a los que el proyecto está ligado son [14]:

- **Número 7 “Energía asequible y no contaminante”**. La instalación de las placas fotovoltaicas para el autoconsumo de la nave industrial supondrá la obtención de parte de la energía demandada a partir de una energía renovable y limpia, por lo que se dejará de consumir toda la energía de la red, la cual en gran parte no es proveniente de una generación renovable. Esta energía será asequible gracias a que es generada en infraestructuras de la propia nave, y se dejará de pagar toda la energía a los precios de la electricidad que tanto oscilan actualmente. La cantidad mensual por abonar, a la comercializadora en cuestión, será mucho menor que lo que se paga actualmente.
- **Número 8 “Trabajo decente y crecimiento económico”**. El hecho de generar energía renovable gracias los paneles solares, conlleva que la explotación ganadera pueda reducir sus costes energéticos y conseguir que su actividad diaria sea más sostenible y rentable. Por otro lado, este tipo de proyectos generan oportunidades de empleo tanto en la instalación como en el mantenimiento de los módulos fotovoltaicos.
- **Número 9 “Industria, innovación e infraestructuras”**. El proyecto por realizar supondrá la instalación de equipos que será necesario analizar y realizar un estudio sobre la necesidad de cada uno y cuál permite de manera más eficiente y económica obtener lo buscado. Para la nave industrial esta instalación supondrá una innovación y un progreso tecnológico, ya que anteriormente la explotación trabajaba con electricidad obtenida en su totalidad de energía no renovable.
- **Número 11 “Ciudades y comunidades sostenibles”**. Este objetivo se puede relacionar con el objetivo número 13, debido a que obteniendo parte de la energía necesaria para realizar las actividades diarias en la explotación se reduce el consumo de energía no renovable, lo que influye en la lucha contra el cambio climático

teniendo un impacto positivo en la calidad del medio ambiente del emplazamiento y de las comunidades cercanas a la explotación ganadera.

- **Número 12 “Producción y consumo responsables”.** El hecho de sustituir la obtención de energía a través de generación no renovable, de centrales de grandes emisiones, a una energía limpia, sin emisiones netas de CO₂, conllevará el cuidado del medio ambiente natural y la no destrucción de los recursos que hay en el planeta.
- **Número 13 “Acción por el clima”.** Como ya se ha comentado en el objetivo número 7, la instalación de estas placas fotovoltaicas supondrá una obtención de la energía demandada a través del aprovechamiento del recurso solar, sin emisión alguna de CO₂.

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto estudiará el caso de una explotación ganadera en la localidad de La Alameda, en la región de Castilla-La Mancha. En este caso, se analizará la posibilidad de que esta explotación pueda generar la energía que consume a lo largo del día, gracias a la tecnología fotovoltaica y la cubierta de la nave industrial que dispone como infraestructura.

El proyecto, con una instalación de este tipo es idóneo en esta comunidad autónoma. En 2021, la tecnología solar fotovoltaica ha experimentado un incremento del 53.3% en la potencia instalada en la región en comparación con 2020, siendo la tecnología que más aumentó su presencia en Castilla-La Mancha. Además, es la segunda región con más capacidad solar fotovoltaica en España con un 19.6% del total de la potencia instalada del país. [2]

Los aspectos que se estudiarán en el trabajo son:

- Análisis del consumo energético de la nave industrial. Con ello será posible encontrar la solución más apropiada a las necesidades de la explotación, en términos energéticos y económicos.
- Diseño de la instalación fotovoltaica a integrar en la nave. Esto conlleva la selección entre las posibilidades que haya de los equipos, paneles fotovoltaicos e inversor, que se necesitan para obtener la instalación, además de la distribución de los mismos.
- Estudio energético y económico del proyecto. Para poder estudiar el comportamiento energético de la planta fotovoltaica y ver la rentabilidad del proyecto.

1.5 METODOLOGÍA DE TRABAJO

La metodología de trabajo para este proyecto se basará en:

- En primer lugar, se realizará un proceso de revisión bibliográfica, mediante la investigación de la información y documentación existente sobre la energía solar fotovoltaica y todo lo que le rodea, como la radiación solar, las placas fotovoltaicas y el autoconsumo. Esto permitirá una comprensión y familiarización con los conceptos fundamentales y los aspectos técnicos y normativos relevantes.
- Al conocer los distintos aspectos que va a englobar el proyecto, se va a realizar un estudio del consumo energético de la nave industrial que se va a abastecer, con el fin de tener una primera visión de la dimensión del trabajo. Seguidamente se realizará un estudio acerca del recurso solar y las condiciones meteorológicas en la zona donde se va a ubicar la instalación de las placas fotovoltaicas, además de la ubicación geográfica, la orientación y la inclinación de la cubierta.
- Una vez se haya recogido toda la información necesaria se procederá a efectuar una simulación energética computacional de la instalación mediante el software solar fotovoltaico PVsyst. Considerando tanto el recurso solar como la meteorología de la

zona, con el programa mencionado se podrá determinar la energía producida que se destinará al autoconsumo. Se trabajará con bases de datos meteorológicas fiables como son Meteonorm, NASA-SSE y PVGIS.

- A continuación, se procederá a realizar el diseño de la instalación solar fotovoltaica, lo que incluye la selección de los equipos principales necesarios, el tipo de placas fotovoltaicas e inversores, además del número adecuado de cada uno de ellos. Al seleccionar los equipos se buscará la mayor eficiencia energética y el mayor aprovechamiento de los recursos disponibles. El resto de los equipos necesarios en una instalación de este tipo (protecciones, cableado, estructuras soporte y medidor bidireccional) también serán seleccionados.
- Más tarde, se elaborará un análisis técnico, en el que se evaluará el rendimiento de la instalación con los equipos seleccionados y la potencia a instalar, teniendo en consideración la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, las pérdidas por sombras y la radiación solar. Asimismo, también se realizará un análisis económico en el que se estudiará tanto la viabilidad como la rentabilidad financiera del proyecto de instalación, calculando el ahorro potencial en la factura de la electricidad y el período de retorno de la inversión.
- El estudio normativo y legal también será necesario, se analizará la regulación correspondiente a la instalación de sistemas fotovoltaicos en naves industriales, a la vez que se estudiarán ayudas y subvenciones por parte del gobierno y la UE que puedan permitir que este proyecto sea más rentable económicamente.

1.6 RECURSOS A EMPLEAR

Los recursos a emplear durante el proyecto son:

- Sesiones informativas y documentos sobre la energía solar fotovoltaica y el autoconsumo proporcionadas por el director del proyecto.
- Programa de simulación PVSyst

- Bases de datos: Meteonorm, NASA-SSE y PVGIS.
- Características de los consumos de los aparatos y máquinas que permiten el funcionamiento de la nave.
- Artículos y TFGs sobre energía solar fotovoltaica.
- Hojas técnicas de equipos: paneles, estructuras, inversores, etc
- Repositorio Comillas

Capítulo 2. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1 INTRODUCCIÓN A LA FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica pertenece al grupo de energías renovables, por lo que es una fuente de generación de energía limpia e inagotable. La necesidad de este tipo de energías se basa en el hecho de que contribuyen a la creación de un modelo energético sostenible.

El proceso para obtener esta energía consiste en aprovechar la radiación solar para convertirla en electricidad gracias a la labor de las células fotovoltaicas. Mediante paneles fotovoltaicos se capta la luz solar que incide en ellos y estos están compuestos de materiales semiconductores. El material semiconductor más utilizado es el silicio, el cual contiene electrones, que son los que interactúan con los fotones de la luz para terminar generando la corriente eléctrica.

La energía del sol tiene varias numerosas ventajas, las cuales causan que esta energía sea una de las energías renovables que más peso tiene a nivel mundial. El suministro de esta energía es inagotable, ya que proviene de una fuente abundante en todo el mundo, y disponible para todos, que es el Sol. El impacto ambiental que supone una instalación de energía solar fotovoltaica es muy bajo debido a que sus elementos no producen ruido ni apenas impacto visual, a la vez que permite aprovechar tierras que no sean fértiles y ya no sean productivas a nivel agrícola, o el mismo tejado de infraestructuras ya construidas, sin suponer abundante aparcamiento. Las dimensiones de los espacios mencionados no son parecidas, por ello las placas fotovoltaicas se pueden instalar en proyectos de gran potencia o en proyectos de autoconsumo.

En cuanto a los desafíos que puede presentar la tecnología fotovoltaica, los principales son la inversión inicial de la instalación, que años más tarde se rentabilizaría, y la dependencia del recurso solar, por ello la variabilidad de generación de la energía en cuestión.

2.1.1 EL EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico es la base sobre la que se sustenta una instalación de paneles fotovoltaicos. Las células solares captan la radiación solar, y el material del que están hechas, el cual es semiconductor, recibe la energía que se transfiere a sus electrones. La energía recibida sirve a los electrones para poder liberarse de sus átomos de origen y se muevan por el material. La célula fotovoltaica está formada por un semiconductor de tipo N (exceso de electrones) y un semiconductor de tipo P (exceso de huecos), y entre ambos se forma la unión P-N mostrada en la Figura 2. En esta unión se crea la corriente eléctrica, mediante el movimiento de los electrones de la capa N a la capa P por falta de ellos, y de los huecos a la capa N, por la misma razón. [8]

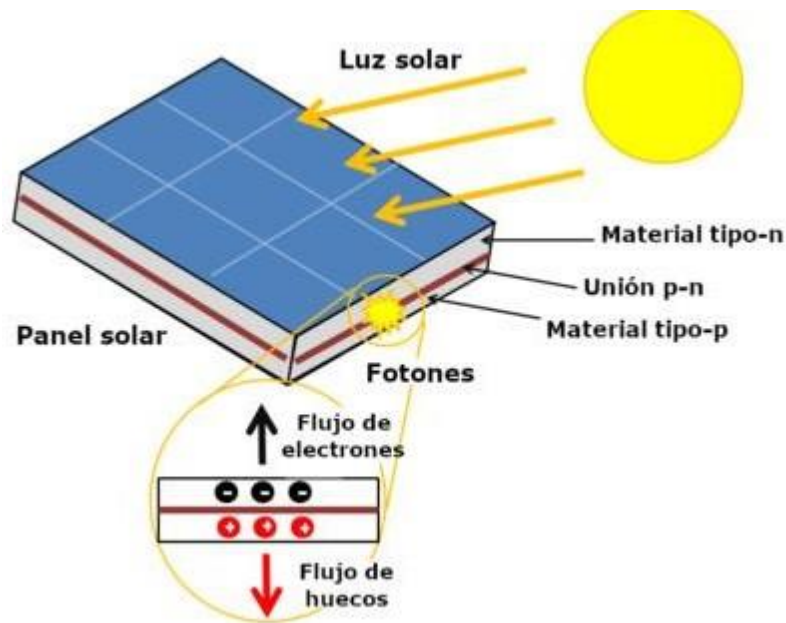


Figura 2. Diagrama que muestra el efecto fotovoltaico. [7]

En la Figura 2 se aprecia que el efecto fotovoltaico se refiere al proceso directo de convertir la energía solar en electricidad cuando la radiación solar impacta sobre ciertos materiales conocidos como semiconductores. Estos materiales tienen la capacidad de generar una fuerza electromotriz, es decir, una diferencia de potencial eléctrico, lo que provoca el movimiento de cargas eléctricas a lo largo de un conductor y, por ende, la producción de trabajo eléctrico. En el conductor los electrones pueden pasar por él sin oposición alguna, ya que esto es fácilmente permitido por los átomos del conductor. [8]

2.1.2 LA CÉLULA SOLAR

La célula solar es un dispositivo electrónico formado por materiales semiconductores, generalmente Silicio, que se basa en el efecto fotovoltaico para generar una corriente eléctrica, utilizando como fuente la radiación solar. Estas células se encuentran en los paneles fotovoltaicos, se montan en serie para conseguir aumentar el voltaje total del módulo, con el objetivo de obtener un voltaje adecuado.

Las células solares se fabrican mediante la superposición de capas delgadas de materiales semiconductores, a menudo dopados con impurezas para aumentar su capacidad de captación de la luz solar, las capas dopadas son la capa N y la capa P, por lo que pueden tener distintas características y polaridades, lo que origina una unión P-N en el interior de la célula solar. La diferencia de potencial anteriormente mencionada se forma entre estas dos capas.

Al conectar la célula solar a una carga, cuando la célula está recibiendo radiación, se produce el efecto fotovoltaico. La corriente que está circulando por ella, la cual es la de entrada a la carga, observando la Figura 3, es el resultado de dos componentes internas de corriente que se oponen: La corriente de Iluminación (I_{ph}) y la corriente de la Oscuridad (I_D).

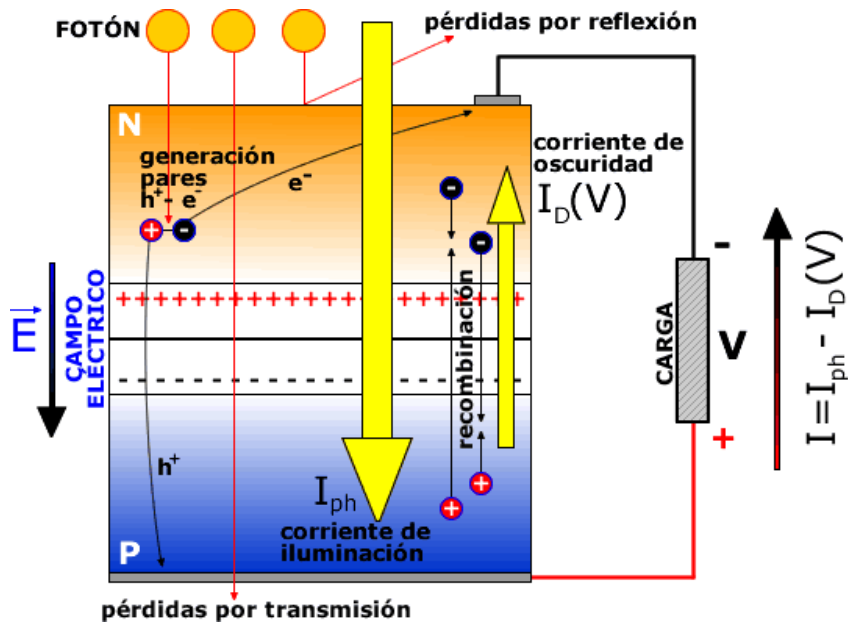


Figura 3. Principios de funcionamiento de la célula solar. [9]

La corriente resultante de la resta de la corriente de Iluminación (Resultado de la generación de portadores causada por la incidencia de la luz) y la corriente de la Oscuridad (Resultado de la recombinación de portadores que genera el voltaje externo requerido para suministrar energía a la carga), forma la curva mostrada en la Figura 4 con el voltaje, dando lugar a la Característica I-V de Iluminación. [8]

CARACTERÍSTICA I-V DE ILUMINACIÓN

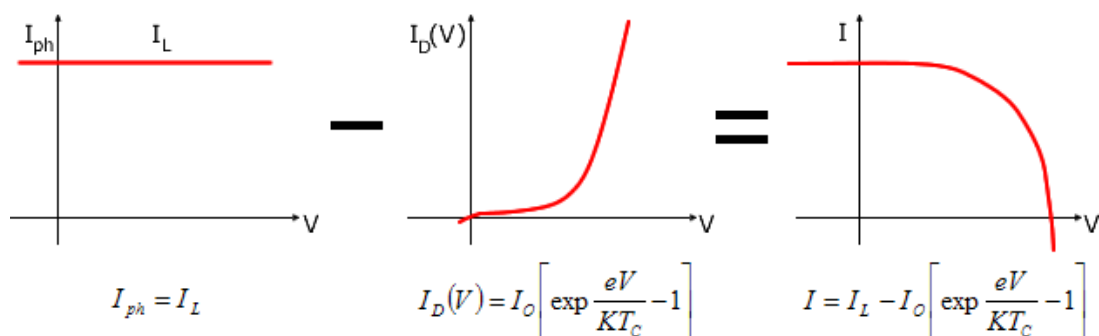


Figura 4. Característica I-V de Iluminación. [9]

2.1.2.1 Parámetros de una célula solar

Los parámetros eléctricos más característicos de la célula solar son:

- La corriente de cortocircuito, I_{sc} . Se trata de la máxima corriente que se puede obtener, se consigue cuando la tensión en bornas es 0 V.
- La tensión a circuito abierto, V_{oc} . Es la máxima tensión que se puede generar en una célula solar. Ocurre cuando no hay una carga conectada, y la corriente extraída de la célula es 0 A. Para células de Silicio el orden de magnitud es de 0,6 V.
- La potencia máxima, P_{max} . Esta potencia se da para unos valores de tensión (V_{mp}) y corriente (I_{mp}) para los cuales su producto es máximo.
- Factor de forma, **FF**. Representa la relación entre la P_{max} y la potencia teórica que se obtendría con los valores máximos de voltaje y corriente.

$$FF = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{V_{oc} * I_{sc}}$$

- Eficiencia, η . Se trata del porcentaje de la energía eléctrica que es obtenida tras convertir la energía solar recibida por la célula solar, en condiciones estándar de iluminación.

$$\eta = \frac{P_{max}}{G * A_c}$$

- G = Irradiancia en condiciones CEM (1.000 W/m²)
- A_c = Área de captación de la célula (m²)

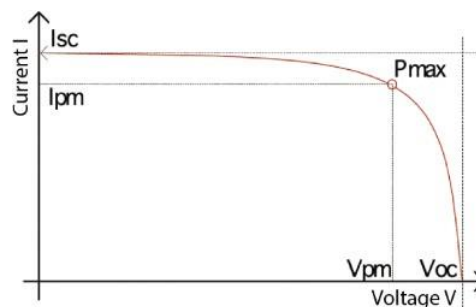


Figura 5. Curva característica I-V, con los parámetros indicados. Fuente: Hioki.com

Con estos parámetros se define la curva característica I-V de la Figura 5. Aparte de caracterizar la célula, también caracteriza el módulo fotovoltaico, ya que representa la relación entre tensión e intensidad entregada, lo que refleja su funcionamiento eléctrico. [8]

Las condiciones estándar de medida son [9]:

- Irradiancia: 1.000W/m^2 (1 kW/m^2)
- Distribución espectral de la radiación incidente: AM=1,5 (masa de aire)
- Incidencia normal
- Temperatura de la célula: 25°C

2.1.2.2 Pérdidas

Las pérdidas a las que se puede enfrentar una célula fotovoltaica son [8]:

- **Pérdidas por reflexión parcial.** Estas pérdidas se limitan en torno al 10%, al optimizarse. Dependen de las capas antirreflectantes y de la rugosidad de la superficie de la célula.
- **Pérdidas por capacidad de absorción del material.** Para hablar de estas pérdidas primero hay que definir el GAP, el cual es la diferencia de energía entre la parte superior de la banda de valencia (banda de energías más bajas) y la parte inferior de la banda de conducción (banda de energías más altas).

La energía que es igual al GAP del material es la necesaria que deben tener los fotones que lleguen a la célula para poder generar un par electrón-hueco. No todo el espectro de la luz solar alcanza esta energía, y otra parte tienen mayor energía al GAP. Por lo que, por este motivo, cerca del 50% de la energía incidente es desaprovechada.

- **Pérdidas por recombinación.** El efecto de recombinación depende de los defectos de la estructura cristalina de la célula, y cuanto más puro es el material más se evita este efecto. En el caso del Silicio cristalino se estiman unas pérdidas del 15%

aproximadamente, en cambio en el Silicio amorfo las pérdidas aumentan hasta un 25%.

- **Pérdidas por contactos eléctricos y resistencia en serie.** Estos contactos son necesarios en la célula para que canalicen a electricidad, lo que provoca que parte de la célula quede tapada y se pierda en torno al 8%, que si sumamos el recalentamiento que se produce por Efecto Joule en estos conductores, las pérdidas aumentan al 10-11%.

2.1.3 EL PANEL FOTOVOLTAICO

El panel fotovoltaico es de lo que se compone el generador fotovoltaico. Un generador está compuesto por paneles conectados en serie o en paralelo. Y al mismo tiempo, un panel es un conjunto de células solares en serie o en paralelo. Conectarlas en serie da lugar a una intensidad total constante e igual a la de una de las células, y a un voltaje que es la suma de la tensión de cada una de ellas. Por otro lado, conectarlas en paralelo proporciona una corriente total igual a la suma de cada una de las corrientes de las células fotovoltaicas, en cambio el voltaje del módulo fotovoltaico es constante.

En cuanto a la potencia máxima de un panel fotovoltaico, normalmente no se trabaja bajo las condiciones antes mencionadas de potencia máxima. Esto se debe a que la resistencia exterior está fijada por las características del circuito. Por ello existen unos dispositivos electrónicos que hacen que el panel solar trabaje en las condiciones más cercanas a las correspondientes al trabajar a máxima potencia, se llaman seguidores del punto de máxima potencia. La condición de V_{mp} de la mayoría de los módulos fotovoltaicos comerciales de silicio cristalino es aproximadamente un 80% del V_{oc} . Además de este hecho, el máximo factor de forma posible es 1 en un panel fotovoltaico, por lo que cuanto más cerca esté de este valor mejor serán las condiciones del módulo.

En el mercado hay muchos tipos de tecnologías de módulos fotovoltaicos que se distinguen en su proceso de fabricación, las dos predominantes son [8]:

- **Silicio Cristalino.** Este tipo de células de silicio representan el 90% de la producción mundial de paneles solares fotovoltaicos. Estas células pueden ser:
 - Silicio Monocristalino. Obtenido a través de un complejo proceso en el que se eliminan impurezas y se obtienen láminas finas con bordes redondeados de gran pureza. Pueden llegar a una eficiencia del 20%, presentando costes más elevados que las de policristalino.
 - Silicio Policristalino. Se obtiene de un proceso simple en el que se un bloque de silicio es creado y se corta en láminas de bordes con ángulos rectos. Pueden alcanzar una eficiencia del 16% menor que las células de monocristalino.

- **Lámina Delgada.** Las células solares de este tipo presentan espesores 100 veces inferiores que las de silicio cristalino, por lo que disminuye la cantidad de material semiconductor. Estas células tienen un rendimiento del 12%, inferior a los dos tipos de Silicio cristalino. Esta tecnología diversos materiales sobre los que se puede fabricar:
 - Silicio Amorfo. Es una opción cuya característica es la inestabilidad, perdiendo eficiencia con el tiempo.
 - Material CIS. Tecnología en fase prototipo y demostración.
 - Telururo de Cadmio. Se encuentra en fase comercial, presenta menores costes que la de Silicio cristalino.

2.1.4 RADIACIÓN SOLAR

La energía generada en el Sol es producto de reacciones nucleares de fusión que tienen lugar dentro de él. Esta energía es irradiada por el Sol en todas las direcciones del espacio en forma de ondas electromagnéticas, y de toda la cantidad irradiada, a la Tierra llegan dos millonésimas partes de ella aproximadamente. No obstante, la cantidad de energía que llega a la tierra es 10.000 veces la energía consumida en todo el mundo.

Las ondas que llegan a la superficie son de diversas longitudes de onda, por lo que el conjunto de ellas constituye el espectro de la onda.

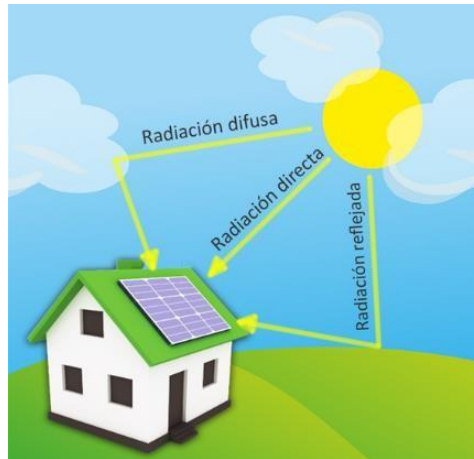


Figura 6. Componentes de la radiación sufridas por la Tierra. [10]

La radiación solar que llega a la Tierra sufre de varios fenómenos, dando lugar las componentes de la radiación solar. Las 3 componentes que se pueden apreciar en la Figura 6 son las siguientes [10]:

- **Radiación Directa.** Es la radiación que se recibe directamente del Sol, sin sufrir apenas dispersión por parte de la atmósfera terrestre. Es la causa principal de las sombras que producen los objetos. El valor máximo de radiación directa la interceptan las superficies perpendiculares a los rayos del Sol.
- **Radiación Difusa.** Es aquella que alcanza la superficie después de haber sufrido desviaciones en la onda en su trayectoria debido a partículas presentes en la atmósfera, como nubes y partículas de polvo.
- **Albedo o Radiación Reflejada.** Se trata de la radiación directa y difusa, pero después de reflejarse en la superficie terrestre. Depende del coeficiente de reflexión de la superficie, conocido como Albedo.

Cabe mencionar la irradiación solar global, la cual es la suma de las radiaciones mencionadas, la directa, la difusa y la reflejada.

Por otro lado, para que la optimización del diseño de la instalación sea la mejor posible, la variable de la que va a depender va a ser la irradiación incidente sobre la superficie de los paneles. Y la irradiación mencionada va a estar caracterizada por los dos ángulos que se observan en la Figura 7. [8]

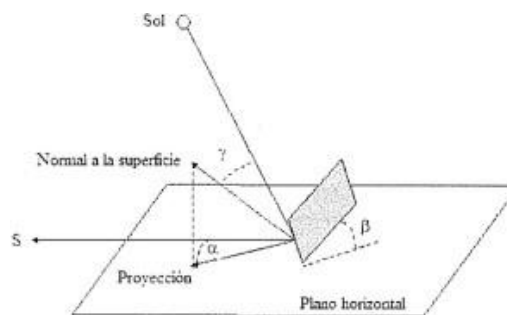


Figura 7. Ángulos característicos de la posición de los paneles fotovoltaicos. [8]

- **Inclinación (β).** Se trata del ángulo que forman los paneles fotovoltaicos con la superficie horizontal. La energía que incide sobre una zona varía para cada época del año, ya que en el hemisferio Norte en invierno forman un menor ángulo con la horizontal que en verano, por la altura Solar que cada mes es distinta. Por lo que no hay un ángulo exacto que todo el año permita recibir la máxima radiación solar.
- **Orientación (α).** Es el ángulo entre la normal a la superficie de los paneles fotovoltaicos y la línea que marca el Sur geográfico. En el caso de una instalación en el hemisferio Norte (el caso a estudiar), al ángulo α óptimo para obtener la máxima irradiación incidente es aquel que está alineado con el Sur. También se le conoce como Azimut.

2.2 ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN CONECTADA A RED

El esquema de la instalación es el mostrado a continuación:

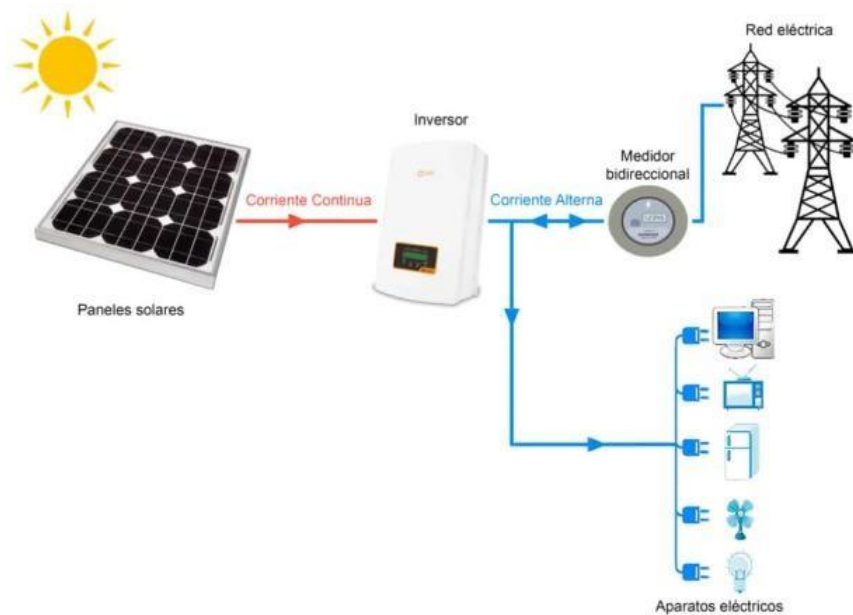


Figura 8. Esquema de la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica. Fuente: DIREENERGY

En la Figura 8 se observan los elementos esenciales que conforman la instalación fotovoltaica que se va a diseñar. Además, las protecciones y las estructuras soporte, también formarán parte de ella.

2.2.1 INVERSOR

El inversor, junto a los paneles fotovoltaicos, es un elemento esencial para que la instalación fotovoltaica pueda cumplir el objetivo de que la electricidad generada a partir de los paneles pueda ser consumida posteriormente. Esto se debe a que la electricidad producida es en forma de corriente continua, por lo que para que las viviendas y edificios puedan consumir esta electricidad es necesario que se transforme a corriente alterna, para poder así inyectarla

a la red. En alterna ya se podrá utilizar la energía producida para su consumo en dispositivos electrónicos y electrodomésticos, entre otros.

El inversor es un dispositivo electrónico que va a realizar esta transformación de corriente a partir de la generación de los módulos fotovoltaicos. Es necesario que el inversor se ajuste a la frecuencia y tensión de la red a la que está conectado. Para lograr esto, la forma de onda de la corriente de salida debe ser lo más parecida posible a una onda senoidal, con el fin de reducir al mínimo la inyección de armónicos a la red.

El hecho de que durante el día la potencia disponible por parte de los módulos fotovoltaicos sea variable, debido a la variación de la irradiancia y temperatura a lo largo del día, hace que el inversor deba obtener la máxima potencia en cada momento. Para ello el inversor incorpora un seguidor del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker - MPPT). Este dispositivo varía la tensión de salida del generador fotovoltaico, de forma que se maximice la obtención de energía lo máximo posible. Hay dos tipos de inversores, dependiendo la dimensión de la instalación:

- **Inversor central.** Utilizado en grandes plantas, de centenares a miles de kilovatios.
- **Inversor “string”** de potencia más pequeña. De pocos hasta centenares de kilovatios, utilizados en pequeñas instalaciones fotovoltaicas, como el caso a estudiar de autoconsumo.

2.2.2 ESTRUCTURAS SOPORTE

Los paneles fotovoltaicos deben instalarse sobre unas estructuras estables y rígidas que sean capaces de soportar distintas condiciones meteorológicas, como la lluvia y la nieve, o la fuerza del viento y otras condiciones adversas. Las estructuras soporte que se utilizan en instalaciones de módulos fotovoltaicos deben ser lo suficientemente robustas y seguras como para aguantar hasta vientos de mínimo 150 km/h. Hay dos tipos de estructuras soporte:

- **Fijas.** Son estructuras que se instalan para proyectos donde los módulos se van a encontrar planos a un ángulo fijo. Normalmente se utilizan en tejados, suelo o pared, por lo que el ángulo viene determinado por la inclinación de la base donde se instalen los paneles. En el presente caso, se trata de una instalación en un tejado, lo cual implica que la orientación puede no ser la adecuada y la presencia de posibles sombras parciales. Se trata de una estructura soporte más simple y menos costosa que las móviles.
- **Móviles.** Las estructuras móviles tienen como beneficio el hecho de que la captación solar incrementa en relación con las estructuras fijas, y por consiguiente la generación solar. Sin embargo, es necesario un mayor mantenimiento y superficie y además consumen energía eléctrica. Este consumo se debe a que tienen incorporados unos seguidores, que pueden ser de uno o dos ejes, y permiten un seguimiento continuo del Sol, con el objetivo de optimizar la captación de radiación solar directa, mediante el posicionamiento del módulo fotovoltaico lo más perpendicular a los rayos del sol.

Además, la estructura soporte de los paneles solares debe estar conectados a una toma a tierra que debe tener la instalación.

2.2.3 MEDIDOR BIDIRECCIONAL

Se trata de un dispositivo electrónico que combina características de medición de energía eléctrica y análisis de red. Permite medir la cantidad de energía eléctrica generada y puede operar tanto en modo unidireccional como bidireccional. Esto significa que puede registrar tanto la energía que se suministra a la red como la que se consume de la misma, además de la energía que se autoconsume.

2.2.4 PROTECCIONES

Las protecciones eléctricas de la instalación deben estar diseñadas para protegerla de sobretensiones, sobrecargas y cortocircuitos, al igual que deben proteger a las personas de

todo tipo de contactos directos e indirectos. Estos elementos deben seleccionarse teniendo en cuenta la corriente nominal de circulación en los paneles que estén conectados en serie y la tensión total de la instalación. [17]

Cuatro elementos de protección de instalaciones fotovoltaicas esenciales son:

- **Interruptores magnetotérmicos.** Forman parte de los interruptores seccionadores, que protegen el personal y el aislamiento del circuito y cuentan con una posición de abierto y otra de cerrado. En este caso los magnetotérmicos, son elementos de protección frente a cortocircuitos y sobrecargas, y están formados por un relé térmico y otro relé electromagnético. Están conectados en la parte de corriente alterna.
- **Fusibles.** Son elementos cuya función es la protección frente a sobreintensidades, cuando la corriente es superior a la corriente de cortocircuito, se comporta como un circuito abierto.
- **Interruptor automático diferencial.** Cuya función es de proteger al personal en el caso de derivaciones de algún equipo de la parte continua de la instalación.
- **Descargadores de sobretensiones.** Los descargadores son dispositivos diseñados para desviar las sobretensiones causadas por fenómenos atmosféricos, como los impactos de los rayos, hacia tierra. Su función principal es proteger tanto los paneles solares como el inversor. Estos dispositivos se conectan en paralelo a la instalación para asegurar que las descargas sean redirigidas correctamente a tierra. Además, es necesario instalar descargadores tanto en la corriente alterna como en la corriente continua.

2.3 SITUACIÓN EN EL MUNDO

Al igual que el resto de las energías renovables, la energía solar fotovoltaica está aumentando significativamente su presencia en el mundo. Basándonos en datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en 2020 se instalaron 134,1 GW de energía solar fotovoltaica mundialmente, y 150,4 GW en 2021 [3], convirtiéndola en la segunda energía renovable con más GW instalados a nivel mundial, por detrás de la hidráulica y adelantando a la eólica, como se puede apreciar en la Figura 9.

Para poder cumplir el objetivo de cero emisiones para 2050, la AIE expone que la media anual mundial de potencia instalada de fotovoltaica debe ser aproximadamente entre 400 y 500 GW, por lo que para llegar a los 5.000 GW instalados en 2030 (estimación de la potencia instalada necesaria para progresar adecuadamente hacia 2050), se debería instalar más del triple de lo que se instaló en 2020 y el triple de lo instalado en 2021. [3]

Share of cumulative power capacity by technology, 2010-2027

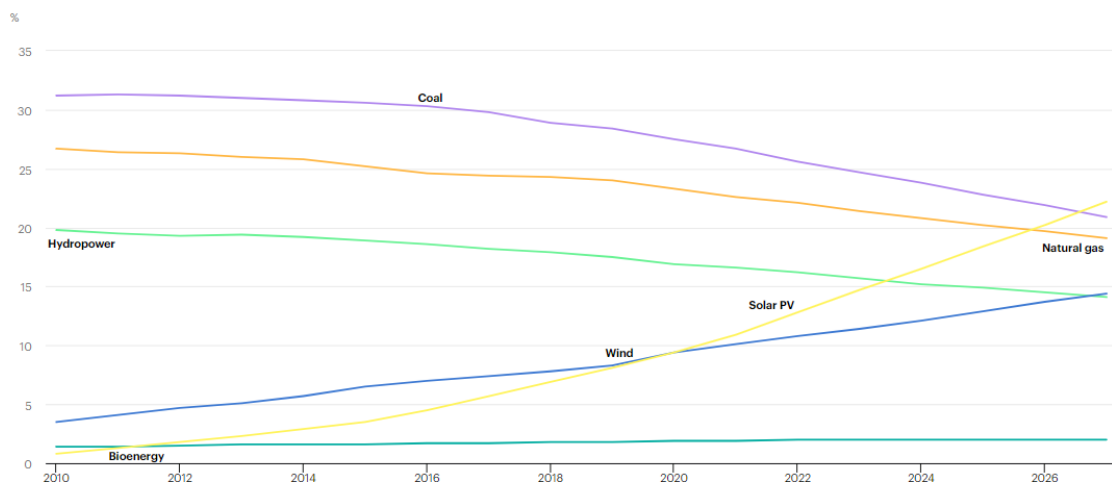


Figura 9. Porcentajes de capacidad de energía acumulada por tecnología, de 2010 a 2027. Fuente: AIE

Como se parecía en la Figura 9, la AIE plantea que, a nivel mundial, en 2027 la energía solar fotovoltaica sea la primera opción en cuanto a capacidad de energía acumulada, llegando a

un 22,2% del total, teniendo en cuenta que actualmente la proporción de fotovoltaica es 14,7%. Este hecho se justifica con las ventajas mencionadas anteriormente, las cuales hacen de la solar fotovoltaica la energía con mayor proyección de crecimiento en los próximos años, tanto entre las renovables como junto a las energías no renovables, superando primero a la hidráulica y, más tarde al gas natural en 2026 y al carbón en 2027.

Hablando más específicamente de los países líderes en generación de energía solar fotovoltaica, en la figura siguiente se observa el crecimiento de cada uno de ellos.

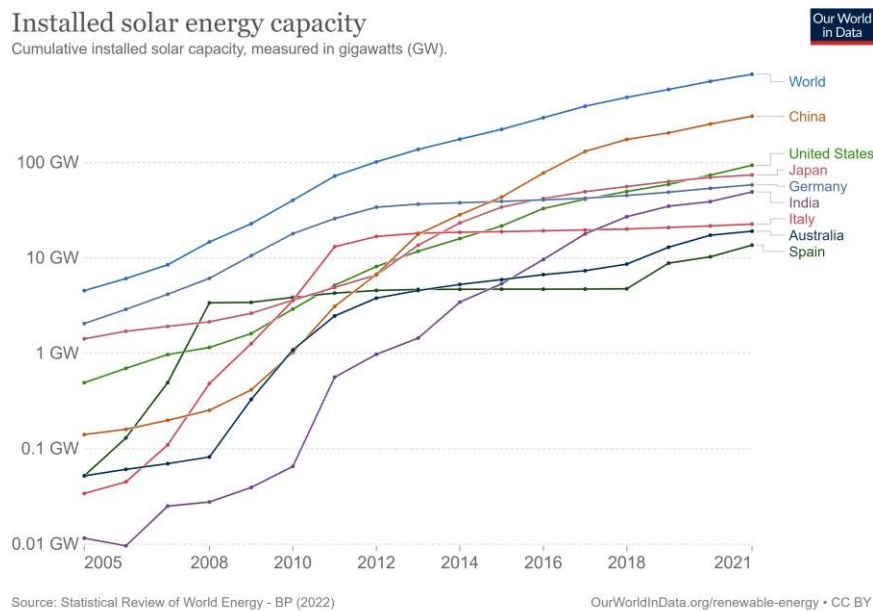


Figura 10. Evolución acumulada de potencia instalada (GW) de energía solar fotovoltaica a nivel mundial hasta 2021. Fuente: ourworldindata.org

A partir de la Figura 10, se puede apreciar que el total de potencia instalada de energía solar fotovoltaica hasta 2021 en el mundo es de 843 GW, con un crecimiento comentado anteriormente de alrededor de 150 GW instalados durante ese año. Aunque el crecimiento está siendo significativo en el resto de los países, el país que encabeza la lista con más potencia instalada de esta energía es China con 306,4 GW instalados, por delante de Estados Unidos (93,7 GW) y Japón (74,2 GW), ambos con un crecimiento similar, siendo

adelantados por China entre los años 2015 y 2016, gracias a un aumento de potencia instalada notable durante la segunda década del siglo.

En la Unión Europea, el país con mayor capacidad instalada de energía solar fotovoltaica es Alemania con 58,46 GW instalados, que a su vez ocupa el cuarto puesto en países del mundo con más GW instalados. Muy por detrás, con menos de la mitad de la capacidad de Alemania, los países europeos siguientes son Italia (22,7 GW) y España (13,65 GW).

2.4 SITUACIÓN EN ESPAÑA

En España uno de los objetivos que tienen más peso en el PNIEC es el que promueve la generación e instalación de energías renovables a nivel nacional que conlleve a una reducción de las emisiones de gas invernadero.

España es uno de los países de Europa con más horas de sol diarias, lo cual hace más que conveniente la promoción y el desarrollo de las instalaciones de energía solar fotovoltaica, además los compromisos europeos y nacionales en tecnologías renovables aumenta la predisposición a crecer en cuanto a energía solar, con el objetivo de aprovechar los recursos naturales del país y empezar a dejar de depender de recursos externos que nos hacen dependientes energéticamente de otros países.

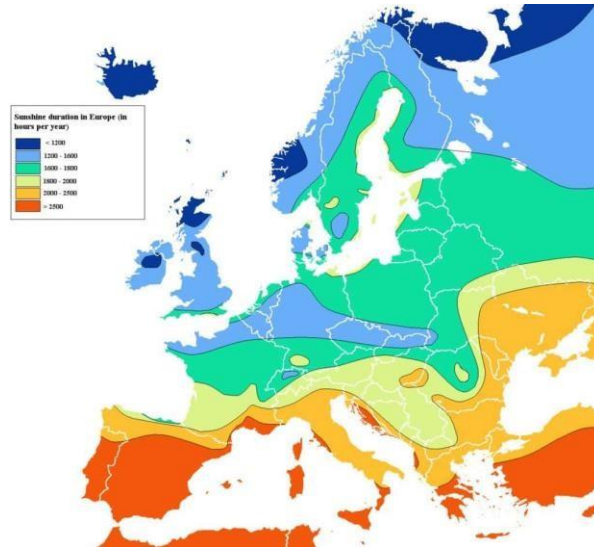


Figura 11. Mapa de Europa con las horas de sol de cada país representadas. Fuente: geografiainfinita.com

En la Figura 11 se aprecia que España y Portugal casi en su totalidad, junto al sur de Italia y Grecia, son los países con más horas solares al año (en color rojo), teniendo entre 2.500 y 3.000 horas de sol/año, lo que significa que la media diaria podría llegar a ser 8,2 horas solares al día. Lo que refuerza el hecho de que debemos aprovechar este recurso natural que tenemos en España por encima de la mayoría del resto de países en Europa, que permite que se pueda captar una mayor cantidad de energía solar.

Actualmente la energía solar fotovoltaica en España es tercera fuente de generación con más potencia instalada en el país, solo por detrás del ciclo combinado y la eólica. Representando el 16,6% de toda la potencia acumulada en España. Además, de toda la potencia instalada en 2022 en el territorio nacional, la solar fotovoltaica ha representado el 76,3% de los MW instalados, siendo esto 4.498 MW de los 5.899 MW totales. [5]

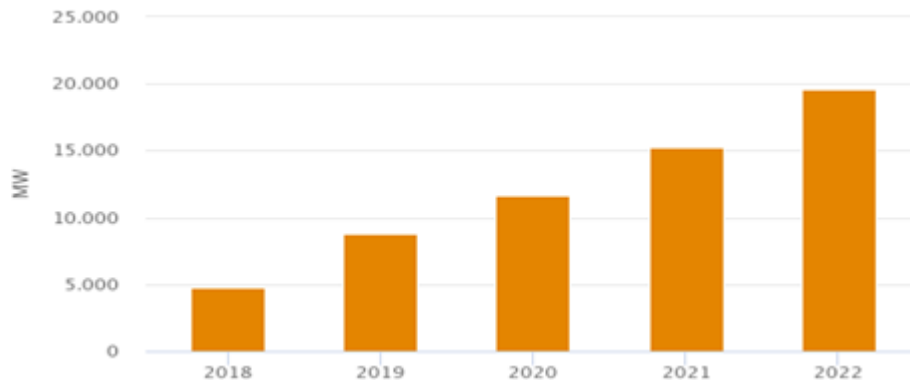


Figura 12. Evolución de la potencia instalada (MW) de energía solar fotovoltaica en España. Fuente:

REData

Gracias a la Figura 12, obtenemos una visión de la evolución de la potencia instalada de energía solar fotovoltaica a nivel nacional en los últimos 5 años. Se aprecia el esfuerzo por tener una dinámica ascendente necesaria a lo largo de los años, con 19.785 MW instalados en 2022, con un aumento del 70% con respecto a 2020. La gráfica muestra la capacidad que tiene España para instalar energías renovables como la solar fotovoltaica, en vistas a continuar con este crecimiento para cumplir en primer lugar los objetivos establecidos en el PNIEC para 2030, y por la UE para 2050.

2.5 AUTOCONSUMO

El autoconsumo, en referencia a la tecnología solar fotovoltaica, se puede definir como la producción/generación de energía por parte de un individuo o un colectivo con el fin de que la energía obtenida sea para cubrir parte o la totalidad de las necesidades energéticas del que la produce. El autoconsumo tiene lugar gracias a la instalación de unas placas fotovoltaicas que captan la radiación solar y la convierten en electricidad.

Hay dos variedades de instalaciones de autoconsumo, conectado a la red o aislado de ella. En el caso de que la instalación está aislada de la red, no existe la posibilidad de importar

electricidad cuando la producción solar no sea suficiente para abastecer la demanda energética de la propiedad, por ello existen una variedad de opciones para poder llegar a la demanda exigida en ese instante como el uso de baterías o de generadores auxiliares.

En el segundo caso, en el que la instalación solar fotovoltaica se encuentra conectada a la red, sí es posible obtener de ella la energía necesaria demandada en caso de que no sea suficiente la producida en ese momento. Dentro de este caso también se puede dividir en dos, las instalaciones que al estar conectadas a la red exportan la energía en los instantes del día que la demanda sea menor a la producción solar, por lo que esta energía se podrá aprovechar por otros hogares o servicios, y las instalaciones que no vuelcan a la red la energía sobrante. En el caso de una instalación con excedentes, existe la posibilidad de que estos excedentes sean compensados por la comercializadora correspondiente o no. En caso de que sea una instalación con excedentes sin compensación, la energía sobrante se podrá vender y le serán de aplicación las mismas normas que a una planta de producción de energía eléctrica cualquiera.

Los beneficios del autoconsumo son significativos, ya sea a nivel económico para el productor de esta energía como para el medioambiente. Se produce una energía limpia y abundante en el mundo y con ello se reduce la dependencia de fuentes de energía no renovable convencionales, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero. La factura de la electricidad para el individuo o colectivo que instale los paneles fotovoltaicos disminuye notablemente, con la alta inversión económica realizada, que con el paso de los años se rentabiliza.

2.5.1 SITUACIÓN EN ESPAÑA

La situación energética en España va cambiando anualmente, tendiendo a un sistema eléctrico en el que la generación renovable consiga superar a la no renovable, de cara al objetivo de emisiones netas nulas en 2050. Actualmente la energía renovable supone un 42,2% de la generación de todo el país.

Por otro lado, la energía solar fotovoltaica se encuentra en una dinámica muy ascendente previamente mencionada, como también ocurre con una función de esta energía, el autoconsumo. Tanto a nivel industrial como residencial, la potencia instalada de energía solar fotovoltaica para autoconsumo lleva años incrementando de manera notable, con un ritmo medio superior al 90% desde 2018. Según datos de APPA renovables, en el año 2022 se instalaron 2.649 MW de autoconsumo a nivel nacional. Esta potencia se desgrana en un 39% correspondiente a instalaciones residenciales y el 61% restante a instalaciones industriales.

Por lo que la potencia instalada acumulada para autoconsumo se posicionó en 5.211 MW a finales de 2022. Aunque este proyecto se trate de una pequeña instalación a nivel industrial, cabe destacar que en 2022 se instaló a nivel residencial un 305% en potencia con respecto a la que había acumulada el año anterior.



Figura 13. Crecimiento de las instalaciones anuales de autoconsumo fotovoltaico en España. [6]

Dejando a un lado las cantidades de potencia instalada para autoconsumo fotovoltaico, también se puede apreciar en la Figura 13 que el número de instalaciones, hablando de infraestructuras, ha aumentado en especial en 2022. A nivel industrial el aumento de

instalaciones ha sido tal que ha doblado prácticamente al año anterior. Al fijarse en el ámbito residencial, el crecimiento respecto al año 2021 explica que la potencia instalada en este año haya aumentado de la manera que se ha mencionado, llegando a realizar un total de 217.248 instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo en España en el año 2022.



Figura 14. Porcentaje de demanda nacional con autoconsumo en los últimos 7 años. [6]

En cuanto a la generación que se ha obtenido con todas estas instalaciones tanto a nivel industrial como residencial, en el año 2022 la generación de energía a partir de placas fotovoltaicas para autoconsumo supuso un 1,8% (4.564 GWh) de toda la generación a nivel nacional, un aumento del 0,6% respecto al año anterior. En la Figura 14 se muestra el crecimiento continuo de energía destinada al autoconsumo en España, creciendo desde 2017 a ritmos elevados en comparación con años anteriores.

No obstante, esta cantidad de energía no fue toda la producida, la producción fue de 5.631 GWh, pero la energía aprovechada fue finalmente un 81% de esta. La explicación a estas pérdidas de energía generada es la dificultad de vertido a la red de lo excedentes, en especial las plantas de gran potencia con potencia mayor a 100 kW y/o con suministros a alta tensión. Y en años como 2022, donde el conflicto de la guerra Rusia-Ucrania ha incrementado notablemente el precio de la electricidad, una pérdida del 0,4% de la demanda energética nacional no es apropiada [6].

La tecnología de las placas fotovoltaicas, a parte del autoconsumo, también tiene la posibilidad de los proyectos de instalación de plantas fotovoltaicas de gran potencia, que engloban consumos muy elevados. En este caso, el proyecto es de placas fotovoltaicas para el autoconsumo en una nave industrial dedicada para el sector agrario, por lo que la energía obtenida a través de las placas se utilizará para abastecer los motores y máquinas necesarias en un día usual en esta nave, y la energía restante producida será vertida a la red.

2.5.2 MARCO REGULATORIO DE AUTOCONSUMO

Tanto en España como en el resto de los países la legislación está constantemente modificándose, buscando amoldarse apropiadamente a las necesidades y exigencias del país en cada momento. En el diseño de la instalación se debe tener en cuenta la legislación, ya que desempeña un papel fundamental.

La legislación del autoconsumo en España se rige por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica y por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

El Real Decreto-ley 15/2018 ha introducido varias modificaciones, realizando una reforma al artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Además, el Real Decreto menciona que el Real Decreto-Ley establece que “Con el objetivo de impulsar que el autoconsumo se realice con generación distribuida renovable, en este real decreto-ley se establece que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.” (Real Decreto 244/2019, de 5 de abril).

Algunas de las incorporaciones del Real Decreto-ley son [11]:

- Establece una modificación en la definición de autoconsumo, reconociendo que, de una misma instalación de autoconsumo, los consumidores pueden ser uno o varios.

- Se reducen las modalidades de autoconsumo, siendo estas: autoconsumo sin excedentes (no es posible el vertido de energía a la red de distribución y transporte) y autoconsumo con excedentes (posibilidad de verter energía a la red).
- Se permite la posibilidad de establecer reglamentariamente sistemas de compensación que permitan equilibrar la diferencia entre la cantidad de energía consumida y la energía generada en el caso de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes de energía en instalaciones menores de 100 kW.

Por otra parte, los principales aspectos del Real Decreto 244/2019 son los siguientes [12]:

- Establece 3 modalidades de autoconsumo: autoconsumo sin excedentes, autoconsumo con excedentes sin compensación y autoconsumo con excedentes con compensación.
- Habilita y reglamenta el autoconsumo de varias instalaciones distintas a la de producción, siempre y cuando estén próximas a esta última. Por lo que comunidades de vecinos podrán compartir una instalación fotovoltaica de autoconsumo en el edificio de viviendas.
- Para las instalaciones fotovoltaicas, la potencia máxima del inversor dictará la potencia instalada.
- Se habilita que el propietario de la instalación de autoconsumo sea diferente al consumidor de esta.
- Se simplifica la tramitación, para instalaciones de autoconsumo sin excedentes, o con excedentes de hasta 15 kW, no se necesitan permisos de acceso y conexión. Y para instalaciones de hasta 100 kW, el control de acceso con la distribuidora será realizado por dicha empresa.
- Solo es necesario un equipo de medida (contador) bidireccional en el punto de frontera, y en algunos casos se permite que esté fuera de este punto. En el caso de autoconsumo colectivo harán falta dos equipos, uno que mida consumo y el otro la generación neta.

- En términos económicos, el importe que se recibe como compensación al verter energía a la red no puede superar el valor económico de la energía horaria consumida. Además, en el caso de estas instalaciones, se permite vender la energía en el mercado o mensualmente compensar los excedentes, mediante la compensación simplificada, que es la evaluación económica de la energía horaria sobrante.

2.5.3 FONDOS NEXT GENERATION

Los Fondos Next Generation son unas subvenciones a nivel europeo (por parte de la UE) que permiten que la instalación de placas fotovoltaicas para autoconsumo y almacenamiento sea más viable económicamente. Estos fondos, en España, están incluidos en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

En el Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, establece seis programas de incentivos de autoconsumo, almacenamiento y usos térmicos de energías renovables que se aprueban con el plan mencionado. Los programas, citados del Real Decreto 477/2021, son [13]:

- **Programa de incentivos 1:** Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector servicios, con o sin almacenamiento.
- **Programa de incentivos 2:** Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en otros sectores productivos de la economía, con o sin almacenamiento.
- **Programa de incentivos 3:** Incorporación de almacenamiento en instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, ya existentes en el sector servicios y otros sectores productivos.
- **Programa de incentivos 4:** Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector, con o sin almacenamiento.

- **Programa de incentivos 5:** Incorporación de almacenamiento en instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, ya existentes en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector.
- **Programa de incentivos 6:** Realización de instalaciones de energías renovables térmicas en el sector residencial.

El caso de estudio está representado por el Programa de incentivos 2, sin almacenamiento. Para este programa, el 1 y el 4, las actuaciones subvencionables incluyen tanto actuaciones eólicas como actuaciones fotovoltaicas.

Para el Programa de incentivos 2 las cuantías de las ayudas económicas disponibles son:

Actuaciones	Coste unitario de la instalación de referencia (Cuf) (€/kW)	Coste subvencionable unitario máximo (€/kW)	% ayuda gran empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)	% ayuda mediana empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)	% ayuda pequeña empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	120	460	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo Potencia (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	–	749	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	–	910	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10kWp).	–	1.188	15 %	25 %	45 %
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	258	1.070	20 %	30 %	40 %
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	129	3.072	30 %	40 %	50 %
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	86	4.723	30 %	40 %	50 %

Tabla 1. Ayudas económicas para Programas de incentivos 1 y 2. [13]

En la Tabla 1 se muestran las ayudas económicas correspondientes a los Programas de incentivos 1 y 2, estipulados por el Real Decreto 477/2021. Como se puede ver, las subvenciones para instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo se encuentran entre 460 – 1188 €/kWp (15-45% de ayuda sobre coste subvencionable, depende de la empresa).

Capítulo 3. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO

3.1 LOCALIZACIÓN

La localización de la nave industrial donde se va a realizar el proyecto de instalación de paneles fotovoltaicos para autoconsumo es la pedanía La Alameda, que pertenece al municipio de Villanueva de San Carlos. Este municipio se encuentra en la provincia de Ciudad Real, Castilla-La Mancha. La dirección del emplazamiento es C/Alameda, 21, VILLANUEVA DE SAN CARLOS (CIUDAD REAL).

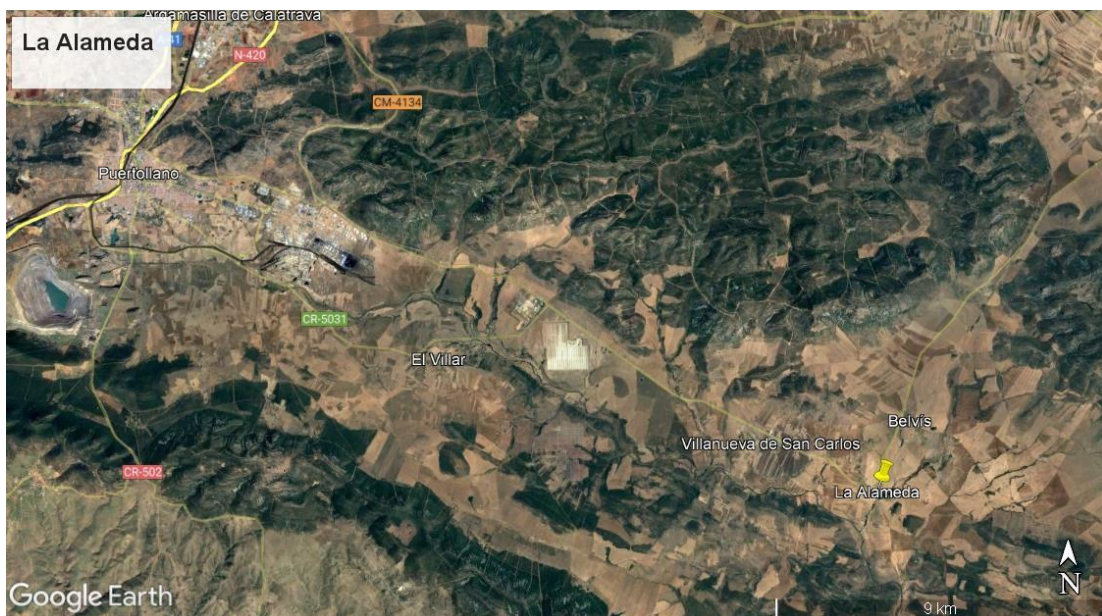


Figura 15. Ubicación de la pedanía La Alameda.

Las coordenadas geográficas de la nave, y concretamente de la cubierta donde se hará el proyecto son:

- Latitud: 38.610404°
- Longitud: -3.875742°

- Altitud: 578 m

Con referencia catastral: 3446001VH2734N0001EK



Figura 16. Información del catastro

En la siguiente figura se muestra la vista aérea de la nave completa:



Figura 17. Vista aérea de la nave industrial en La Alameda

En la Figura 17 se ha recuadrado la cubierta donde se van a instalar las placas fotovoltaicas. La nave industrial comprende toda la infraestructura apreciable en la figura.

Además, se añade una vista frontal desde Google Street View:



Figura 18. Vista frontal de la nave industrial en La Alameda

3.2 DESCRIPCIÓN DE LA EXPLOTACIÓN Y ACTIVIDAD

El emplazamiento está ubicado en una parcela con una superficie gráfica de 1.859 m² y una superficie construida de 1.475 m², el suelo es de clase Urbano y de uso principal Industrial. La cubierta señalada en la Figura 17, que es el espacio sobre el que se va a trabajar, tiene una superficie de 375 m². La nave industrial fue construida en el año 1960.

Esta cubierta, que se puede apreciar mejor en la Figura 16 tiene un ángulo de inclinación con respecto a la horizontal de 30°. En cuanto al ángulo de orientación (azimut), este es de -14°, respecto al Sur geográfico, apreciable en la Figura 17.



Figura 19. Cubierta de la instalación

El proyecto de la instalación se va a realizar con vistas a la autosuficiencia energética de una explotación ganadera, la cual está constituida por ovejas y corderos en su totalidad.

El emplazamiento consta de varios espacios dedicados a diversas funciones:

- Gran parte está dedicado a la estancia durante el día entero de animales y se encuentra al aire libre cubierto por tejados de chapa. Este espacio cuenta con comederos y está seccionado por vallas. Esto se aprecia en la Figura 20:



Figura 20. Espacio exterior para la estancia de los animales

- El resto de los espacios son interiores, y estos son la sala de ordeño, la nave nodriza de corderos, la lechería, la cocina (para los trabajadores) y el almacén.



Figura 21. Sala de ordeño

3.3 CLIMATOLOGÍA Y RECURSO SOLAR DISPONIBLE

La nave industrial sobre la que se va a realizar el proyecto se encuentra en la provincia de Ciudad Real. El clima de esta provincia se podría calificar como mediterráneo continentalizado, donde los inviernos son fríos, pero no excesivamente, con días donde la temperatura está por debajo de 0°C. Es frecuente ver las heladas que se producen durante el invierno, principios de primavera y finales de otoño, cuando son noches despejadas de nubes. Los veranos son calurosos, donde las temperaturas medias de esos meses no superan los 30°C, no obstante, no es inusual que haya varios días con temperatura máxima por encima de 35°C.

En general en toda la provincia el régimen de lluvia es irregular, teniendo más presencia en los meses de primavera y otoño, teniendo unos promedios anuales que suelen llegar a 400 litros/m². [15]

En la siguiente gráfica (Figura 22) se muestran las precipitaciones mensuales promedias en la localización donde se va a realizar la instalación, obtenidas a partir de la AEMET [18], además se añaden las temperaturas mensuales promedias, esta vez la fuente es un promedio de las bases de datos Meteonorm y PVGIS, debido a la validez de ambas, se ha preferido realizar una media de los valores obtenidos con cada una, con el objetivo de tener unos resultados más precisos a la hora de dimensionar el proyecto.

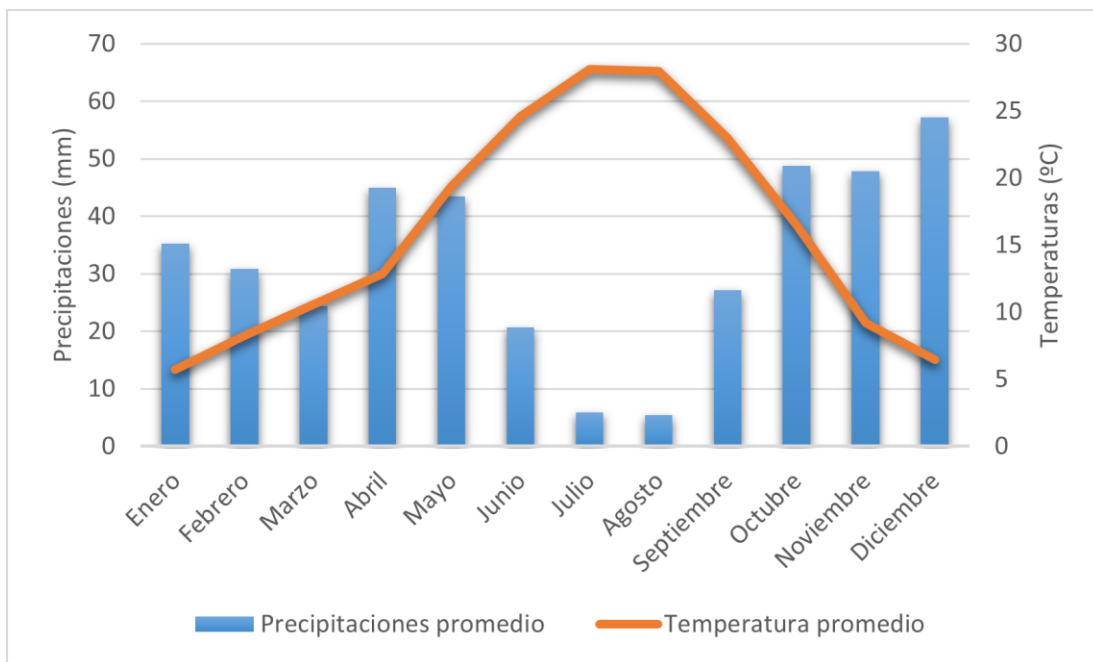


Figura 22. Temperatura y precipitaciones promedio mensuales provincia de Ciudad Real. Elaboración propia

Como se ha mencionado anteriormente, la temperatura promedio en la ubicación del emplazamiento en los meses de verano está cerca de los 30°C, lo cual se considera un tiempo caluroso, al igual que en invierno no es especialmente muy frío, no llegando a los 5°C de promedio. En cuanto a las precipitaciones, en la Figura 22 se aprecia que en los meses de julio y agosto la lluvia es mínima, siendo más pronunciable entre los meses de octubre y diciembre, con precipitaciones de 48,8 mm y 57,2 mm respectivamente.

En cuanto al recurso solar disponible en la provincia de Ciudad Real, primero hay que introducir el concepto de Horas Solares Pico (HSP). Las HSP, que varían según la ubicación y la época del año, se refieren al número de horas al día que se tendría una irradiancia de 1.000 W/m², que sumando el total de este número de horas resultaría la irradiancia real del día. La Figura 23 muestra el concepto descrito:



Figura 23. Horas Solares Pico. Fuente: sfe solar

En la provincia de Ciudad Real, las horas de sol al año son en torno a 3.295, y las HSP 5,76, lo que hacen un promedio anual de $5,76 * 365 = 2.102$ horas solares pico. Esta cantidad de HSP demuestra que es una de las provincias con mejor recurso solar, acompañado de las provincias que conforman la comunidad autónoma de Andalucía y Las Islas Canarias, además de la provincia de Toledo. [16]

En cuanto a irradiancia, los dos parámetros fundamentales para describir una localización son la irradiancia global horizontal (GHI) y la irradiancia difusa horizontal (DHI), las cuales son la radiación global y difusa recibidas por una superficie situada en el plano horizontal. [8]

Existen una gran variedad de bases de datos meteorológicas que permiten simular la radiación solar en cualquier parte del mundo. En este proyecto se han escogido las bases de datos PVGIS, Meteonorm y NASA-SSE, pero cabe mencionar otras como Solar GIS y NREL.

La base de datos **Meteonorm** funciona a base de interpolaciones de datos de las estaciones meteorológicas terrestres (cerca de 8.000 fuentes de todo el mundo) más cercanas a la localización requerida y datos de satélite, consiguiéndose así unos datos precisos. Además, cuenta con una interfaz de usuario sencilla, la cual es capaz de proporcionar hasta 30 parámetros meteorológico, a la vez que permite exportarlos en más de 36 formatos diferentes. La versión de esta base de datos a utilizar, la versión 7, contiene información desde el año 1991 hasta el año 2010.

En el caso de la base de datos **NASA-SSE**, la cual proporciona datos meteorológicos y de radiación solar en la franja de años 1983-2005, obtiene la información a partir de un renovado algoritmo que pone en uso una mejora en la estimación de la radiación solar en la superficie. El inconveniente de esta base es que, en dos ubicaciones cercanas, con diferencia de topografía, puede estimar radiaciones solares con variaciones significativas. Se trata de una base de datos desarrollada y mantenida por la NASA.

La base de datos **PV GIS** está operada por la empresa GeoModel Solar, y está diseñada específicamente para la evaluación y planificación de proyectos de energía solar fotovoltaica. PV GIS es de libre acceso y los datos que es capaz de proporcionar engloban Europa, África y el Sudoeste asiático, y han sido contrastados con medidas terrestres de calidad. Las franjas de años que recoge esta base de datos son, para la primera generación

de satélites se tienen datos desde 1988 a 2005, y de la segunda generación los datos recogidos son desde 2006 hasta 2011.

No obstante, se han recogido los datos de radiación solar a partir de las tres bases de datos mencionadas. Los datos han sido obtenidos mediante el programa PVsyst, debido a que tiene una herramienta que proporciona la información deseada a partir de distintas bases, aprovechando su uso posterior para el diseño de la instalación. A continuación, se presentan dos gráficas en las que se aprecian los valores mensuales promedios de irradiancia global y difusa horizontal, GHI y DHI, del emplazamiento del proyecto.

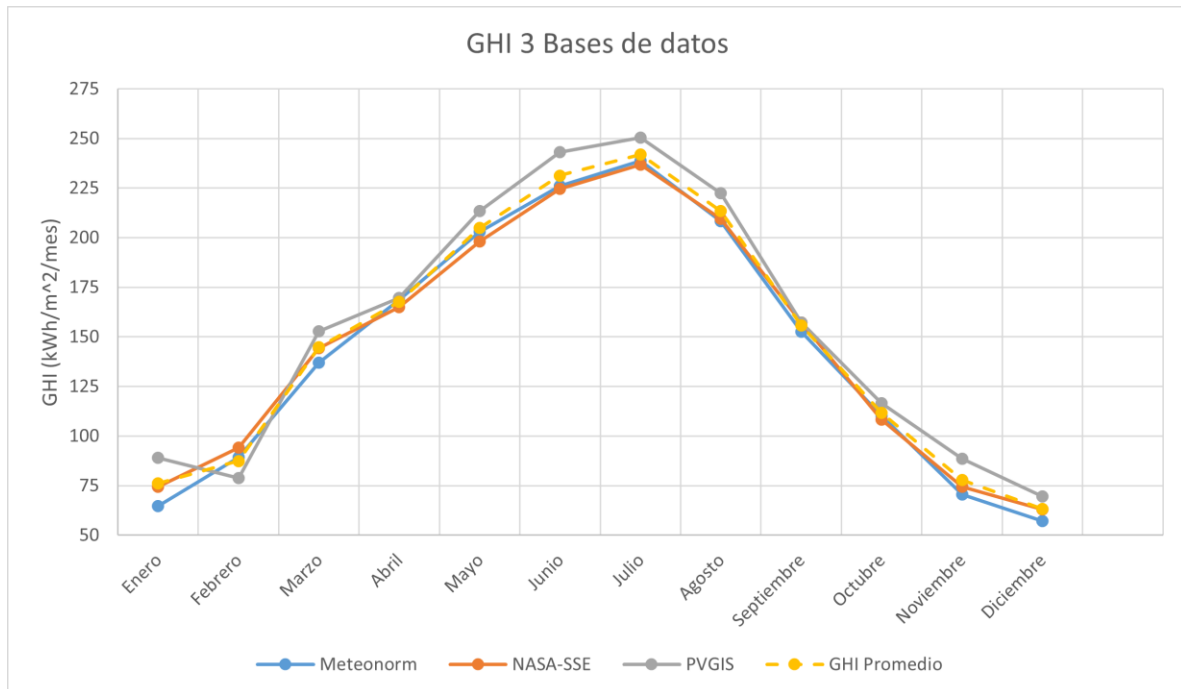


Figura 24. GHI

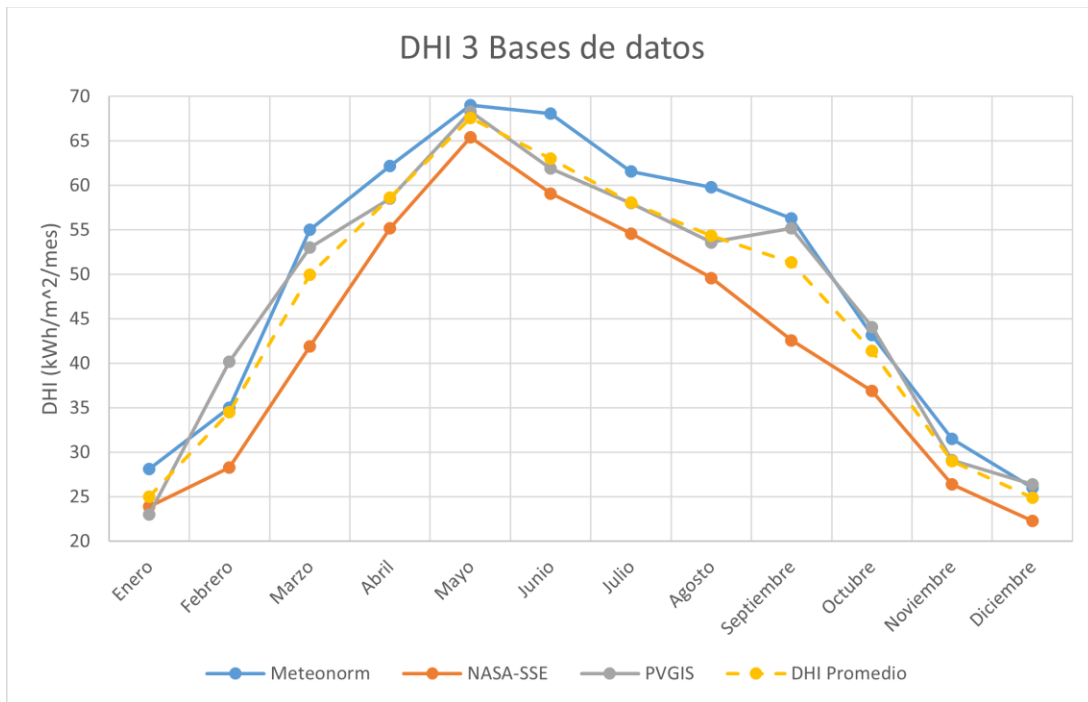


Figura 25. DHI

Tanto en la Figura 24 como en la Figura 25 se ha añadido otra variante, la cual corresponde al promedio de los 3 valores de las bases de datos. Gracias a este promedio se ha decidido que los datos de radiación solar que se van a utilizar para el proyecto son el promedio entre las bases PVGIS y Meteonorm, debido a que son las dos que más se acercan al promedio de las tres, suprimiendo las bases de datos NASA-SSE, que como se ha mencionado anteriormente, es la que proporciona datos menos recientes de las tres analizadas, además de estar más centrada en el país Estados Unidos, siendo más imprecisa en países europeos.

En el caso del emplazamiento a estudiar, mediante el promedio de las bases de datos meteorológicas Meteonorm y PVGIS, se obtienen los siguientes valores en la Tabla 2, con el añadido de la velocidad del viento en esta localización:

Mes	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Velocidad del viento (m/s)
Enero	76,9	25,6	2,04
Febrero	84,1	37,6	2,39
Marzo	144,9	54	2,62
Abril	169,1	60,4	2,58
Mayo	208,2	68,7	2,15
Junio	234,6	65	2,42
Julio	244,6	59,8	2,25
Agosto	215,4	56,7	2,24
Septiembre	154,9	55,8	1,82
Octubre	113,4	43,7	2,04
Noviembre	79,5	30,3	2,21
Diciembre	63,4	26,2	1,90
Total	1788,7	583,6	2,25 (promedio)

Tabla 2. Valores de GHI, DHI y velocidad del viento en el emplazamiento.

3.4 ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO

3.4.1 ANÁLISIS TEÓRICO

Para realizar el análisis teórico del consumo eléctrico por parte de la explotación se han recopilado todos los aparatos o máquinas que requieren energía para poder realizar su función en un día normal de trabajo de la empresa. La nave se divide en varios espacios, por lo que a continuación se presentan los consumos de todas las máquinas de cada sección de la explotación:

<i>Aparato</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Utilización anual (número horas/año)</i>	<i>Consumo (kWh)</i>
Nave nodriza corderos			
Nodriza automática (x2)	2,8	540	1.512
Sala de ordeño			
Motor de amarre (x2)	0,7	365	255,5
Motor pienso amarre (x2)	0,36	182,5	65,7
Lechería			
Motor unidad final	0,37	547,5	202,575
Controlador de pulsaciones	0,15	2.190	328,5
Motor pala batidora tanque 1200 L	0,18	2.190	394,2
Motor refrigerador tanque 1200 L	0,393	2.920	1.147,56
Motor pala batidora tanque 1650 L	0,18	2.190	394,2
Motor refrigerador tanque 1650 L	0,393	2.920	1.147,56
Termo agua caliente 100 L	2,4	1.460	3.504
Motor ordeñadora/ Bomba de vacío	12	2.190	25,185
Cocina			
Frigorífico doméstico	0,25	1.095	273,75
General			
Iluminación	0,7	365	255,5
TOTAL	20,876		34.868,62

Tabla 3. Estimaciones de consumos anuales por parte de la explotación

La Tabla 3 muestra la potencia de cada máquina, la estimación de horas al año que está en funcionamiento cada una y el consumo anual correspondiente. Hay que tener en consideración que la actividad de la explotación varía en función de la época del año en que se encuentre, teniendo en cuenta que hay una parte de la actividad que es esencial todos los días del año, como el ordeño, hay actividades como la época de parto de las ovejas que requiere un consumo energético mayor.

A continuación, se muestran las máquinas mencionadas en la Tabla 3.

De la zona de la Lechería:



Figura 26. Tanque para leche de 1.650 L



Figura 27. Tanque para leche de 1.200 L



Figura 28. Motor unidad final



Figura 29. Controlador pulsaciones



Figura 30. Termo agua caliente 100 L

Esta máquina hace su función en la zona de la sala de ordeño (Figura 21):



Figura 31. Motor ordeñadora y bomba de vacío

Y, ubicado en el exterior:



Figura 32. Motor refrigerador del tanque de 1.200 L

Para mostrar los motores utilizados en la sala de ordeño, los cuales son el motor que se utiliza para proporcionar de pienso cuando es necesario a las ovejas mientras el ordeño y el de amarre:



Figura 33. Motores de amarre y de pienso pienso

Por último, de la zona de los corderos, hay dos nodrizas y se muestra una de ellas:



Figura 34. Nodriza automática

3.4.2 ANÁLISIS A PARTIR DE FACTURAS ELÉCTRICAS

Por otra parte, el análisis se va a poder hacer de una manera más precisa ya que se dispone de las facturas de la electricidad de la explotación, en concreto se tienen las facturas desde 2018.

<i>Mes</i>	<i>Término de potencia (€/kW)</i>	<i>Término de energía (€/kWh)</i>	<i>Importe de potencia (€)</i>	<i>Importe de energía (€)</i>	<i>Importe total (€)</i>	<i>Consumo electricidad (kWh)</i>
Enero	0,108288	0,164476	51,19	336,85	497,40	2.677
Febrero	0,108288	0,164491	55,39	696,89	581,41	3.136
Marzo	0,115404	0,169324	61,32	516,87	738,64	3.829
Abril	0,114030	0,168697	60,12	498,29	715,75	3.681
Mayo	0,114030	0,169366	58,08	409,93	601,40	2.996
Junio	0,108843	0,168578	50,61	375,05	545,50	2.879
Julio	0,108625	0,166542	51,77	379,79	552,62	2.966
Agosto	0,108625	0,167243	52,20	352,01	518,46	2.736
Septiembre	0,107363	0,161637	49,47	310,26	457,01	2.510
Octubre	0,106102	0,157118	50,03	255,17	388,90	2.121
Noviembre	0,106102	0,157902	50,35	291,06	436,23	2.422
Diciembre	0,106102	0,157817	50,03	315,60	466,52	2.634
Total			640,55	4.437,77	6.499,83	34.585

Tabla 4. Consumo energético e importes extraídos de la factura de la electricidad

Por lo que se ha decidido recopilar todas las facturas desde ese año y realizar un promedio, como se muestra en la Tabla 4, con vistas a tener unos datos que no se centren solo en el año pasado, sino en la actividad en la nave industrial desde hace cinco años. El consumo anual de acuerdo con los datos recopilados de las facturas es de 34.585 kWh.

A raíz de estos datos se puede afirmar también que la estimación de la potencia, de las horas diarias de uso y del consumo anual de cada máquina ha sido correcto, ya que se estimó un consumo anual de la explotación de 34.868,62 kWh.

Para terminar de tener un contexto de la actividad de la explotación y el consumo diario dependiendo de la época de año, se muestra el gráfico de barras siguiente:

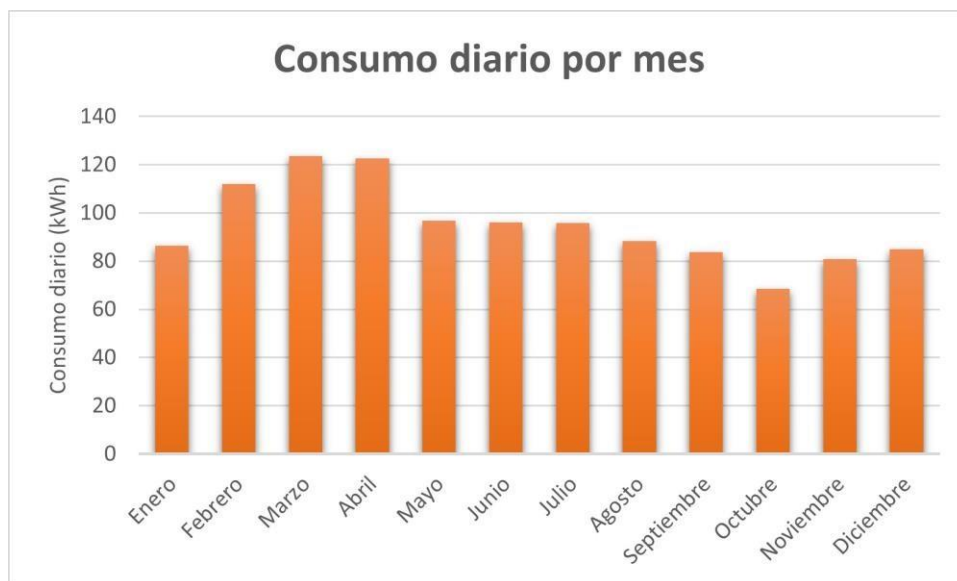


Figura 35. Consumo diario promedio cada mes

Como se ha comentado anteriormente, la época del año donde hay más actividad en la explotación es entre los meses de febrero y abril como se puede apreciar en la Figura 35, durante esos meses el consumo aumenta considerablemente y sobrepasa los 100 kWh/día, algo que solo ocurre en esos tres meses. Esto se debe a que durante esos meses es cuando más ovejas es necesario ordeñar en la explotación, que es la actividad que más consumo

energético requiere. Durante los meses de después el ritmo diario cae debido a que hasta noviembre-diciembre no vuelve a aumentar la cantidad de ovejas que requieren gran atención. Además, los meses donde hay más ovejas para ordeñar significa que hay más corderos que alimentar, por lo que la nodriza automática (amamantadora) entra en funcionamiento más tiempo de lo normal en estas épocas.

En cuanto a la actividad diaria en la nave industrial, hay aparatos que están las 24 horas del día funcionando, ya sea con más intensidad o menos, pero están en marcha. La diferencia que hay cada día es en los dos periodos de ordeño, a primera hora de la mañana (7:00-10:30) y a mitad de tarde (16:00-19:30). Solo en los meses donde amanece más tarde, entre octubre y febrero, se retrasa el primer periodo de ordeño a las 8:00.

El consumo horario mostrado en la gráfica se ha obtenido para poder dar una visión de la actividad diaria en la explotación. No obstante, para realizar el estudio de la instalación en el programa PVsyst se ha procedido a utilizar los valores promedios mensuales de los últimos años.

Capítulo 4. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

En este capítulo se van a explicar las distintas consideraciones que hay que tener para realizar una instalación de paneles solares fotovoltaicos utilizando el programa de simulación computacional PVsyst. Este software se utilizará a recomendación de la tutora del TFG, ya que permite realizar el estudio del emplazamiento, la simulación fotovoltaica de los casos necesarios y su posterior análisis de los datos salientes de la instalación, que posteriormente serán necesarios para el estudio de viabilidad económica del proyecto.

En primer lugar, es necesario introducir los datos que describen la localización exacta de la cubierta donde se va a realizar la instalación, latitud, longitud y altitud, obtenidos a partir de Google Earth e indicados en el capítulo 3. A partir de estos datos, como se ha comentado anteriormente se ha decidido aprovechar la herramienta interna del programa que proporciona los datos meteorológicos de la localización indicada, a partir de distintas bases de datos. Para el proyecto se ha decidido usar un promedio de las bases de datos PVGIS y Meteonorm, indicados en la Tabla 2, los cuales serán necesarios más tarde para hacer el análisis energético de la instalación.

Una vez la situación geográfica del emplazamiento y los datos meteorológicos han sido ingresados en PVsyst, es necesario indicar qué tipo de instalación se va a querer realizar, si un sistema conectado a la red, sistema independiente o sistema de bombeo. En este caso, el proyecto trata de un sistema fotovoltaico conectado a la red, para poder exportar la energía excedentaria, además de con compensación por los excedentes, por lo que no habrá un sistema de almacenamiento con baterías.

4.1 INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN

En el programa se comienza especificando sobre la instalación introduciendo los datos necesarios sobre la cubierta que sean de utilidad para obtener con exactitud la radiación solar recibida por los paneles solares en este tejado, que son la inclinación y la orientación (Azimut). El dato de la inclinación de la cubierta se ha obtenido a través de los propietarios de la nave industrial, en cambio la orientación se obtuvo a través de la Figura 17 mediante el programa AUTOCAD.

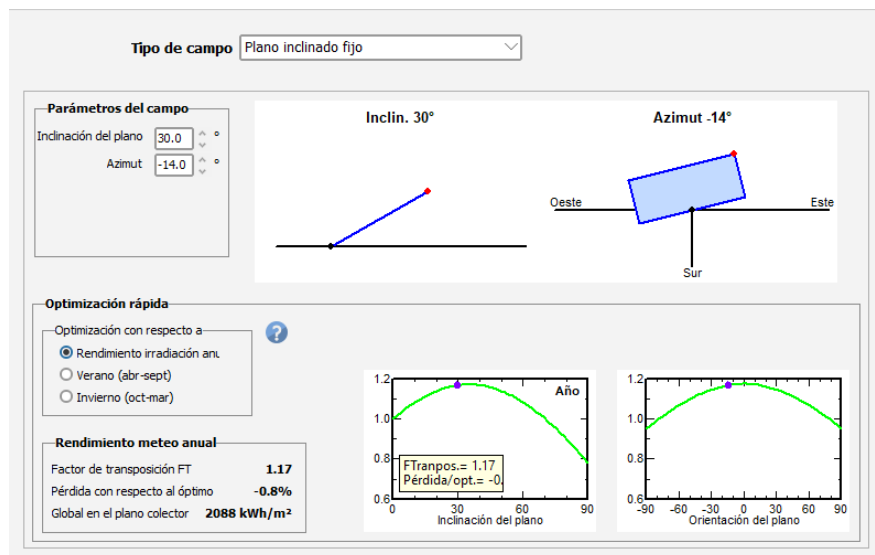


Figura 36. Pantalla “Orientación” de PVsyst.

En la Figura 36 se aprecia el dato que proporciona el programa, “Pérdida con respecto al óptimo” dentro de “Rendimiento meteo anual”, el cual es -0,8% e indica que la instalación con esos valores de Inclinación y Azimut captará ese porcentaje de radiación solar menos que si se instalaran los paneles con los valores óptimos mencionados, lo que significa que la nave se encuentra en una situación propicia para obtener una cantidad de energía considerable mediante la instalación. Hay que mencionar que se podría rebajar este porcentaje si la orientación estuviese alineada con el Sur geográfico, y debido a la posición de la cubierta no se puede mejorar. Sin embargo, el dato de “Factor de transposición FT” es

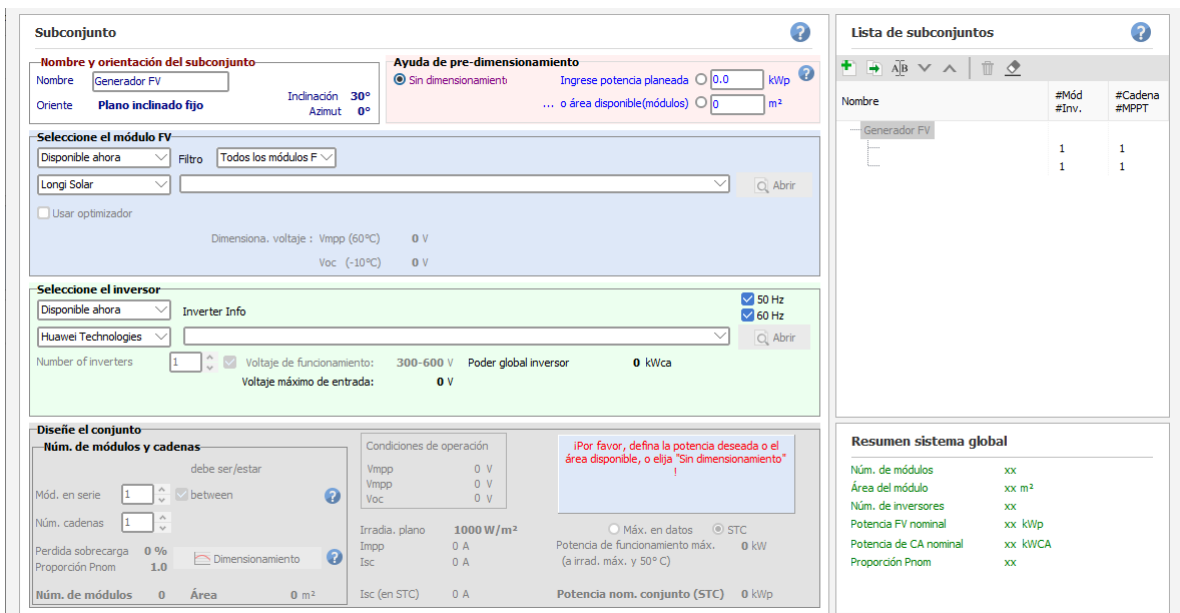
1,17, por lo que se gana un 17% de radiación al instalar los paneles coplanares a la superficie, en comparación con ponerlos con una inclinación de 0°.

4.2 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para continuar, se debe realizar un dimensionamiento de la instalación, cuyo primer paso consiste en la elección de los paneles solares fotovoltaicos y el inversor que se vayan a emplear en la instalación, al igual que la potencia a instalar.

Cabe recordar que, gracias a lo estipulado en el Real Decreto 244/2019, la instalación consiste en un proyecto para autoconsumo conectado a la red con compensación por excedentes que se venderán a la comercializadora contratada por la empresa propietaria de la explotación, en este caso Iberdrola.

La pantalla correspondiente a PVsyst donde se engloban las características del sistema fotovoltaico, módulos fotovoltaicos e inversor, se muestra a continuación:



Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto

Nombre: Generador FV
Inclinación: 30°
Azimut: 0°
Orientación: Plano inclinado fijo

Ayuda de pre-dimensionamiento

☒ Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: 0.0 kWp
... o área disponible (módulos): 0 m²

Seleccione el módulo FV

Disponibles ahora: Filtro: Todos los módulos F
Longi Solar
Usar optimizador: ☐
Dimensiona. voltaje: V_{mpp} (60°C): 0 V
V_{oc} (-10°C): 0 V

Seleccione el inversor

Disponibles ahora: Inverter Info
Huawei Technologies
Number of inverters: 1
V_o de funcionamiento: 300-600 V Poder global inversor: 0 kWca
Voltaje máximo de entrada: 0 V

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: 1 debe ser/estar between
Núm. cadenas: 1
Perdida sobrecarga: 0 %
Proporción P_{nom}: 1.0 Dimensionamiento
Núm. de módulos: 0 Área: 0 m²

Condiciones de operación

V_{mpp}: 0 V
V_{mpo}: 0 V
V_{oc}: 0 V
Irradia. plano: 1000 W/m²
I_{mp}: 0 A
I_{sc}: 0 A
I_{sc} (en STC): 0 A

Resumen sistema global

Núm. de módulos: xx
Área del módulo: xx m²
Núm. de inversores: xx
Potencia FV nominal: xx kWp
Potencia de CA nominal: xx kWCA
Proporción P_{nom}: xx

Figura 37. Pantalla “Sistema” de PVsyst

Gracias al programa PVsyst, en primer lugar, proporciona una lista significativa de distintos fabricantes tanto de módulos fotovoltaicos como de inversores, al igual que de cada fabricante el programa proporciona todos los modelos de paneles e inversores que puede proporcionar.

Una vez se incorpora a PVsyst la información requerida, se proporcionan varios datos en base a la actuación de los aparatos elegidos, como se aprecia en la parte baja de la Figura 37. La superficie ocupada por los paneles es calculada por parte del programa, muy a tener en cuenta dependiendo del tamaño de los módulos, para poder ajustarse a las capacidades del usuario. Los paneles también proporcionan los datos de potencia nominal, potencia pico y “Proporción Pnom” (Ratio entre potencia nominal y potencia pico) al introducir el número de paneles solares a instalar, los cuales se indican a partir de los paneles que vayan a ir en serie y el número de cadenas.

La potencia nominal de una instalación fotovoltaica es la potencia del inversor que se vaya a instalar, si se fuese a instalar más de un inversor, esta potencia sería la suma de las potencias de cada inversor. En cambio, la potencia pico no está relacionada con los inversores, sino con los paneles fotovoltaicos. Esta viene definida por la máxima potencia que los paneles pueden ofrecer en las condiciones de máxima radiación solar, y la potencia total se determina con la multiplicación de la potencia unitaria (Wp) de los paneles escogidos y el número de paneles a instalar.

La influencia que tienen ambas potencias en el sistema a instalar se basa en que la energía que se vaya a producir viene establecida por la potencia pico de los paneles solares. Por otro lado, la potencia nominal del inversor fija el límite de producción de la instalación. [20]

La ratio P_{pico}/P_{nom} entre estas dos potencias es el que va a influir en la elección del número de paneles a instalar. Al fijar los límites de producción la potencia nominal del inversor, la potencia pico puede ser muy alta comparada con la nominal si instalamos un gran número de paneles y habrá una capacidad de producción considerable, pero si el inversor no permite

que se produzca esta energía, no es rentable la inversión de más que se realice por un número de paneles no muy eficiente.

Con esta justificación se podría pensar que el uso de un sistema de almacenamiento de energía como pueden ser las baterías sería muy beneficioso para conseguir que sea más eficiente el sistema y se pueda aprovechar toda la energía generada posible, en vez de verter los excedentes a la red. Ahora mismo el uso de baterías está empezando a ser cada vez más común, pero todavía no ha llegado el momento en el que la inversión que haya que hacer por unas baterías sea más rentable que devolver los excedentes a la red con compensación, ya que la capacidad de almacenamiento de estas sigue siendo pequeña como para poder satisfacer el tiempo que las placas solares no estén produciendo lo suficiente y poder autoabastecer el consumo al 100%. Por ello en este trabajo no se contempla la instalación de un sistema de almacenamiento, aunque no se descarta para próximos trabajos en un futuro.

En el caso de querer establecer una ratio muy alta, al no tener sistema de almacenamiento, en los momentos del día que la irradiancia sea máxima y los paneles estén produciendo a su potencia máxima, el inversor limitará esta producción como se ha comentado. Se podría pensar que esta idea es la más favorable, pero teniendo en cuenta que las HSP en la provincia de Ciudad Real son 5,76 y que, como se aprecia en la Figura 23, la irradiancia máxima se da durante aproximadamente durante dos horas al día, no lleva a un aumento significativo de la producción. Además, si sobrecargamos el inversor se sobrepasarán el límite de pérdidas por sobrecarga y no sería recomendable una instalación con tantas pérdidas de energía.

Por otro lado, una ratio baja como 1, que signifique $P_{pico}=P_{nom}$, significa que el límite de producción del inversor sólo será demandado cuando la irradiancia sea máxima durante el día, que ya se ha mencionado que son pocas horas. El resto del día se estaría produciendo por debajo de la posibilidad que te da el inversor.

Por ello, la ratio más común en instalaciones de paneles fotovoltaicos para autoconsumo es $\frac{P_{pico}}{P_{nom}} \approx 1,1$, y es la ratio que se buscará al elegir la potencia nominal del inversor y la potencia unitaria de los paneles solares, al igual que el número de ellos a instalar.

Más tarde, una vez elegidos la potencia, los paneles solares fotovoltaicos e inversor a instalar, se procederá a introducir las pérdidas detalladas, los sombreados cercanos y los valores promedio de consumo energético mensuales de la explotación.

4.2.1 ELECCIÓN POTENCIA A INSTALAR

Con la intención de poder elegir los paneles solares e inversor más adecuados, es esencial establecer la potencia que se va a instalar con el fin de que el proyecto sea lo más eficiente posible. Se van a estudiar dos casos distintos de potencia instalada, y una vez obtenidas las características de cada caso, se procederá a la elección de uno de ellos.

4.2.2 CASO 1

El primer caso a estudiar consiste en que la potencia a instalar sea similar al promedio de potencias máximas requeridas en el último año completo, en este caso en 2022, por parte de la explotación durante su actividad diaria.

Se ha procedido a recoger el histórico de los días con las potencias máximas de cada mes, las cuales han sido facilitadas por la empresa encargada de la explotación a través de las facturas eléctricas.

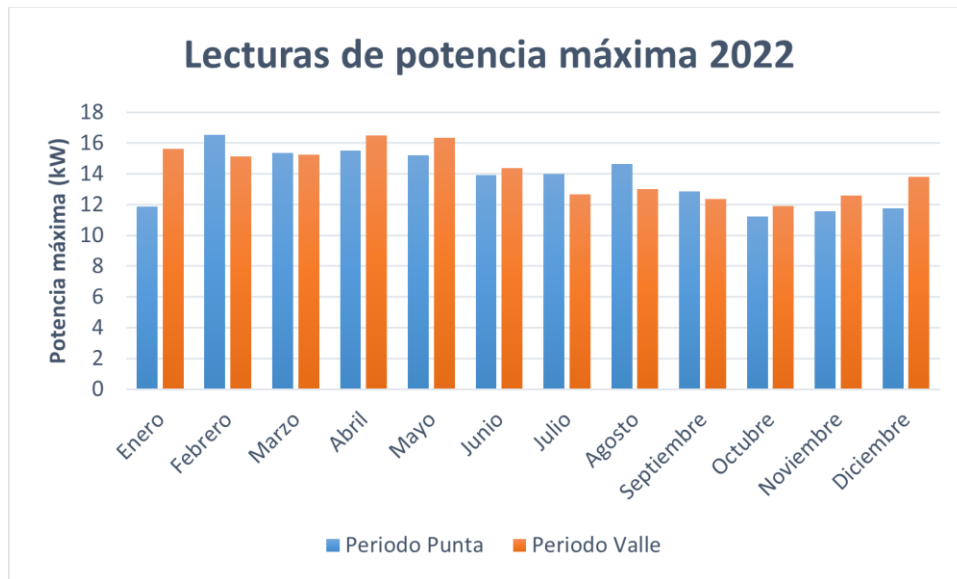


Figura 38. Potencias máximas por mes en 2022. Elaboración propia

A partir de los datos de la Figura 38, el valor de potencia máxima que se llegó a dar fue en febrero, con un valor de 16,55 kW. Pero hay que mencionar que un único valor de potencia máxima no tiene que significar que se suele alcanzar esa potencia o valores cercanos a ella, ya que son valores que se dan en un momento determinado de un día de ese mes. Por lo que para dimensionar la instalación no se recurrirá a basarse en el valor mencionado, sino que se realizará un promedio de todos los valores de potencia máxima tanto del periodo punta como del periodo valle.

En base a los datos extraídos de las facturas, se obtiene un promedio de 13,7 kW de lectura de potencia máxima durante todos los periodos punta mensuales del año 2022, y de los periodos valle se obtiene un promedio de 14,13 kW de potencia máxima leída. Teniendo estos dos valores, la media entre ellos resulta una potencia máxima de 13,915 kW. Por reforzar esta idea, comentar que la potencia contratada por la explotación es de 13,856 kW.

Por otro lado, habría que tener en cuenta el límite de superficie disponible para instalar los paneles solares, pero como en este proyecto se dispone de 375 m² de superficie no hay es

una limitación a tener en cuenta. Los módulos solares ocupan una superficie de $2,375 \text{ m}^2$, por lo que para sobrepasar las dimensiones de la cubierta sería necesario instalar más de 158 paneles solares, por lo que estaríamos hablando de una instalación fotovoltaica de gran potencia.

Siguiendo con lo analizado de las lecturas de potencia máxima en la explotación durante 2022, como de lo que se habla es de potencias máximas, esto quiere decir que en momentos esporádicos se alcanzan estos niveles de potencia demandada. La decisión tomada de potencia nominal a instalar en el caso 1 es de 13 kW, buscando una ratio de 1,1 para conseguir una potencia pico de 14,3 kWp, lo más cercana posible a los 14 kW de promedio de potencia máxima leída en la explotación.

4.2.2.1 Elección paneles solares e inversor

En este apartado se realizará un análisis de qué paneles solares y qué inversor es más recomendable usar en la instalación con el fin de obtener el mejor rendimiento y la instalación más eficiente posible, intentando respetar la proporción entre Potencia nominal y Potencia pico de 1,1.

Además, la marca de paneles solares e inversor que se escojan para dimensionar el caso 1 se tratará de que sean los mismos para el caso 2. Para poder luego hacer una comparación lo más real posible entre ambos casos, en términos de rentabilidad del proyecto.

Como se ha comentado, la potencia nominal del inversor se buscará que sea alrededor de 13 kW y la potencia pico del sistema 14,3 kWp. Para conseguir esta potencia pico se ha decidido estudiar el caso con unos paneles solares de potencia unitaria 400 Wp, y para obtener esta potencia se deben instalar 36 módulos fotovoltaicos, en dos cadenas de 18 módulos cada una.

En primer lugar, se procederá a la elección del fabricante de paneles solares más conveniente para el proyecto. Para ello se van a realizar siete simulaciones con los mayores fabricantes

de placas solares en el año 2022 [21], respetando la ratio P_{nom}/P_{pico} (kW/kWp) de 1,1 lo máximo posible. Hay que comentar que varios de los mayores fabricantes no están disponibles en las opciones que permite simular el programa PVsyst, como Canadian Solar y Wuxi Suntech Power, al igual que otro fabricante, First Solar no dispone de paneles fotovoltaicos de 400 Wp, que son los requeridos para la instalación de este caso.

Para estas simulaciones, en la que se buscará el fabricante de paneles fotovoltaico más favorable, se utilizará el inversor del fabricante Growatt, cuyas características son proporcionadas por el programa PVsyst:

<i>Fabricante</i>	<i>Modelo</i>	<i>Potencia nominal (kW)</i>	<i>Voltaje de funcionamiento (V)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>
Growatt	MOD 13KTL3-X	13 kW	140 - 1000	50 / 60

Tabla 5. Inversor elegido para simular distintos módulos fotovoltaicos

Con el inversor seleccionado para poder simular distintos módulos fotovoltaicos, se buscará el fabricante que proporcione más energía durante el primer año de vida de la instalación, y será el adecuado para este caso. En el Caso 1 todos los módulos fotovoltaicos a simular serán de 400 Wp, como se ha comentado anteriormente se instalarán 18 módulos en serie y dos cadenas de módulos, haciendo un total de 36 paneles. Esto significa que la potencia pico del campo de paneles será de $400 \text{ Wp} * 36 \text{ módulos} = 14.400 \text{ Wp}$, por lo que al querer instalar una potencia nominal de 13 kW y con una potencia pico de 14,4 kWp, la ratio no será exactamente 1,1 sino que será 1,11.

A continuación, se muestran los distintos módulos fotovoltaicos de los fabricantes escogidos, detallando las características de cada uno. Todos los módulos de este proyecto serán de silicio monocristalino y monofacial.

<i>Fabricante</i>	<i>Modelo</i>	<i>Voltaje</i>	<i>Superficie requerida (m²)</i>	<i>Producción primer año (kWh)</i>
LONGi Solar	LR5-54HIH-400M	26	70	22.897
Jinkosolar	JKM-400M-54HL4	26	70	22.735
JA Solar	JAM72-S03-400- PR	34	72	22.602
Risen Solar	RSM-144-6-400-M	34	72	22.547
Hanwha Q CELLS	Q.Peak-Duo-L- G5.2-400	35	73	22.598
Trina Solar	TSM-DE09-08-400	29	69	22.818

Tabla 6. Simulaciones con PVsyst de distintos fabricantes de módulos fotovoltaicos

En base a las simulaciones realizadas con el programa PVsyst, podemos apreciar en la Tabla 6 que el área requerida para instalar cada uno de los módulos es prácticamente idéntica, siendo el fabricante Hanwha Q CELLS el que más superficie ocupa, y el fabricante Trina Solar el que menos. Sin embargo, el criterio de superficie requerida para la instalación no se tendrá en cuenta porque el espacio disponible es considerablemente grande comparado con los módulos fotovoltaicos. En cuanto al fabricante más económico, se ha decidido no introducir los precios en la tabla debido a que apenas hay diferencia entre ellos, siendo todos los precios de módulos de potencia unitaria 400 Wp aproximadamente 120-130 €/unidad [22], por lo que el criterio económico tampoco será tenido en cuenta en este caso.

El criterio que se ha decidido es el del panel fotovoltaico que más producción de energía pueda proporcionar en el año 1, y fijándonos en la Tabla 6 el fabricante y modelo escogido para la instalación del caso 1 va a ser LONGi Solar y el modelo LR5-54HIH-400M, cuya

producción energética el primer año es de 22.897 kWh, algo superior a la de los fabricantes Jinkosolar y Trina Solar.

El siguiente paso es la elección del inversor. En este caso los inversores, al querer instalar una potencia nominal de 13 kW, se limita un gran número de los mayores fabricantes de inversores. En el programa PVsyst, el único inversor de los grandes fabricantes que tiene una potencia de 13 kW es el de la marca Growatt, habiendo un inversor del fabricante Sungrow de potencia 13,2 kW. Por lo que se van a considerar estos dos inversores y se elegirá el inversor adecuado de los dos para la instalación. Al no haber apenas posibilidad de estudiar más inversores cercanos a esta potencia, se quedan fuera del análisis fabricantes como Huawei, Fronius y Solar Edge.

En el caso del inversor del fabricante Sungrow se realiza la simulación con 36 módulos, como el otro, pero con una ratio menor, de 1,09 exactamente, lo que conlleva a una potencia pico igual a la que permite el otro inversor, de 14,4 kWp.

Al realizar la simulación con los dos fabricantes mencionados se obtiene una producción energética similar, por lo que se decide que este criterio no sea el único a tener en cuenta. El criterio añadido que se usará será el económico, escogiendo para la instalación el inversor con un coste por unidad menor si hay una diferencia considerable entre ellos.

A continuación, se presentan las características de cada uno de los inversores con su precio por unidad y la producción en el año 1, una característica que no se incluye en la tabla porque es igual para ambos inversores es que trabajan tanto a 50 Hz como a 60 Hz. La simulación se realizará con el modelo de módulos fotovoltaicos seleccionado anteriormente, del fabricante LONGi Solar el modelo LR5-54HIH-400M.

<i>Fabricante</i>	<i>Potencia nominal (kW)</i>	<i>Modelo</i>	<i>Voltaje de funcionamiento (V)</i>	<i>Producción primer año (kWh)</i>	<i>Precio (€)</i>
Growatt	13	MOD 13KTL-X	140 – 1000	22.897	1.855,73
Sungrow	13,2	SG 12KTL-M	200 - 850	22.804	1.815

Tabla 7. Simulaciones con PVsyst de dos fabricantes de inversores

Es necesario añadir que el precio del inversor Sungrow se ha obtenido poniéndose en contacto con el fabricante al no obtenerlo de ninguna página web, en cambio para el inversor del fabricante Growatt no ha sido necesario contactar con el proveedor [24].

El criterio de mayor producción energética en el año 1 no es significativo debido a que en la Tabla 7 se aprecia una producción similar. Siguiendo el criterio económico, el fabricante Sungrow ofrece su inversor a un precio ligeramente más barato que Growatt, pero teniendo en cuenta que solo se va a instalar un inversor, una diferencia de 40€ no es para considerarse importante.

Un inconveniente que se ha encontrado es que, si se instalara el inversor Sungrow, habría una bajada de eficiencia, al haber momentos donde el voltaje del conjunto MPP no alcance el voltaje mínimo del inversor para obtener la máxima potencia. Esto se debe a que en la ficha técnica de este inversor se establece que el voltaje mínimo debe ser 550 V, y con 36 módulos fotovoltaicos tendríamos un $V_{mp}(60^\circ) = 481V$, por lo que no sería tan favorable esta ratio. Comprobando cuál sería la ratio y los módulos necesarios para llegar a este voltaje mínimo, serían necesarios 42 módulos y con una ratio de 1,27 y potencia pico de la instalación de 16,8 kWp, superior a lo buscado en este caso. Debido a este inconveniente, la decisión es sencilla, el inversor adecuado para la instalación de 13 kW y 14,4 kWp es el del fabricante Growatt y modelo MOD 13KTL-X.

En definitiva, la instalación para el caso 1 del proyecto va a tener una ratio de 1,11 con una potencia nominal de 13 kW y una potencia pico del campo fotovoltaico de 14,4 kWp,

consiguiendo 0% de pérdidas de sobrecargas. Además, la instalación se compondrá de 18 módulos en serie con dos cadenas de módulos, por lo que tendremos 36 módulos del fabricante LONGi Solar del modelo LR5-54HIH-400M con 400 Wp cada módulo, ocupando el campo de paneles solares en su totalidad 70 m² de los 375 m² de superficie disponible. Por otra parte, el inversor adecuado para esta instalación se ha concluido que es del fabricante Growatt de 13kW del modelo MOD 13KTL3-X. Con estos dos elementos de la instalación se obtendría el primer año una producción energética de 23.897 kWh.

El resultado de la simulación con PVsyst con esta instalación, en cuanto a energía en su primer año de vida útil, se presenta a continuación. Es necesario recordar que la energía demandada a lo largo del año es de 34.587 kWh.

<i>Energía producida (kWh)</i>	<i>Energía para autoconsumo (kWh)</i>	<i>Energía exportada a la red (kWh)</i>	<i>Energía importada de la red (kWh)</i>
22.879	12.782	10.115	21.806

Tabla 8. Resultados energéticos año 1 de la instalación del caso 1

Como se aprecia en la Tabla 8, la energía autoconsumida es aproximadamente un 37% de la energía demandada por la explotación, lo cual es una proporción común en instalaciones para autoconsumo, esto se debe a que en las horas donde más actividad hay en la nave industrial, no son las horas de más irradiación, por lo que no se puede aprovechar gran parte de la energía generada y es necesario inyectarla en la red, con una compensación por ella.

En el caso 2 se estudiará aumentar la potencia instalada con el objetivo de aumentar la energía aprovechable para autoconsumir y que no haya que importar una cantidad así de energía de la red.

4.2.3 CASO 2

En el caso 2 del proyecto se recurrirá a un criterio para establecer la potencia a instalar del sistema fotovoltaico, distinto al del caso 1, con el fin de aumentar la producción de energía

solar y poder aprovechar un mayor porcentaje de la energía obtenida a través de los paneles solares.

El criterio que guiará esta elección es el de las horas solares pico en la ubicación donde se encuentra el emplazamiento. Como ya se ha explicado anteriormente en el apartado 3.3, las horas solares pico anuales son la suma de las horas del día en las que las placas solares funcionan a máxima potencia teórica, lo que significa que reciben una irradiancia de 1000 W/m². En este caso para calcular las HSP anuales se obtienen la cantidad diaria equivalente de horas solares pico como se aprecia en la Figura 23 y se multiplican por los días del año, obteniéndose un valor de 2.102 horas solares pico anuales.

En el caso de la explotación, la máxima actividad ocurre entre la mañana y el comienzo de la tarde, por lo que la mayoría del consumo anual se da en esa franja horaria, momento donde el sol se encuentra sobre los paneles solares proporcionando una irradiancia alta, comparado con el resto de las horas del día. Por esta razón, este criterio debería proporcionar mayor energía para autoconsumir que el anterior, se analizará a continuación.

Teniendo en cuenta lo comentado, se procede a calcular la potencia máxima que haría falta instalar en la explotación según las horas solares pico anuales y la demanda energética de la nave industrial:

$$Potencia\ a\ instalar = \frac{Demanda\ energética\ anual}{HSP\ anuales} = \frac{34.587\ kWh}{2.102\ horas} = 16.454\ W$$

Ecuación 1. Potencia a instalar en el caso 2

Se concluye, gracias a la Ecuación 1, que la potencia a instalar adecuada para este caso son 16,454 kW. Debido a esto se decide que la potencia pico de la instalación serán 16,5 kWp y, con la intención de cumplir con la ratio de 1,1, la potencia nominal será 15 kW.

4.2.3.1 Elección paneles solares e inversor

Anteriormente se comentó la intención de usar los mismos fabricantes de paneles solares e inversor tanto en el caso 1 como en el caso 2. Pero al disponer de una amplia oferta de inversores de 15 kW de potencia nominal se ha decidido volver a realizar un estudio de ambos elementos con el fin de precisar los adecuados para cada caso.

Por la parte de los paneles solares, al buscar una potencia pico de 16,5 kWp, si se utilizaran paneles de 400 Wp como en el caso anterior harían falta mínimo 42 paneles, lo que aumentaría el coste de la inversión inicial. Con el objetivo de que el número de paneles no aumente, es necesario aumentar la potencia pico de ellos, por lo que, si se quiere instalar un número más bajo de paneles, como 32, la potencia pico de ellos debe ser de 515 Wp. Con esta información, se ha buscado cuántos de los mayores fabricantes podrían suministrar módulos fotovoltaicos de esta potencia, abriendo el abanico a fabricantes algo menores como LG Solar, Solarwatt, Sunpower, Hyundai y Panasonic. Aun habiendo tenido en cuenta más fabricantes que en el caso 1, el único que fabrica paneles solares de 515 Wp es LONGi Solar, por lo que tanto en el caso 1 como en el 2 se utilizará el mismo fabricante de paneles solares. Las características del modelo son las siguientes:

<i>Fabricante</i>	<i>Modelo</i>	<i>Potencia (Wp)</i>	<i>Voltaje (V)</i>	<i>Superficie requerida (m²)</i>
LONGi Solar	LR5-66HPH-515M	515	33	76

Tabla 9. Modelo de panel solar para el caso 2

Después de haber establecido el fabricante de paneles solares que suministrará el adecuado para este caso, se procede a analizar varios fabricantes de inversores. En este caso se focalizará el criterio en el inversor que permita una mayor producción energética de todos los analizados.

Se realiza una simulación de 6 fabricantes de inversores que pueden proporcionar una potencia de 15 kW y trabajan tanto a 50 como a 60 Hz, con los paneles solares mencionados del fabricante LONGi Solar. El resultado se aprecia en la siguiente tabla:

<i>Fabricante</i>	<i>Modelo</i>	<i>Voltaje de funcionamiento (V)</i>	<i>Producción primer año (kWh)</i>
Huawei	SUN2000-15KTL-M2-380V	160 - 950	26.175
Delta Energy	Solar Inverter M15A 220	200 - 900	26.083
Solaxpower	X3-MIC PRO-15.0kW with 2 MPPT	160 - 850	25.265
Ginlong	Solis-15K	200 - 800	26.069
Sungrow	SG15RT-P2	160 - 1000	25.970
Growatt	MOD 15KTL3-X	140 - 1000	26.251

Tabla 10. Simulaciones con PVsyst de distintos fabricantes de inversores de 15 kW

A la vista de las simulaciones realizadas, en la Tabla 10 se aprecia que hay dos inversores que permiten una producción de energía en el año 1 superior a 26.100 kWh/año, los fabricantes son Huawei y el elegido para el caso 1, Growatt. Por diferenciar estos dos inversores, se ha realizado una búsqueda del precio de cada inversor en la página web Autosolar. El inversor de marca Huawei tiene un precio de 2.716€ y el inversor de marca Growatt tiene un precio de 1.975€. Con la información obtenida tanto de producción energética como del precio se concluye que el inversor apropiado para el caso 2 será también del fabricante Growatt.

Como resumen de lo obtenido en el caso 2, la ratio que se ha propuesto en el proyecto se ha conseguido respetar, siendo 1,1, al tener una potencia nominal en la instalación de 15 kW y una potencia pico de 16,5 kWp, consiguiendo que las pérdidas por sobrecarga sean del 0%. La instalación constará de 32 módulos fotovoltaicos, distribuidos en dos cadenas de 16 paneles en serie. El fabricante de los paneles solares es LONGi Solar y el modelo es LR5-66HPH-515M, de 515 Wp cada módulo. Por otro lado, el fabricante del inversor elegido es Growatt y el modelo de inversor es MOD 15KTL3-X de 15 kW. Y con los elementos elegidos para la instalación se obtiene una producción de energía en el año 1 de 26.251 kWh.

Para obtener una visión más general de la producción energética en el primer año de vida útil que se podrá aprovechar para autoconsumo, la que habrá que inyectar a la red y la que será necesario importar de ella, se ha realizado la simulación con PVsyst de la instalación escogida. Debido a la demanda anual de 34.578 kWh se obtiene:

<i>Energía producida (kWh)</i>	<i>Energía para autoconsumo (kWh)</i>	<i>Energía exportada a la red (kWh)</i>	<i>Energía importada de la red (kWh)</i>
26.251	13.090	13.161	21.497

Tabla 11. Resultados energéticos año 1 de la instalación del caso 2

Comparado con el caso 1, se ha conseguido aumentar la producción energética del primer año en 300 kWh. Usando el criterio de las horas solares pico de este caso 2 se obtiene un 38% de la energía consumida a partir de los paneles solares, que se considera un valor aceptable en una instalación fotovoltaica de autoconsumo de este tipo. El resto de la energía no aprovechable será exportada a la red, recibiendo una compensación por ella.

4.2.4 ELECCIÓN DEL CASO A INSTALAR

En este apartado se procederá a elegir el caso que se considera más apropiado instalar en la nave industrial para poder autoabastecer la actividad de la explotación ganadera.

Haciendo un resumen de ambos casos, en los que los fabricantes son los mismos, para los paneles solares se ha elegido el fabricante LONGi Solar y para el inversor el fabricante Growatt. En cuanto a la potencia a instalar y la producción energética se tiene:

- **CASO 1:** Potencia nominal de 13 kW y potencia pico de 14,4 kW, con 36 módulos de 400 Wp y un inversor de 13 kW. Se obtendría una generación de energía el primer año de 22.897 kWh, de los que 12.782 kWh serían para autoconsumo.
- **CASO 2:** Potencia nominal de 15 kW y potencia pico de 16,5 kW, con 32 módulos de 515 Wp y un inversor de 15 kW. Se obtendría una generación de energía el primer año de 26.251 kWh, de los que 13.090 kWh serían para autoconsumo.

Como se aprecia, en el caso 1 la energía aprovechable para autoconsumo es un 55,8% de la producida, mientras que la energía destinada al autoconsumo en el caso 2 corresponde en torno a un 50% de la energía generada. Esta bajada de la proporción se debe a que se ha instalado más potencia, por lo que se ha generado más, pero la energía que se puede aprovechar en las horas donde la nave industrial se encuentra a máxima actividad no ha aumentado en la misma proporción. Ambos casos se encuentran cerca del 40% de energía autoconsumida en comparación con la demandada, que son porcentajes típicos en este tipo de instalaciones. Además, el Performance Ratio (PR) de ambas instalaciones es alrededor del 77,5%, siendo la del caso 2 ligeramente superior ($77,71\% > 77,57\%$).

A sabiendas que, a más potencia a instalar, más inversión inicial es necesario realizar, aunque en el caso de los módulos fotovoltaicos se instalarían cuatro menos. Se decide que se instalará el caso 2, donde se obtiene mayor producción de energía, con más energía para

autoconsumir. Esto se debe a que el objetivo inicial es conseguir que la explotación sea lo menos dependiente posible de la energía importada de la red.

Por lo que la instalación definitiva se compondrá de 32 módulos fotovoltaicos de 515 Wp del fabricante LONGi Solar y el modelo es LR5-66HPH-515M, se colocarán coplanares al tejado en dos cadenas de 16 módulos cada una, ocupando una superficie de 76 m² en la cubierta de la nave industrial, estos tendrán una vida útil de 25 años. El inversor a instalar es de 15 kW del fabricante Growatt y el modelo es MOD 15KTL3-X, su vida útil es de 10 años. Obteniéndose una potencia nominal de la instalación de 15 kW y una potencia pico de 16,5 kWp, con un factor P_{nom}/P_{pico} de 1,1.

Las características de los paneles solares LR5-66HPH-515M son:

- $I_{mp} = 13,27 \text{ A}$
- $V_{mp} = 38,83 \text{ V}$
- $I_{sc} = 14,13 \text{ A}$
- $V_{oc} = 46 \text{ V}$
- Eficiencia = 21,7 %

Por otro lado, las características del inversor escogido MOD 15KTL3-X son:

- Potencia nominal = 15.000 W
- Potencia máxima = 22.500W
- Corriente nominal de corriente alterna = 21,7 A
- Corriente máxima de corriente alterna = 25 A
- Voltaje mínimo de entrada = 1.100 V
- Rango de voltaje MPP de funcionamiento = 140 – 1000 V
- Corriente máxima de entrada = 26 A
- Eficiencia = 98,2 %

Con estas características es posible comprobar que la corriente que circule por las cadenas de módulos fotovoltaicos no supere los límites interpuestos por el inversor.

En primer lugar, en condiciones nominales la corriente que circulará por cada cadena es menor que la corriente máxima permitida por el inversor. $\rightarrow 13,27 \text{ A} < 25 \text{ A}$

Y, en segundo lugar, en caso de cortocircuito en la instalación, la corriente que circule por las cadenas es también menor que la máxima del inversor. $\rightarrow 14,13 \text{ A} < 25 \text{ A}$

Por lo que ambos elementos son adecuados para la instalación.

4.3 PÉRDIDAS DETALLADAS DEL SISTEMA

Una instalación de paneles solares fotovoltaicos conlleva un conjunto de pérdidas debido a diversos factores, cada uno tiene sus porcentajes correspondientes que constituyen las pérdidas totales del sistema fotovoltaico. A continuación, se presentan y se detallan las distintas pérdidas a tener en cuenta para obtener la generación final de energía fotovoltaica que se conseguirá con la instalación.

Se mostrarán algunas pantallas del programa en este apartado, el resto se podrán encontrar en el Anexo II.

4.3.1 PÉRDIDAS TÉRMICAS

Las pérdidas térmicas son causadas por la temperatura que alcanzan los módulos fotovoltaicos. Estas pérdidas vienen definidas en el programa PVsyst por varios factores:

- U_c . Factor de pérdida constante ($\frac{W}{m^2 K}$)
- U_v . Factor de pérdida del viento ($\frac{W}{m^2 * K * m/s}$)

- Estos dos factores llevan al factor de pérdida térmica (**U**), que viene determinado por la ecuación siguiente.

$$U = U_c + U_v * Velocidad_{viento}$$

Ecuación 2. Ecuación para obtener el factor de pérdida térmica

En este caso, al seleccionar la opción de “Integración con respaldo totalmente aislado”, la correspondiente al tipo de instalación que se va a realizar coplanares a una cubierta, el programa establece por defecto los valores de $U_c=15 \text{ W/(m}^2\cdot\text{K)}$ y el valor de cero para el factor de pérdida del viento.

4.3.2 PÉRDIDAS ÓHMICAS

Las pérdidas óhmicas, que consisten en las pérdidas eléctricas a lo largo de toda la instalación, se dividen en dos grupos distintos: pérdidas en corriente continua y pérdidas en corriente alterna.

Las pérdidas en corriente continua representan las pérdidas en el camino desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de conexión con el inversor, en el cual se encuentran los cableados entre ambas zonas y las cajas de concentración de strings (tratan de combinar las cadenas y strings de paneles solares en un solo circuito). En el programa de simulación las pérdidas óhmicas en CC se establecen en el apartado “Fracción pérdida en STC” y un valor razonable de estas es un 1.5%.

Por otro lado, las pérdidas en corriente alterna constituyen aquellas pérdidas eléctricas entre el inversor y el punto de inyección a la red o al autoconsumo. Factores a tener en cuenta en estas pérdidas son si los cables serán de Aluminio o de Cobre, que en este proyecto serán de Aluminio, su sección y la longitud del inversor a la inyección. En este caso, el parámetro “Fracción pérdida en STC” tendrá un valor menor ya que se trata de pérdidas muy pequeñas, por lo que se establecerá un valor de 0.5%.

En esta pantalla del programa es necesario indicar el uso de transformadores y la cantidad. Como para la instalación no se va a hacer uso de transformadores, este apartado se queda inhabilitado.

4.3.3 PÉRDIDAS POR CALIDAD DEL MÓDULO, LID Y DESAJUSTE

- **Pérdida por calidad/eficiencia del módulo.** Los paneles solares deben tener una vida útil garantizada por parte de los fabricantes durante la vida de la planta fotovoltaica. A parte de garantizar la vida de los módulos, también deben garantizar una cierta degradación y pérdida de potencia de los paneles en el tiempo. Normalmente los fabricantes suelen garantizar alrededor de un 80% de la potencia del panel en 20 años. Por ello, es frecuente que las marcas proveedoras de paneles solares proporcionen paneles que con capacidad de dar más potencia que la que se adquiere, con vistas a que la degradación que puedan sufrir los módulos fotovoltaicos tenga lugar más tarde de lo previsto.

Entre los fabricantes es típico implantar un valor negativo de estas pérdidas, lo que lo convierte en ganancia. En el caso del proyecto se establecerá al -0,3%.

- **Pérdidas por LID.** Este tipo de pérdidas son debidas a la reacción que ocurre entre las moléculas de oxígeno y el material semiconductor de la unión P-N. Esta reacción tiene lugar en las primeras horas de funcionamiento de la planta, y ocasiona una degradación de los módulos y una pérdida de potencia. Las siglas LID, en inglés, significan “Degradación inducida por la luz”.

El valor a otorgar en el programa a estas pérdidas viene también especificado por los fabricantes, los cuales proponen un valor estándar en torno al 1,5%.

- **Pérdidas de desajuste de módulo y de voltaje de las cadenas.** En este caso las pérdidas son ocasionadas por las características de los propios paneles. Al unir paneles en serie o cadenas para crear circuitos, las características del circuito en serie

son siempre las del peor elemento (panel). Cada módulo tiene unas características de intensidad y de tensión distintas, y el peor de ellos dominará la serie, e impondrá las suyas.

El valor de estas pérdidas viene establecido por defecto por el programa, ya que son siempre las mismas aproximadamente. En cuanto a las de desajuste de módulo tendrán un valor del 2%, en cambio, las de desajuste de voltaje de las cadenas será muy inferior, en torno al 0,1%.

4.3.4 PÉRDIDAS POR SUCIEDAD

Las pérdidas por suciedad vienen por una parte determinadas por la contaminación de la atmósfera y el polvo que pueda haber en la localización de la instalación, que al encontrarse en el campo y alejada de las zonas urbanas es baja. Por otra parte, los paneles estarán sometidos a labores de limpieza a lo largo de su vida útil, aunque al estar en un tejado será más complicado, por lo que se limpiarán también mediante la lluvia.

Un valor razonable, y bajo, de pérdidas por suciedad está en torno al 3%.

4.3.5 PÉRDIDAS IAM

Las pérdidas angulares o IAM (en inglés, Incidence Angle Modifier) son aquellas pérdidas causadas por la disminución de la irradiancia que realmente capta la superficie de las células fotovoltaicas, con respecto a la que se puede captar con un ángulo de incidencia de 0°. La pérdida de irradiancia se debe en gran parte al reflejo en la cubierta de vidrio de los paneles, que cuanto más ángulo de incidencia, más aumenta. PVsyst establece por defecto estas pérdidas a través de las características del módulo fotovoltaico escogido para realizar la instalación, en cambio, en este caso se van a calcular las pérdidas a través de un modelo de ángulo de incidencia que proporciona el programa, entre varias posibilidades como el modelo ASHRAE. El modelo más común es el modelo “Fresnel, Revestimiento AR” (AR significa antirreflectante). El cual fija dos parámetros para poder determinar las pérdidas

angulares, el coeficiente de refracción de vidrio a 1.526 y el coeficiente de revestimiento antirreflectante a 1.29.

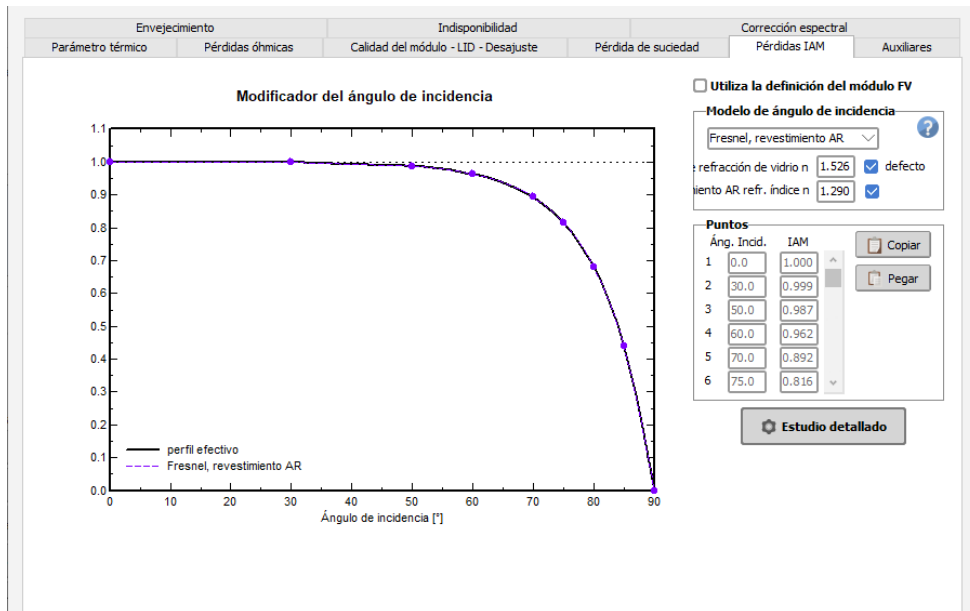


Figura 39. Pantalla “Pérdidas IAM” de PVsyst

En la Figura 39 se aprecia la curva resultante al utilizar el modelo de ángulo de incidencia mencionado, que muestra cómo a partir de cierto ángulo de incidencia, 60° aproximadamente, las pérdidas aumentan considerablemente conforme el ángulo se hace mayor.

4.3.6 PÉRDIDAS DE SERVICIOS AUXILIARES

Las pérdidas de este apartado se deben al consumo de energía de los servicios auxiliares necesarios para gestionar el sistema. Estos servicios pueden ser luces, dispositivos electrónicos o cualquier consumo de energía a partir de la generada por los módulos fotovoltaicos.

En el programa se establecerán unas pérdidas de en torno a 5 W/kW, despreciando las pérdidas auxiliares continuas y las pérdidas nocturnas de los servicios auxiliares.

4.3.7 PÉRDIDAS POR ENVEJECIMIENTO

Los elementos en los que hay que tener en cuenta el paso de los años son los paneles solares fotovoltaicos y la diferencia que hay entre los módulos en cuanto a la rapidez de degradación a lo largo de los años. La degradación de los paneles conlleva una pérdida progresiva de eficiencia.

En el programa PVsyst se simula un año de la instalación, el año que se va a simular es el año 1, y para ello hay que introducir ciertos parámetros. En primer lugar, una vez se ha especificado que se simulará el año 1, el “Factor de degradación global” no se modifica puesto que viene predeterminado por el programa, cuyo valor es 0,23%. El siguiente parámetro es el “Factor de degradación promedio”, el cual es inferior a 0,5%/año debido a que el paso de los años no es la principal causa de su degradación, se fijará a un valor algo inferior, 0,45 %/año. Por último, los parámetros “Dispersión Imp RMS” y “Dispersión Vmp RMS”, los cuales se despreciarán estableciendo sus valores a 0 %/año.

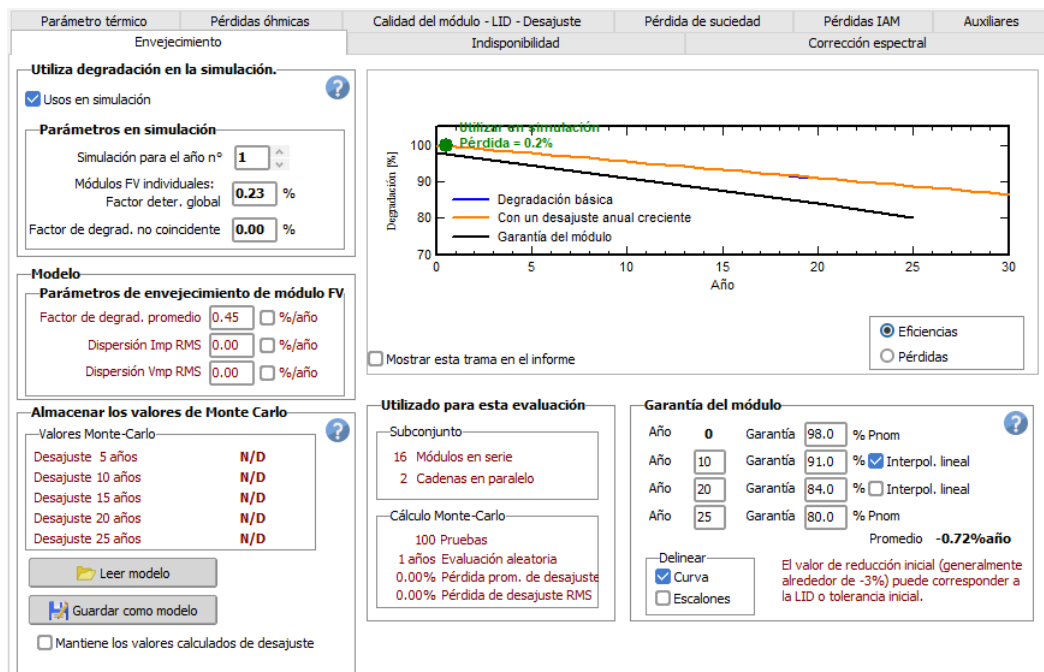


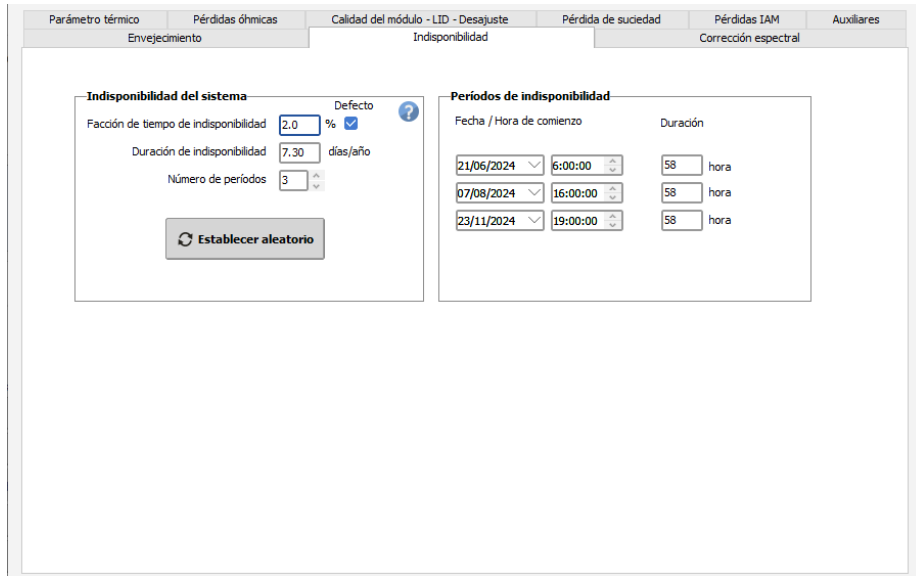
Figura 40. Pantalla “Envejecimiento” de PVsyst

En la Figura 40, se aprecia cómo el programa proporciona una gráfica que representa la curva de degradación básica de los paneles y la garantía de los módulos que se ha introducido durante los años de vida útil de la instalación fotovoltaica.

4.3.8 PÉRDIDAS POR INDISPONIBILIDAD

Cada año de vida útil de la instalación será necesario que la planta se someta a labores de mantenimiento y operación, debido a que algún equipo no esté disponible por avería o por una inspección en la que haga falta desconectar ciertos equipos. Los periodos donde se realicen estas actividades son establecidos por los técnicos, por lo que en este diseño de instalación se procederá a una pre-aplicación de operación y mantenimiento.

En este caso se estima que el tiempo de que la instalación no esté disponible representará alrededor de un 2% del año. Por lo que como señala el programa, este tiempo corresponde a un total de 7,3 días durante el año, en los que el sistema se considerará inactivo para la simulación. Se ha decidido que, para poder separar los periodos de tiempo de indisponibilidad de la instalación y que no abarque más de 3 días cada periodo, va a haber 3 franjas en el año donde la planta estará inactiva para la simulación, cada una con una duración de 2 días y 10 horas (58 horas). A continuación, debido a que, como se ha comentado, no es posible saber cuándo ocurrirán estos periodos, se ordena a PVsyst que los genere aleatoriamente.



Indisponibilidad del sistema	
Facción de tiempo de indisponibilidad	2.0 %
Defecto	☒
Duración de indisponibilidad	7.30 días/año
Número de periodos	3
<button>Establecer aleatorio</button>	

Períodos de indisponibilidad		
Fecha / Hora de comienzo	Duración	
21/06/2024 6:00:00	58 hora	
07/08/2024 16:00:00	58 hora	
23/11/2024 19:00:00	58 hora	

Figura 41. Pantalla “Indisponibilidad” de PVsyst

Los periodos de operación y mantenimiento establecidos aleatoriamente con una duración de 58 horas, como se aprecia en la Figura 41, son los siguientes:

- 21 de junio desde las 6:00
- 7 de agosto desde las 16:00
- 23 de noviembre desde las 19:00

4.3.9 PÉRDIDAS POR CORRECCIÓN ESPECTRAL

Las pérdidas por corrección espectral tienen en cuenta los cambios en el espectro solar causados por la dispersión y absorción en la atmósfera. Estos cambios se deben al contenido que haya de agua en la atmósfera y los aerosoles, entre otros.

Se trata de unas pérdidas que no se van a integrar en la simulación ya que se considera que la influencia que puedan tener en los resultados de la simulación se puede despreciar.

4.4 HORIZONTE

La opción Horizonte en el programa de simulación PVsyst determina las pérdidas que pueda haber por sombreados lejanos, los cuales son causados por edificios u orografía lo suficientemente lejana a la planta, mínimo a una distancia 10 veces la longitud de la instalación de paneles solares, que se puedan proyectar sobre ella.

En este apartado se genera un diagrama en el que se pueden encontrar las trayectorias solares para cada una de las horas de 7 periodos del año distintos, y se tratan de periodos tanto de dos días o uno, los dos días que estén en el mismo periodo significa que tienen trayectorias solares semejantes. Este diagrama se genera a partir del azimut y la inclinación de la instalación, -14° y 30° respectivamente para este caso, y representa además las sombras que habría estos días a ciertas horas del día donde los sombreados lejanos afectan a los paneles solares.

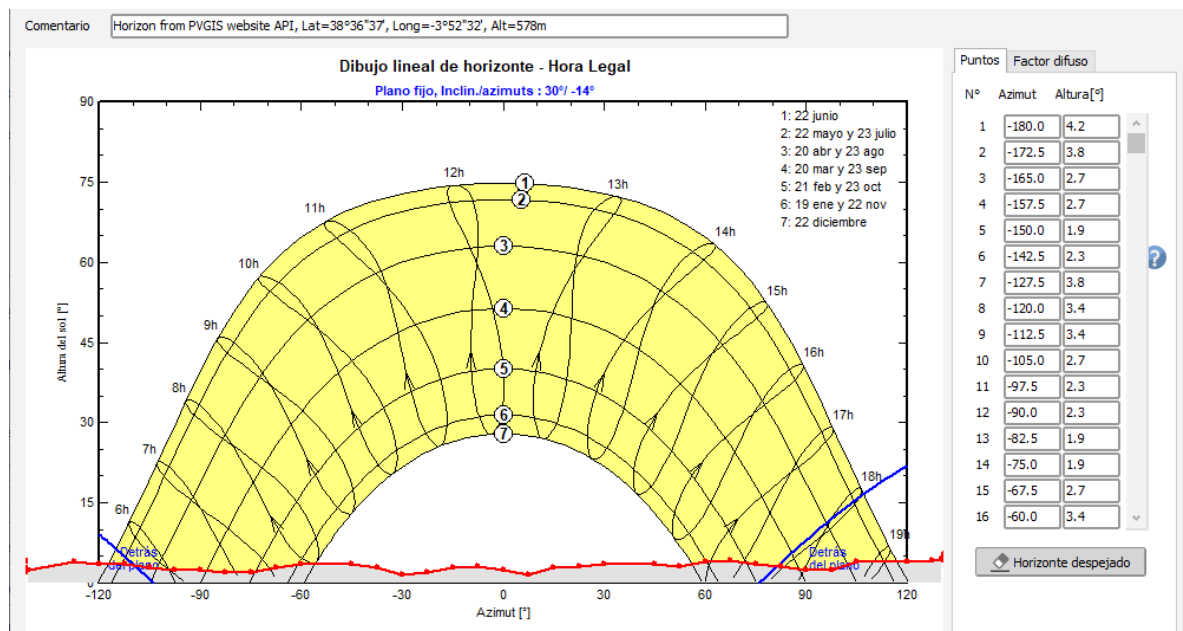


Figura 42. Pestaña "Horizonte" de PVsyst

Se ha obtenido el diagrama de la Figura 42 mediante la base de datos PVGIS, seleccionándola en el programa en la subpestaña “Leer/Importar” y en “Horizontes desde las fuentes web”.

En la gráfica se aprecian dos líneas, una azul y otra roja con un sombreado gris por debajo. Con la línea azul se puede obtener las horas del día en la que la cubierta donde serán instalados los paneles hará sombra, debido a que los rayos solares incidirán detrás de ella. Por otro lado, la línea roja marca el Horizonte, lo que significa que son las horas del día que la orografía intercepta la trayectoria solar, y proyectará sombra sobre mi planta.

En la Figura 42 se observa el hecho de que ambas circunstancias descritas ocurren a las horas de comienzo y fin de luz solar en el emplazamiento. Habiendo varios de los días que la cubierta no proyectará nada de sombra, como en la línea 6 (19 de enero y 22 de noviembre), en la que además el Horizonte mencionado anteriormente influye en la trayectoria solar antes de las 8:00 al amanecer y sobre las 17:00 al anochecer ya que son días que corresponden a una época del año con poca luz solar comparada con otras cercanas a los meses de julio y agosto.

4.5 SOMBREADOS CERCANOS

En el caso estudiado, por la parte de las sombras que pueda sufrir la instalación causadas por edificaciones o elementos de la naturaleza, como árboles, no hay que considerar ninguna. Debido a los medios disponibles en Google Earth y Google Maps y la ubicación del emplazamiento, no se posee una imagen en 3D donde se pueda apreciar de manera exacta lo comentado, en este caso gracias a las Figuras 18 y 19 se puede observar aceptablemente el hecho de que no hay sombras que puedan afectar al rendimiento de los paneles solares.

Por lo que se refuerza la selección de la ubicación para la instalación. La cubierta sobre la que estarán los módulos solares coplanares no sufre sombra alguna aparte de la mencionada cuando el sol está posicionado detrás de la cubierta y ella misma provoca la sombra, pero

este hecho ya se ha tenido en cuenta en el apartado 4.4, en cambio el tejado ubicado al lado de la cubierta sí podría tener alguna sombra por postes de luz o antenas.

No obstante, el programa PVsyst requiere que se detallen los sombreados cercanos a la instalación fotovoltaica, además de la instalación propia y el edificio u objeto que la soporte, insistiendo en la inclinación de los paneles y su orientación sobre el Sur geográfico. Con el fin de obtener una visión más adecuada y detallada de la ubicación de los paneles, se ha procedido a diseñar el modelo 3D de la cubierta ubicando los paneles sobre ella, simulándola como si fuese un tejado con soporte bajo él debido al efecto nulo que tiene el hecho de que sea solamente una cubierta con o sin soporte donde se encuentren instalados los módulos fotovoltaicos. En PVsyst no es posible diseñar una cubierta con unos soportes en forma de vigas como ocurre en la realidad del emplazamiento.

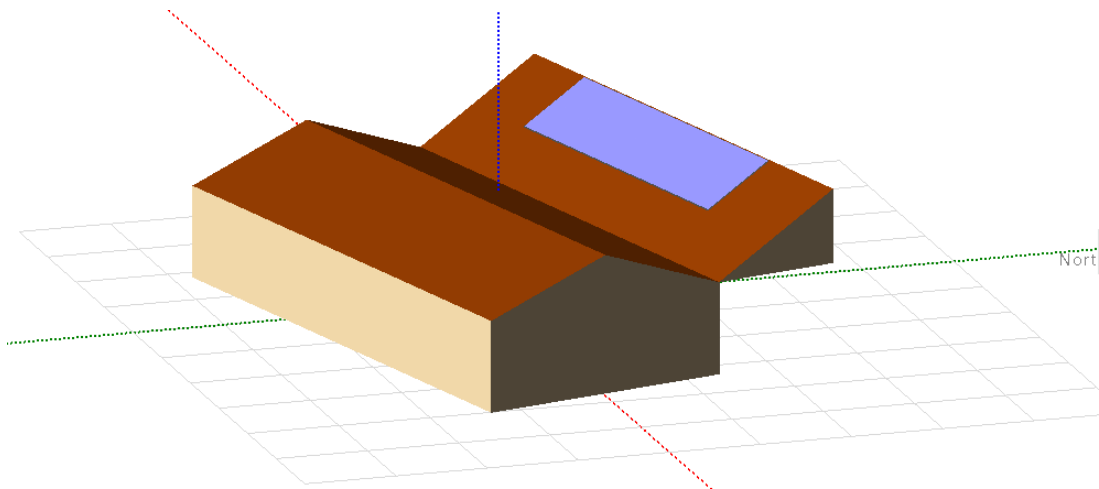


Figura 43. Diseño 3D con PVsyst de la instalación en la cubierta. Elaboración propia

Además, en la Figura 43 se observa que se ha incluido el diseño 3D la nave donde se encuentran la mayoría de los consumos energéticos y donde ocurre la actividad de la explotación.

4.6 AUTOCONSUMO

En el siguiente apartado, perteneciente a PVsyst, es necesario para poder introducir en el programa el consumo energético mensual por parte de la explotación, con el objetivo de poder analizar la cantidad de energía generada que será posible usar para autoabastecer a los aparatos de la nave industrial a lo largo del año, teniendo en cuenta la posibilidad de producción de energía solar fotovoltaica cada mes debido a las horas de sol y la irradiancia que son distintas dependiendo el mes en el que nos encontramos.

Por lo que los valores que se mostraron en la Tabla 4 se introducen en el programa en la pantalla siguiente:

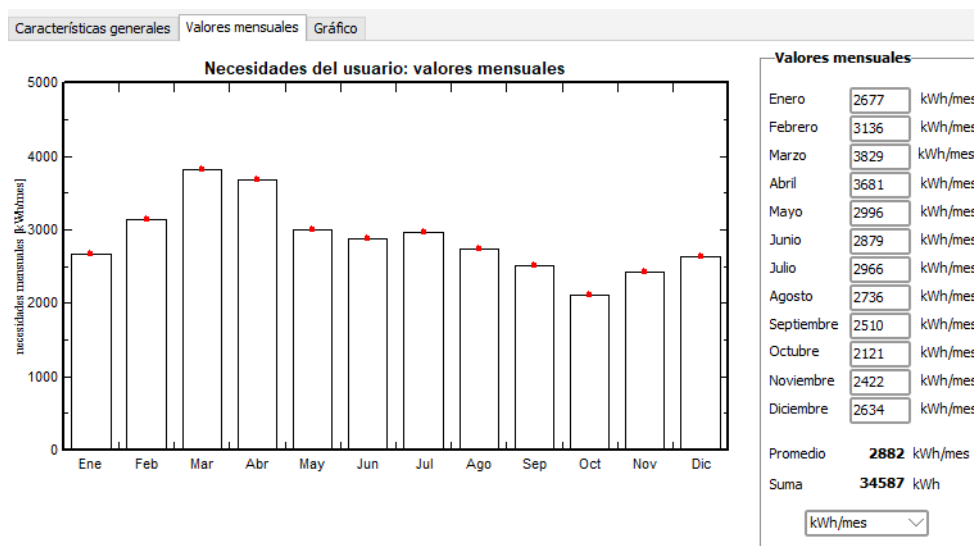


Figura 44. Pantalla "Autoconsumo" de PVsyst

Además, se aprecia en la Figura 44, que el programa realiza una gráfica con la altura de las barras similar a la realizada en la Figura 35.

4.7 ESTRUCTURAS SOPORTE, PROTECCIONES, CABLEADO Y CONTADOR BIDIRECCIONAL

Los módulos fotovoltaicos deben estar sobre unas estructuras soportes que se encontrarán atornilladas a la cubierta. Para este caso se han escogido las estructuras SUNFER 01V4, las cuales permitirán que los paneles se puedan colocar coplanares y de forma vertical. Las medidas máximas de las placas deben ser 2279 x 1150mm, y espesores entre 30 y 45 mm, lo cual las placas escogidas cumplen.



Figura 45. Colocación de los paneles solares sobre las estructuras soporte. Fuente: Neogare

La estructura soporte es de aluminio de alta calidad, siendo los tornillos de acero inoxidable. La garantía de las estructuras es la misma que la de los paneles, de 25 años.

Cada estructura se vende para el soporte de cuatro módulos, por lo que serán necesarios 8 estructuras y su precio es de 167,6€ cada estructura. [25]

De las protecciones necesarias para la instalación mencionadas en el apartado 2.2.4, los modelos de cada uno que se utilizarán en el proyecto son:

- Interruptor magnetotérmico. Este interruptor debe permitir la circulación de las corrientes máximas permitidas por el inversor. Siendo esta 25 A, se procede a seleccionar el interruptor ICP-M 4P 30A de Schneider 11975. [26]
- Fusible. Para la elección de la corriente del fusible se ha establecido el criterio de que su corriente nominal deber ser mayor a 1,3 veces la corriente de cortocircuito de los paneles solares, la cual es 14,13 A. Por lo que los fusibles que se elijan deben tener una corriente nominal mayor que 18,37 A. Se seleccionan los fusibles de 20 A con 1000 V_{DC} y bases portafusibles de 10x38 mm. [27] [32]
- Interruptor automático diferencial. El interruptor diferencial debe ser de la misma corriente o superior a la corriente del interruptor magnetotérmico, por lo que se selecciona el interruptor diferencial 4P 40A 300MA 6KA Tipo AC, del fabricante RASMACOR. [28]

Por otra parte, la sección del cableado será calculada conforme el criterio de la caída de tensión establecido por el Reglamento de Baja tensión. La fórmula para poder calcularla es: [29]

$$S = \frac{2 * L * I}{\gamma * AV}$$

Ecuación 3. Cálculo de la sección de los cables

El significado y valor de cada parámetro es el siguiente:

- S = Sección de los cables (mm²)
- L = Longitud de los cables desde el inversor al punto de inyección = 6 m
- I = Corriente en el punto de máxima potencia = 13,27 A
- γ = Conductividad del aluminio en cable termoestable a 90°C = 27,8 Ω *mm²/m
- AU = Caída de tensión. Según el Reglamento de Baja tensión debe ser un 3% de la tensión nominal del sistema fotovoltaico (38,83 V), por lo que será 1,1649 V.

Con los valores indicados de los parámetros de la ecuación, el resultado es que la sección de los cables debe ser igual o superior a $4,917 \text{ mm}^2$, por lo que se escogen unos cables de sección 6 mm^2 .

Serán unos cables del fabricante TOPSOLAR PV, y el modelo SOLAR PV ZZ-F, con una intensidad máxima a soportar de 55 A, superior a las intensidades que circularán por la instalación. El coste el cableado serán de 1,67€. [30]

Por último, el contador bidireccional, más conocido como energy meter será necesario para poder monitorizar al permitir tener el control de la energía exportada e importada de la red, mostrando con detalle los balances energéticos de la instalación. La necesidad de este aparato de medida se basa en que el proyecto es de autoconsumo conectado a la red con excedentes, por lo que será necesario contabilizar estos excedentes para posteriormente poder recibir una compensación por ellos.

En este caso el contador contará con tres pinzas amperimétricas colocadas en cada una de las fases RST, lo que permitirá medir la energía importada y exportadas de la instalación fotovoltaica. El inversor elegido es el Meter trifásico Eastron SDM630 Modbus, con un precio de 147,22€, debido a su compatibilidad con el inversor del mismo fabricante, Growatt. [31]

Capítulo 5. ESTUDIO DE VIABILIDAD

5.1 ANÁLISIS ENERGÉTICO

En este apartado se realizará el estudio energético de la instalación fotovoltaica desde dos puntos de vista distintos. En primer lugar, analizando la producción y el autoconsumo en el primer año de vida útil de la instalación, en segundo lugar, se procederá a simular la instalación durante toda su vida útil, que en este caso son 25 años correspondientes a la garantía de los módulos fotovoltaicos.

5.1.1 ANÁLISIS DEL PRIMER AÑO DE LA INSTALACIÓN

La simulación en detalle del primer año de vida útil del sistema fotovoltaico, con la potencia seleccionada y los elementos necesarios para realizarla, se lleva a cabo a través del software PVsyst, el cual proporciona los resultados del año 1 en un informe completo con las tablas y gráficos necesarios para poder analizar el comportamiento energético de la instalación. Este informe detalla la energía producida, la energía que será posible destinar para autoconsumo en la explotación, la energía a exportar e importar de la red, las pérdidas del sistema mediante diagramas y el rendimiento de este.

Para poder realizar la simulación ha sido necesario introducir en el software todos los parámetros que se han ido especificando durante la memoria del proyecto, como todos los tipos de pérdidas, los consumos mensuales de la explotación y la radiación en el emplazamiento. Por ello, los resultados obtenidos gracias al programa PVsyst tienen una precisión muy alta debido a todos los detalles que se tienen en cuenta, sin redondeos en ningún parámetro que podrían causar desviaciones.

A continuación, se presentarán los resultados del informe que proporciona PVsyst sobre el primer año de vida útil de la instalación.

En primer lugar, se muestra por meses la producción total de energía que se obtiene con la instalación fotovoltaica dividida en la producción de energía útil que sale del inversor, las pérdidas que se producen en el sistema y las pérdidas producidas en los módulos fotovoltaicos.

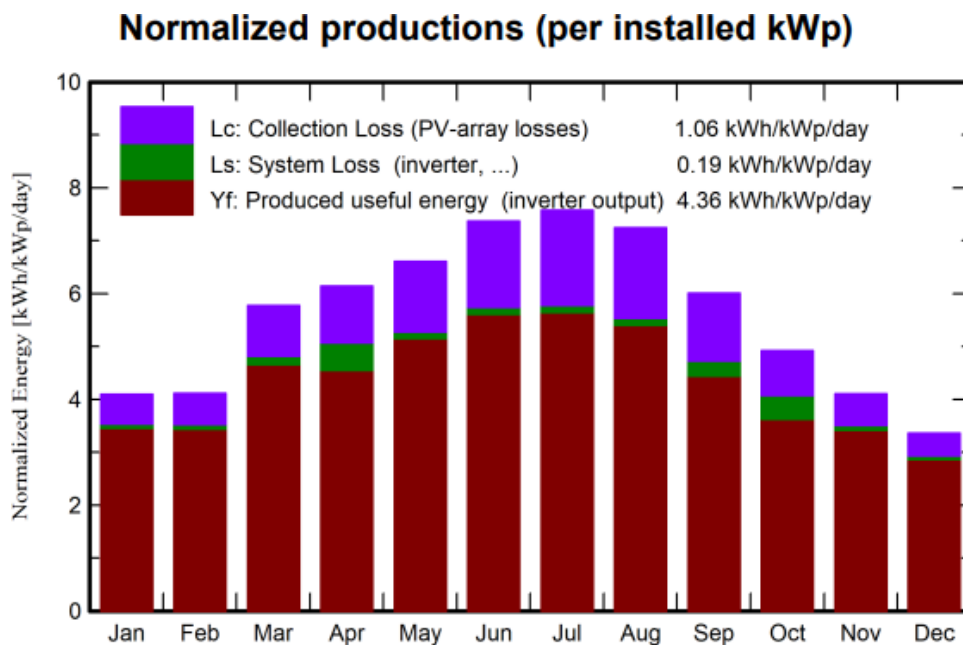


Figura 46. Producción energética y pérdidas mensuales del año 1

Se aprecia en la Figura 46 que la producción total se da en los meses de verano, básicamente debido a que la radiación es mayor en verano y en los meses cercanos a él, en comparación con los meses del periodo invernal. Además, se aprecia que, en los meses de verano, cuanto más posibilidad de producción hay, más pérdidas se producen en los paneles solares, que según el mes conforma una proporción considerable de la generación total.

Esto último mencionado se explica mediante en siguiente gráfico sobre el Performance Ratio (PR) o índice de rendimiento.

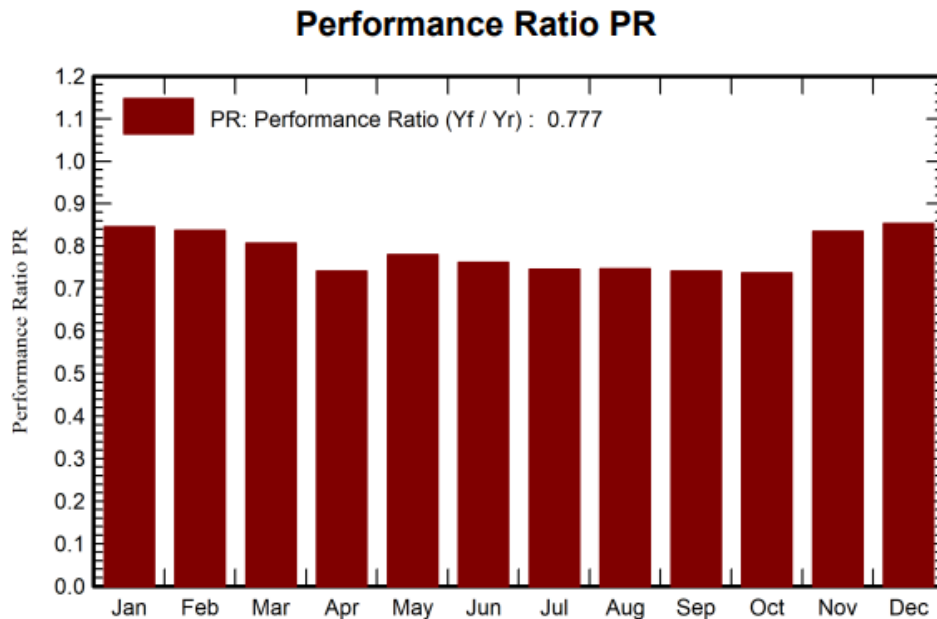


Figura 47. Performance Ratio mensual de la instalación en el año 1

En la Figura 47 se muestra el rendimiento de la instalación durante el primer año de funcionamiento. Como se ha mencionado anteriormente, en los meses de invierno se tiene un rendimiento mayor de 80%, pero el resto de los meses baja a valores cercanos al 75%. Por ello el Performance Ratio de la instalación es 0,777, como se indica en el gráfico.

La siguiente tabla ofrecida por PVsyst sirve como un resumen de la entrada y salida de la instalación fotovoltaica. Como entrada se tiene los valores de radiación global horizontal (GHI), radiación global difusa (DHI) y la temperatura ambiente en el emplazamiento. Además, se proporcionan dos parámetros adicionales, “GlobInc” correspondiente a la incidencia global en el plano de los módulos fotovoltaicos debido a su inclinación y “GlobEff” es el mismo parámetro, pero después de haber sido afectado por las sombras y las pérdidas IAM. Como parámetros de salida de la simulación se obtienen las cantidades de energía producida, energía destinada al autoconsumo, energía inyectada a la red y energía importada de la red.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	76.9	25.55	5.70	126.8	119.9	1810	2677	858	909	1818
February	84.1	37.60	8.25	115.1	109.3	1627	3136	963	626	2173
March	144.9	54.00	10.55	178.9	169.5	2462	3829	1414	965	2415
April	169.1	60.35	12.85	184.3	174.2	2509	3681	1362	891	2319
May	208.2	68.65	19.40	204.7	193.2	2697	2996	1321	1312	1675
June	234.6	65.00	24.60	221.0	208.7	2840	2879	1337	1437	1542
July	244.6	59.80	28.10	234.8	221.9	2954	2966	1365	1520	1602
August	215.4	56.70	27.95	224.4	212.2	2828	2736	1223	1539	1512
September	154.9	55.75	22.95	180.1	170.3	2340	2510	991	1209	1519
October	113.3	43.70	16.45	152.5	144.8	2082	2121	729	1123	1392
November	79.5	30.30	9.20	123.1	116.6	1735	2422	769	925	1653
December	63.4	26.20	6.45	104.1	98.7	1499	2634	758	705	1876
Year	1788.8	583.60	16.09	2049.9	1939.3	27382	34587	13090	13161	21497

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_User Energy supplied to the user
E_Solar Energy from the sun
E_Grid Energy injected into grid
EFrGrid Energy from the grid

Figura 48. Valores de radiación solar y balance energético mensual durante el año 1

A partir de los valores mostrados en la Figura 48 se aprecia que la energía producida a lo largo del año es de 27.382 kWh, aunque realmente la energía efectiva no se muestra en la tabla, pero el programa la proporciona y es de 26.251 kWh. De esta energía efectiva, se destina al autoconsumo toda la posible, en este caso 13.090 kWh, y la energía restante, 13.161 kWh se inyecta a la red recibiendo una compensación por ello. No obstante, la cantidad de energía necesaria a importar de la red es superior que estas, 21.497 kWh.

Cabe comentar que de la energía producida se consigue destinar al autoconsumo un 49,86%, valor que se puede considerar aceptable para este tipo de instalaciones, y corresponde a un 37,84% de la energía total demandada a lo largo del año, cercano al 40%. Un desglose del porcentaje de energía autoconsumida a partir de la energía producida se muestra en la siguiente figura:

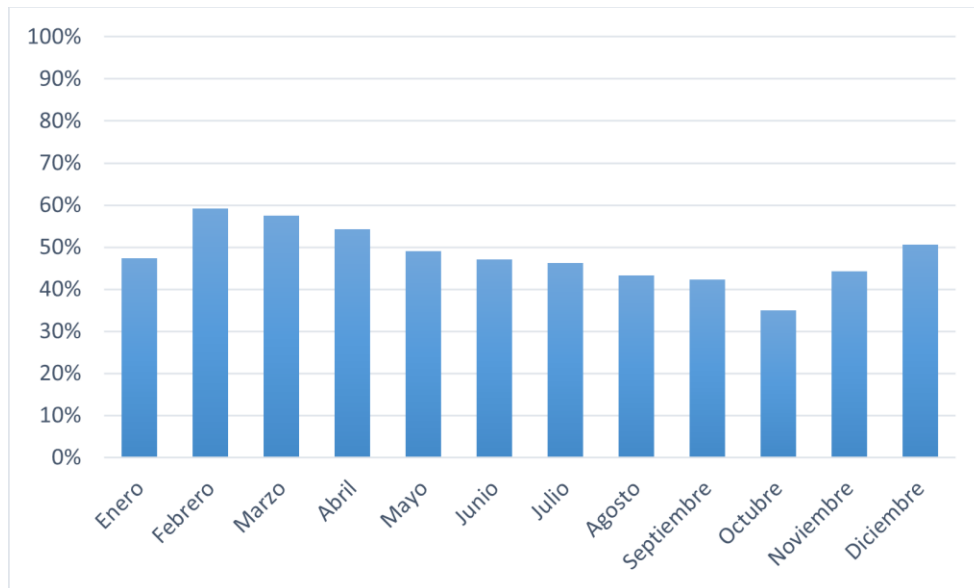


Figura 49. Porcentaje de energía consumida por mes a partir de la energía producida. Elaboración propia

Por otra parte, si se pone el foco en los meses donde la actividad de la explotación es mayor, entre febrero y abril, se aprecia que la energía generada por los módulos fotovoltaicos está bastante por debajo de la demanda de energía. En cambio, durante los meses de verano que la radiación es mayor, se llega a igualar la demanda de energía durante esos meses, incluso superándola en el mes de agosto.

Con el fin de tener una visión global de las pérdidas del sistema al completo, el programa PVsyst proporciona un diagrama de Sankey donde se pueden apreciar todos los factores de pérdidas de la instalación. Este diagrama muestra mediante flechas las distintas pérdidas que hay en la instalación, y según el grosor de estas se muestra la cantidad de cada tipo de pérdidas en proporción con las pérdidas totales del sistema.

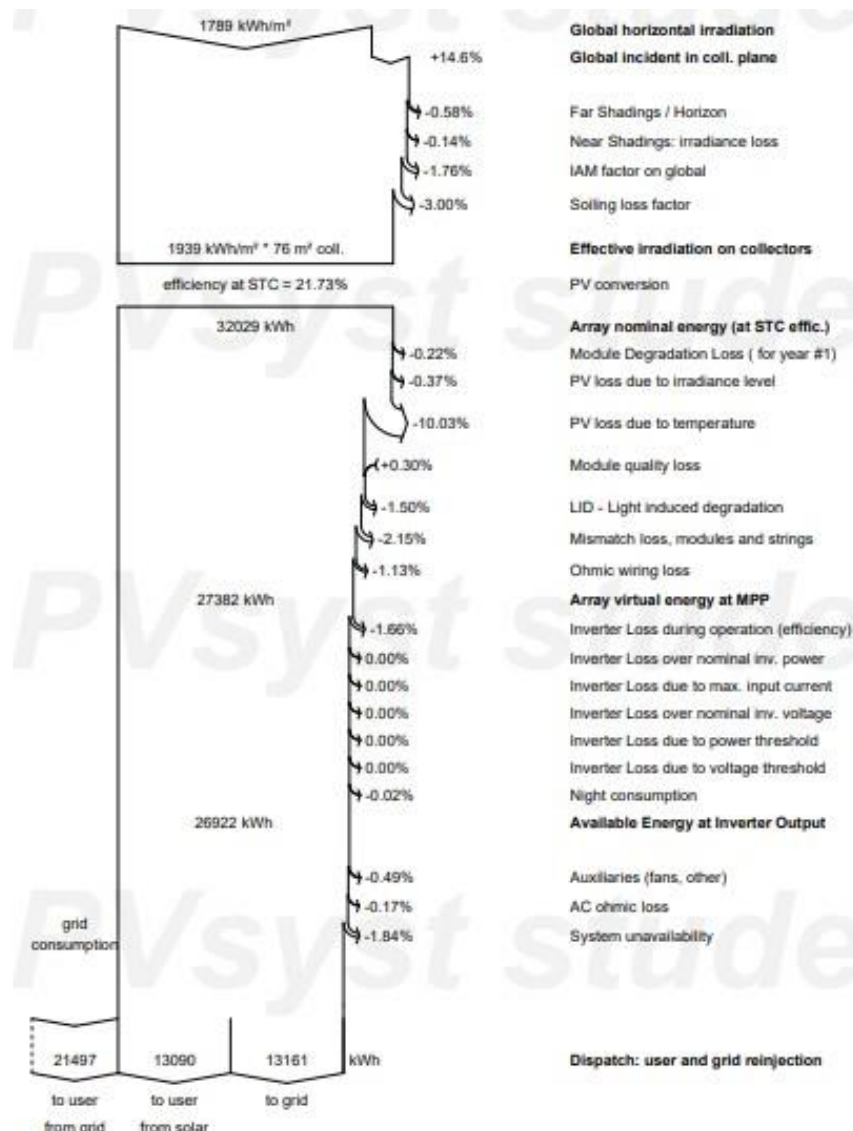


Figura 50. Diagrama Sankey de pérdidas en la instalación

En la Figura 50 se aprecia cómo se va perdiendo energía durante todo el proceso donde esta se genera y se transporta, donde se muestra que las pérdidas en los paneles solares debido a la temperatura son un 10,03% de la energía que se dispone en ese momento del proceso y que las pérdidas por indisponibilidad del sistema mencionadas en el apartado 4.3.8 son un 1,84% de la energía útil del sistema.

En el siguiente diagrama se presenta la energía solar disponible a partir de la incidencia global en el plano de los módulos fotovoltaicos, con el ángulo de 30°. Cuanta más incidencia más energía solar disponible para producir.

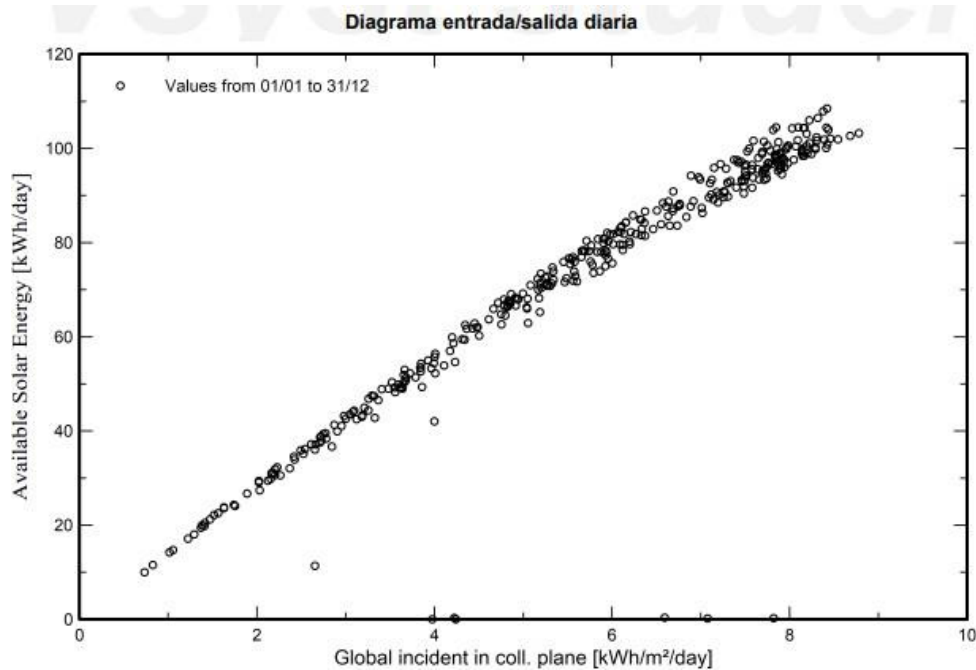


Figura 51. Energía solar disponible según la incidencia global

Finalmente, el programa PVsyst genera el esquema unifilar de la instalación que se muestra a continuación:

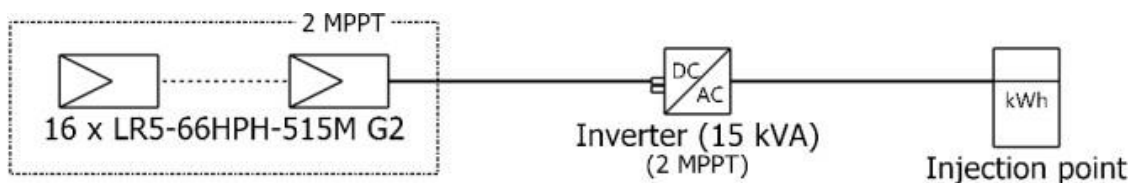


Figura 52. Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica

En la Figura 52 se encuentran los módulos fotovoltaicos elegidos del fabricante LONGi Solar, con el modelo especificado, y el inversor seleccionado del fabricante Growatt y modelo MOD 15KTL3-X.

5.1.2 ANÁLISIS DURANTE LA VIDA ÚTIL DE LA INSTALACIÓN

Para realizar el análisis energético durante todos los años de vida útil de la instalación sería necesario realizar la simulación de los 25 años de vida de los módulos fotovoltaicos con el programa PVsyst. Este análisis se realiza para poder comprobar la bajada en generación de energía que ocurre con el paso de los años debido a la degradación de los paneles solares, la cual es la principal causante de esta pérdida.

Como se ha comentado, lo ideal sería ir simulando cada año la instalación y obtener los valores exactos de generación de energía, y consecuentemente de energía autoconsumida y exportada a la red. Sin embargo, en este caso se ha considerado innecesario tener en cuenta todos los años de la vida útil, ya que la referencia de un número de años entre estos 25 será más que suficiente para poder obtener mediante una interpolación la energía producida el resto de los años. Por ello se ha decidido realizar la simulación con un intervalo de 4 años, incluyendo el año 2 y acabando con el año 25, por lo que se realizará la simulación de los años 1, 2, 4, 8, 12, 16, 20, 24 y 25.

En primer lugar, se comprobará que la pérdida de energía producida cada año mantiene la misma tendencia a bajar en una línea aproximadamente recta:

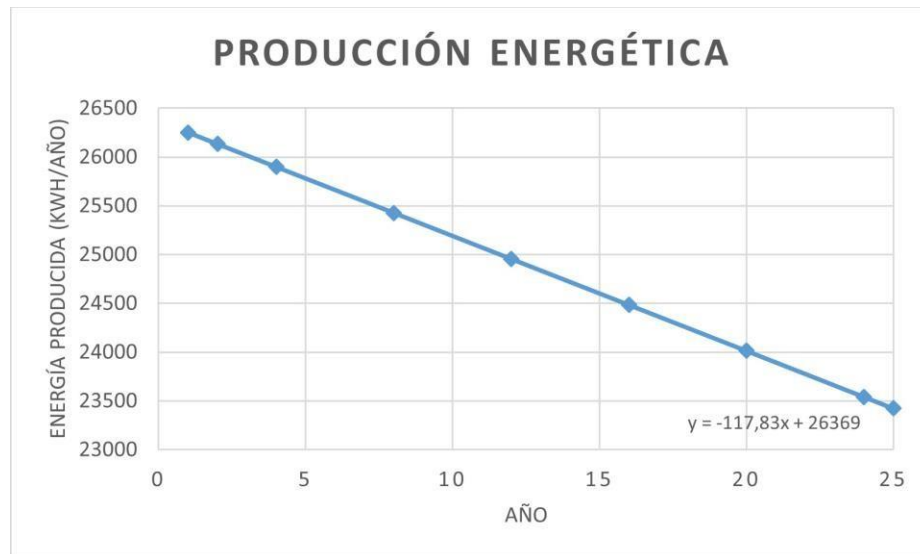


Figura 53. Línea de tendencia de la producción energética en 25 años de la instalación. Fuente: Elaboración propia

Se ha comprobado con la Figura 53 que a lo largo de los años el descenso de la producción energética debido a la degradación de los módulos fotovoltaicos sigue una línea de tendencia, cuya inclinación no varía a lo largo de los años, por lo que esta marcará la producción en los años no simulados, mediante la ecuación que aparece en el gráfico:

$$y = -117,83 * x + 26369$$

Ecuación 4. Ecuación de la línea descendente de producción energética a lo largo de los años

Gracias a la Ecuación 4 se obtienen los resultados de producción de energía en los 25 años de vida útil de la instalación. Además, al haber comprobado lo anterior, se ha realizado el mismo procedimiento para obtener la energía autoconsumida, la energía inyectada a la red y la energía importada de la red.

La energía que se produzca significa que se va a necesitar menos consumo de energía por parte de fuentes de generación no renovable, lo que conlleva que se conseguirá reducir las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero al ambiente. Según los datos

provenientes de la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) y extraídos del informe sobre factores de emisión del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ([35]), el factor de emisión de CO₂ a la atmósfera por parte de la comercializadora correspondiente a la explotación (Iberdrola) en 2022 ha sido 0,270 kg CO₂/kWh. Con esta información se puede estimar la cantidad de emisión de CO₂ que será posible evitar gracias a la instalación de los módulos fotovoltaicos para el autoconsumo. Tomando como factor de emisión de todos los años de vida útil de la planta el obtenido de 2022, en la Tabla 12 se muestra la reducción de emisión de CO₂ que se obtendrá gracias a la producción energética de cada año. En el año 1 se conseguirán reducir la emisión de 7.087,77 kg CO₂

Por lo que se obtiene la siguiente tabla de análisis energético durante 25 años:

<i>Año</i>	<i>Energía producida (kWh)</i>	<i>Energía autoconsumida (kWh/año)</i>	<i>Energía inyectada a la red (kWh/año)</i>	<i>Energía importada de la red (kWh/año)</i>	<i>Performance Ratio</i>	<i>Reducción de CO₂ en la atmósfera (kg CO₂)</i>
1	26.251	13.090	13.161	21.497	0,777	7.087,77
2	26.133	13.080	13.053	21.507	0,774	7.055,91
3	26.016	13.071	12.944	21.516	0,774	7.024,19
4	25.898	13.060	12.838	21.527	0,770	6.992,37
5	25.780	13.049	12.731	21.538	0,767	6.960,56
6	25.662	13.038	12.624	21.549	0,763	6.928,75
7	25.544	13.027	12.517	21.560	0,760	6.896,93
8	25.426	13.016	12.410	21.571	0,756	6.865,12
9	25.309	13.005	12.303	21.582	0,753	6.833,30
10	25.191	12.994	12.197	21.593	0,749	6.801,49
11	25.073	12.983	12.090	21.604	0,746	6.769,67
12	24.955	12.972	11.983	21.615	0,742	6.737,86

13	24.837	12.961	11.876	21.626	0,739	6.706,05
14	24.719	12.950	11.769	21.637	0,735	6.674,23
15	24.602	12.939	11.662	21.648	0,732	6.642,42
16	24.484	12.928	11.555	21.659	0,728	6.610,60
17	24.366	12.917	11.449	21.670	0,725	6.578,79
18	24.248	12.906	11.342	21.681	0,721	6.546,98
19	24.130	12.895	11.235	21.692	0,718	6.515,16
20	24.012	12.884	11.128	21.703	0,714	6.483,35
21	23.895	12.873	11.021	21.714	0,711	6.451,53
22	23.777	12.862	10.914	21.725	0,707	6.419,72
23	23.659	12.851	10.807	21.736	0,704	6.387,91
24	23.541	12.840	10.701	21.747	0,700	6.356,09
25	23.423	12.829	10.594	21.758	0,697	6.324,28

Tabla 12. Balance energético y rendimiento de la instalación durante los 25 años de vida útil

En la Tabla 12 se aprecia que el último año de vida útil se destinarían 12.829 kWh de energía al autoconsumo, lo que supone un 54,77% de la energía total producida. En el año 1 la energía destinada al autoconsumo corresponde a un 49,86% de la generación de energía fotovoltaica. Por lo que llegamos a la conclusión que, aunque el índice de rendimiento (PR), añadido en la tabla, disminuye conforme pasan los años, cada año se consigue que aumente el porcentaje de la energía generada que se destina al autoconsumo.

En cuanto a la energía autoconsumida durante los 25 años de vida útil de la instalación, comparando el año 1 con el año 25 la cantidad de energía que se destinará al autoconsumo solo bajará un 2%, siendo 12.829 la del último año analizado. Cabe mencionar que el balance energético de la energía necesaria a importar de la red es en referencia a la demanda energética anual establecida para el año 1, 34.587 kWh.

En cuanto a la reducción de la emisión de CO₂ a la atmósfera, con una producción energética total en los 25 años de 620.929,74 kWh, se conseguirá no emitir un total de 167,65 toneladas

de CO₂. Por lo que tanto este gas como el resto de los gases de efecto invernadero verán reducida considerablemente su emisión gracias a instalaciones solares fotovoltaicas.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

En el apartado de Análisis económico, se realizará en primera instancia el presupuesto requerido para la inversión del proyecto de instalación. Luego se realizará un estudio del ahorro económico que se va a obtener a lo largo de la vida útil de la instalación y más tarde se analizará si el proyecto es rentable económicamente.

5.2.1 INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial consiste en establecer el coste de todos los elementos a instalar necesarios para el desarrollo del proyecto, al igual que el coste de instalación y de legalización.

Para poder realizar el presupuesto inicial es necesario tener en consideración dos cuestiones. La primera es que las instalaciones de autoconsumo están exentas de todo tipo de cargos y peajes, estipulado en el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre. Y la segunda, en referencia al presupuesto, gracias a los Fondos Next-Generation, establecidos en el Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, y que se han explicado en el apartado 2.5.3, se recibe una subvención al realizar este tipo de instalaciones. En el caso de esta instalación, le corresponde el Programa de incentivos 2. En la Tabla 1 se encuentran las diferentes subvenciones que se pueden recibir. Al ser una instalación fotovoltaica de autoconsumo de potencia a instalar de 16,5 kWp y tratarse de una empresa pequeña (3 trabajadores), la subvención es de un 35% sobre el coste de la instalación.

En la tabla siguiente se presentan los costes de los distintos equipos necesario para que el proyecto diseñado se pueda instalar. Al precio unitario de cada elemento se le ha aplicado el 21% de IVA.

<i>Dispositivo</i>	<i>Vida útil</i>	<i>Precio unitario (€/unidad)</i>	<i>Unidades</i>	<i>Importe total (€)</i>
Panel solar	25	192,55	32	6.161,51
Inversor	10	1975	1	1.975
Estructuras soporte	25	167,86	8	1.342,88
Interruptor	25	29,86	1	29,86
Fusible	25	16,55	2	33,10
Portafusible	25	6,67	2	13,34
Interruptor diferencial	25	41,95	1	41,95
Cableado	25	1,67	1	1,67
Contador bidireccional	25	140,70	1	140,70
Instalación				6000
Legalización				800
Total				16.540,01
Subvención (35%)				-5.789
Total con subvención				10.751,01

Tabla 13. Estimación de la inversión inicial del proyecto

En cuanto a los apartados de instalación y legalización de la Tabla 13, se refiere tanto a los costes de mano de obra y transporte de otros materiales como a las tramitaciones necesarias para llevar a cabo todo el proyecto de la instalación fotovoltaica.

5.2.2 AHORRO OBTENIDO CON EL PROYECTO Y BALANCE ECONÓMICO

En este apartado del análisis económico se dividirá en dos partes. Por una parte, se mostrará el ahorro económico que se obtendrá al consumir parte de la energía generada a partir de los paneles solares. Por otra parte, se realizará un balance económico a partir de la cantidad de dinero que se tendrá que abonar anualmente debido a la energía necesaria de importar de la red y la cantidad que se obtendrá a partir de los excedentes de energía generada, por lo que ya se ha comentado que se recibirá una compensación económica.

Para ambos análisis es necesario establecer el precio de la energía por kWh cada año. El precio se ha obtenido de las facturas de los últimos meses antes de la realización del proyecto, y realizando un promedio de estos meses se ha obtenido un precio medio de 0,15416 €/kWh. Este precio será válido para el primer año de vida útil de la instalación, en cambio se hará el estudio para los 25 años de vida útil de los paneles solares, por lo que se considerará un aumento de la tarifa eléctrica anual del 1,5%. Se muestra en la siguiente tabla el precio que se considerará cada año:

<i>Año</i>	<i>Precio electricidad (€/kWh)</i>
1	0,15416
2	0,15647
3	0,15882
4	0,16120
5	0,16362
6	0,16607
7	0,16856
8	0,17109
9	0,17366
10	0,17626
11	0,17891
12	0,18159
13	0,18432
14	0,18708

15	0,18989
16	0,19273
17	0,19563
18	0,19856
19	0,20154
20	0,20456
21	0,20763
22	0,21074
23	0,21391
24	0,21711
25	0,22037

Tabla 14. Precio electricidad cada año de vida útil de la instalación

A partir de los valores de la Tabla 14, se pueden realizar los dos análisis mencionados anteriormente.

En primer lugar, se realizará el análisis del ahorro anual que se obtendrá con la instalación fotovoltaica. Esto será posible obtenerlo gracias la energía anual destinada al autoconsumo de la Tabla 12 y el precio la electricidad anual de la Tabla 14. En la tabla siguiente se muestra el ahorro obtenido gracias a la instalación fotovoltaica durante los 25 años de vida útil a estudiar:

Año	Energía autoconsumida (kWh)	Ahorro (€)
1	13.090	2.017,94
2	13.080	2.046,65
3	13.071	2.075,92
4	13.060	2.105,29
5	13.049	2.135,07
6	13.038	2.165,27
7	13.027	2.195,90
8	13.016	2.226,96
9	13.005	2.258,46
10	12.994	2.290,40

11	12.983	2.322,79
12	12.972	2.355,63
13	12.961	2.388,94
14	12.950	2.422,72
15	12.939	2.456,97
16	12.928	2.491,71
17	12.917	2.526,94
18	12.906	2.562,66
19	12.895	2.598,89
20	12.884	2.635,62
21	12.873	2.672,88
22	12.862	2.710,65
23	12.851	2.748,96
24	12.840	2.787,81
25	12.829	2.827,21

Tabla 15. Estimación del ahorro obtenido gracias a la energía autoconsumida en 25 años

En cuanto al ahorro que se ha estimado, este irá en aumento debido al aumento del precio de la electricidad que se ha supuesto con los años, aunque la energía autoconsumida descienda debido a la baja de la producción con los años debido a la degradación comentada de los paneles solares.

A continuación, se realiza el análisis del balance económico a lo largo de los años de vida útil de la instalación fotovoltaica. Por un lado, se encuentra la energía necesaria de importar de la red cada año, y por otro lado se encuentra la energía que se inyectará a la red debido al excedente de energía que habrá cada año. El precio que se ha determinado para estimar la compensación obtenida por los excedentes es de 0,05 €/kWh el primer año, luego el resto de los años aumentará en la misma proporción que el precio de la electricidad, un 1,5% anual. La tabla siguiente engloba ambas estimaciones mencionadas y el balance económico anual, el cual es positivo si hay que pagar más de lo que se recibe como compensación:

Año	Energía importada de la red (kWh)	Coste energía importada (€)	Energía inyectada a la red (kWh)	Compensación por excedentes (€)	Balance (€)
1	21.497	3.313,96	13.161	658,05	2.655,91
2	21.507	3.365,23	13.053	662,44	2.702,79
3	21.516	3.417,13	12.944	666,78	2.750,35
4	21.527	3.470,16	12.838	671,20	2.798,96
5	21.538	3.524,01	12.731	675,60	2.848,41
6	21.549	3.578,69	12.624	679,98	2.898,72
7	21.560	3.634,23	12.517	684,33	2.949,89
8	21.571	3.690,62	12.410	688,67	3.001,95
9	21.582	3.747,89	12.303	692,98	3.054,91
10	21.593	3.806,04	12.197	697,27	3.108,77
11	21.604	3.865,10	12.090	701,53	3.163,57
12	21.615	3.925,07	11.983	705,76	3.219,31
13	21.626	3.985,97	11.876	709,96	3.276,02
14	21.637	4.047,82	11.769	714,12	3.333,70
15	21.648	4.110,62	11.662	718,25	3.392,37
16	21.659	4.174,40	11.555	722,35	3.452,05
17	21.670	4.239,16	11.449	726,40	3.512,76
18	21.681	4.304,93	11.342	730,42	3.574,51
19	21.692	4.371,72	11.235	734,39	3.637,33
20	21.703	4.439,54	11.128	738,32	3.701,23
21	21.714	4.508,42	11.021	742,19	3.766,22
22	21.725	4.578,36	10.914	746,02	3.832,33
23	21.736	4.649,38	10.807	749,80	3.899,58
24	21.747	4.721,51	10.701	753,52	3.967,99
25	21.758	4.794,75	10.594	757,19	4.037,56

Tabla 16. Estimación de ingresos por excedentes, gastos y balance económico

La Tabla 16, aparte de mostrar el balance económico de cada año, permite comprobar el aspecto expuesto en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, y mencionado en el apartado 2.5.2, que establece que el importe recibido mediante la compensación de excedentes no

puede ser mayor al importe que hay que pagar por la energía importada de la red. Este hecho se puede comprobar a través de la columna “Balance”, la cual se mantiene positiva en todos los años analizados, por lo que el importe por la energía consumida de la red es mayor que el valor económico recibido por los excedentes que se vierten a la red.

5.2.3 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

La rentabilidad del proyecto es analizada mediante unos parámetros que permiten estudiar la viabilidad económica considerando los flujos de caja durante un tiempo determinado. Los parámetros a estudiar son el VAN, el TIR y el Pay-Back.

El VAN, Valor Actual Neto, es un indicador financiero que permite evaluar oportunidades de inversión, y se realiza sumando todos los valores actuales de los flujos de caja futuros, a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto, y restando el valor de la inversión inicial. Si el VAN resulta positivo, esto quiere decir que se generarán beneficios, el proyecto será viable y se recuperará la inversión realizada. Se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Ecuación 5. Cálculo del VAN. [33]

Siendo:

- I_o : Inversión inicial
- F_t : Flujos de dinero en cada periodo de tiempo t
- n : Número de periodos de tiempo (25 años)
- k : Tipo de interés exigido a la inversión (5%)

En cuanto al TIR, Tasa Interna de Retorno, es el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, lo que significa que es la tasa de descuento para la cual se ha recuperado la inversión. Si $TIR > k$ en este caso el proyecto sería rentable. Para calcularlo se utiliza el flujo de caja neto proyectado y el valor de la inversión inicial. La fórmula a utilizar es la correspondiente al VAN, pero igualándola a cero:

$$0 = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

Ecuación 6. Cálculo del TIR. [34]

Siendo los mismos parámetros que en la Ecuación 5.

Por último, el Pay-Back es una manera de visualizar en cuántos años se recuperarán las inversiones realizadas.

Es necesario mencionar que debido a que el inversor tiene una vida útil de 10 años, va a haber que realizar dos inversiones aparte de la inicial, en los años 10 y 20, para instalar un nuevo inversor. Además, se considerará un gasto fijo por año debido al mantenimiento de los aparatos de la instalación, como la limpieza de los paneles solares para que el rendimiento no se vea afectado.

A partir de lo que se ha comentado se presenta una tabla realizada con Excel con los flujos de cajas y varios de los parámetros descritos en los 25 años de vida útil de la instalación.

Año	Inversión	Ahorro	Flujo de caja	Flujo acumulado	VAN	Pay-Back
0	-10751,01	0	-10751,01	-10751,01	-10751,01	-10751,01
1	-400	2017,94	1617,94	-9133,07	1540,90	-9210,11
2	-400	2046,65	1646,65	-7486,42	1493,56	-7716,56
3	-400	2075,92	1675,92	-5810,50	1447,72	-6268,83
4	-400	2105,29	1705,29	-4105,21	1402,95	-4865,89
5	-400	2135,07	1735,07	-2370,14	1359,47	-3506,41

6	-400	2165,27	1765,27	-604,86	1317,27	-2189,14
7	-400	2195,90	1795,90	1191,04	1276,31	-912,82
8	-400	2226,96	1826,96	3017,99	1236,56	323,73
9	-400	2258,46	1858,46	4876,45	1197,98	1521,71
10	-2375	2290,40	-84,60	4791,84	-51,94	1469,77
11	-400	2322,79	1922,79	6714,63	1124,21	2593,98
12	-400	2355,63	1955,63	8670,26	1088,97	3682,95
13	-400	2388,94	1988,94	10659,20	1054,78	4737,73
14	-400	2422,72	2022,72	12681,92	1021,61	5759,34
15	-400	2456,97	2056,97	14738,90	989,44	6748,78
16	-400	2491,71	2091,71	16830,61	958,24	7707,02
17	-400	2526,94	2126,94	18957,55	927,98	8635,00
18	-400	2562,66	2162,66	21120,21	898,63	9533,63
19	-400	2598,89	2198,89	23319,10	870,17	10403,80
20	-2375	2635,62	260,62	23579,72	98,23	10502,03
21	-400	2672,88	2272,88	25852,60	815,83	11317,86
22	-400	2710,65	2310,65	28163,25	789,90	12107,75
23	-400	2748,96	2348,96	30512,21	764,75	12872,51
24	-400	2787,81	2387,81	32900,02	740,38	13612,89
25	-400	2827,21	2427,21	35327,23	716,76	14329,65
					VAN	14.329,65 €
					TIR	15%

Tabla 17. Análisis de la rentabilidad de la instalación con subvención

La Tabla 17 revela información relevante. Después de los 25 años de vida útil de la instalación, el VAN tiene un valor mayor que cero, por lo que se recuperará la inversión realizada y el proyecto será viable, y las ganancias serán 14.329,65€ al final del proyecto. Por otro lado, el TIR=15%, por lo que es mayor al valor de “k”, y el proyecto será más que rentable en este periodo de tiempo debido al valor tan alto del TIR.

En cuanto al tiempo que se tardará en rentabilizar el proyecto, según el Pay-Back obtenido, el proyecto tardará alrededor de 7 años en salir rentable, siendo el año 8 de la instalación en el que se empezará a recuperar lo invertido.

Por otro lado, se ha estudiado la rentabilidad del proyecto si no se optase a la subvención de los Fondos Next-Generation y se obtiene lo siguiente:

Año	Inversión	Ahorro	Flujo de caja	Flujo acumulado	VAN	Pay-Back
0	-16540,01	0	-16540,01	-16540,01	-16540,01	-16540,01
1	-400	2017,94	1617,94	-14922,07	1540,90	-14999,12
2	-400	2046,65	1646,65	-13275,43	1493,56	-13505,56
3	-400	2075,92	1675,92	-11599,50	1447,72	-12057,84
4	-400	2105,29	1705,29	-9894,21	1402,95	-10654,89
5	-400	2135,07	1735,07	-8159,14	1359,47	-9295,42
6	-400	2165,27	1765,27	-6393,87	1317,27	-7978,14
7	-400	2195,90	1795,90	-4597,97	1276,31	-6701,83
8	-400	2226,96	1826,96	-2771,01	1236,56	-5465,27
9	-400	2258,46	1858,46	-912,56	1197,98	-4267,29
10	-2375	2290,40	-84,60	-997,16	-51,94	-4319,23
11	-400	2322,79	1922,79	925,63	1124,21	-3195,02
12	-400	2355,63	1955,63	2881,26	1088,97	-2106,05
13	-400	2388,94	1988,94	4870,20	1054,78	-1051,27
14	-400	2422,72	2022,72	6892,92	1021,61	-29,66
15	-400	2456,97	2056,97	8949,90	989,44	959,78
16	-400	2491,71	2091,71	11041,61	958,24	1918,01
17	-400	2526,94	2126,94	13168,55	927,98	2845,99
18	-400	2562,66	2162,66	15331,21	898,63	3744,62
19	-400	2598,89	2198,89	17530,09	870,17	4614,80
20	-2375	2635,62	260,62	17790,72	98,23	4713,02
21	-400	2672,88	2272,88	20063,59	815,83	5528,85
22	-400	2710,65	2310,65	22374,24	789,90	6318,75
23	-400	2748,96	2348,96	24723,21	764,75	7083,50
24	-400	2787,81	2387,81	27111,02	740,38	7823,89
25	-400	2827,21	2427,21	29538,23	716,76	8540,65
VAN					8.540,65 €	
TIR					9%	

Tabla 18. Análisis de la rentabilidad de la instalación sin subvención

En el caso sin subvención se aprecia que la inversión inicial aumenta a cerca de 16.500€, lo que corresponde con un precio de alrededor de 1.000€/kWp.

En este caso la rentabilidad sigue siendo visible con el $VAN > 0$ y el $TIR > k$, aunque con valores más bajos. En cuanto al periodo de recuperación, hay un cambio considerable, ya que se alargaría el tiempo hasta que se recupere la inversión realizada a 14 años, el doble que sin subvención. Hecho que remarca lo beneficioso que pueden llegar a ser las ayudas económicas para este tipo de proyectos, y que hacen que sea más llamativo instalar paneles solares para autoconsumo.

5.3 TRÁMITES PARA LA LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Con el fin de que se pueda realizar el proyecto de la instalación solar fotovoltaica para autoconsumo es necesario establecer el procedimiento que hay que cumplir para poder legalizar el proyecto en cuestión.

La instalación solar fotovoltaica para autoconsumo es de baja tensión con excedentes conectada a la red. Para estas instalaciones de menos de 100 kW de potencia instalada se requieren los siguientes trámites [36]:

- Para instalaciones de potencia mayor a 10 kW, como es el caso, se debe entregar un proyecto técnico del diseño de la instalación.
- Es necesario que la compañía instaladora solicite a la distribuidora el CAU (Código de Autoconsumo). Además, el proceso de tramitación de acceso y conexión a la red de distribución debe ser llevado a cabo también por la compañía instaladora, será necesario también la presentación de avales y/o garantías.
- Se ha consultado en la Ley 2/2020, de 7 de febrero, de Evaluación Ambiental de Castilla-La Mancha, y no es necesario solicitar autorizaciones ambientales y de utilidad pública.

- En el caso analizado, no es necesario pedir una licencia de obras, solamente será necesario realizar una comunicación de obra al ayuntamiento de Villanueva de San Carlos.
- Para obtener los certificados de instalación y/o certificados de fin de obra se lleva a cabo mediante el CIE (Certificado de Instalación Eléctrica) que se entrega a la Dirección General de Transición Energética de la Junta de Castilla-La Mancha.
- Al ser necesario suscribir un Contrato de suministro de energía de servicios auxiliares, también se requiere un Contrato de acceso.
- Elaboración del Contrato de compensación de excedentes entre el productor y la comercializadora asociada.
- Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica.

Capítulo 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En el proyecto se ha buscado cumplir los objetivos establecidos en la introducción de la memoria. La fundamentación del trabajo se basa en conseguir que la explotación sea en ciertas partes del día autosuficiente gracias a la energía proveniente de los módulos fotovoltaicos. Con la intención de reducir el consumo de electricidad proveniente de energía no renovable para conseguir un menor impacto medioambiental en la zona del emplazamiento. Porque una sola instalación no va a tener un gran impacto, pero puede ser un ejemplo en el que se basen otras explotaciones cercanas a esta y provocar una reducción de emisiones de carbono.

La instalación se compondrá de 32 módulos fotovoltaicos de 515 Wp del fabricante LONGi Solar distribuidos en dos cadenas de 16 paneles instalados coplanares a la cubierta de la nave industrial, y el inversor será de 15 kW del fabricante Growatt, por lo que la instalación será de 16,5 kWp y 15 kW nominales. Se tratará de una instalación fotovoltaica de modalidad autoconsumo con compensación de excedentes por parte de la comercializadora.

Gracias a esta instalación se obtendrán los siguientes resultados en el emplazamiento donde la radiación global horizontal es de 1.788,8 kWh/m²/año y la demanda anual es de 34.587 kWh. En el primer año de la instalación se consigue que el rendimiento sea del 77,7%, produciéndose de manera efectiva un total de 26.252 kWh, de los cuales un 49,86% irán destinados a abastecer el consumo energético de la instalación, esto supone un 37,84% de la demanda anual. Por otra parte, en el último año de vida útil de la instalación el rendimiento bajará al 70% pero se obtendrá una mayor proporción de energía que se destine al autoconsumo, un 54,77% de la producida.

Por la parte económica, para poder hacer realidad el proyecto es necesario una inversión inicial de 10.751,01€. Con la instalación ya realizada, a lo largo de los 25 años analizados,

se obtendrá un ahorro medio de 2.401,13€/año, rebajando el gasto medio anual a 3.301,49€. Además, para reforzar el hecho de que el proyecto es rentable económicamente, el parámetro Pay-Back demuestra que al cabo de 7 años se habrá recuperado toda la inversión realizada, obteniéndose un $VAN > 0$ y un valor del parámetro $TIR > k$ (5%).

Durante la realización del proyecto, en el que se han analizado la posible instalación de dos casos distintos, decantándose finalmente por el que más energía producía, se han encontrado obstáculos en términos de disponibilidad de recursos para las potencias elegidas a instalar en cada caso, tanto por parte de inversores como por parte de módulos fotovoltaicos. Además, en cuanto a la búsqueda de precios de estos elementos de la instalación ha habido que ponerse en contacto con distintos ingenieros y comerciales para obtener ciertos datos.

Para concluir, me gustaría mencionar que la realización de este proyecto ha sido una experiencia gratificante de la que he aprendido mucho en diversos aspectos técnicos y económicos. Como proyecto futuro, se podría realizar este mismo proyecto, pero con opción de almacenamiento (baterías), dado que, aunque el valor de la inversión inicial en estos momentos aumentaría considerablemente, con el tiempo se sacaría un mayor rendimiento a la instalación al completo. Esto se debe a que toda la energía excedente que es necesario exportar a la red por una compensación muy baja, dependiendo de la capacidad de las baterías se podría almacenar gran parte de ella y utilizar esta energía cuando no se esté produciendo la suficiente energía por parte de los paneles solares, lo que supondría un ahorro mayor de factura eléctrica.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] BOE (Boletín Oficial del Estado). (2021, 21 de mayo). Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. <https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7/con>.
- [2] Red Eléctrica de España. (2021). Informe sobre el sistema eléctrico español en 2021 [PDF]. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2022-08/InformeSistemaElectrico_2021.pdf.
- [3] Agencia Internacional de Energía. (2022). Renewables 2022: Analysis and Forecast to 2027 [Executive summary]. <https://www.iea.org/reports/renewables-2022/executive-summary>.
- [4] Agencia Internacional de Energía. (2022). Solar PV: Tracking progress 2022. <https://www.iea.org/reports/solar-pv>.
- [5] Operador del Sistema Eléctrico de España (REE). (2023). Informe Renovables 2022 [PDF]. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/Informe_Renovables_2022.pdf
- [6] APPA. (2022). Informe Anual Autoconsumo Fotovoltaico 2022 [PDF]. <https://www.appa.es/wp-content/uploads/2023/02/Informe-Anual-Autoconsumo-Fotovoltaico-2022.pdf>
- [7] Energy Education. Célula fotovoltaica. En Enciclopedia de Energía. https://energyeducation.ca/Enciclopedia_de_Energia/index.php/C%C3%A9lula_fotovoltaica
- [8] Apuntes profesora Consuelo Alonso Alonso
- [9] Universidad de Jaén. Célula Solar. http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_04.htm
- [10] Helioesfera. La Radiación Solar. <https://www.helioesfera.com/la-radiacion-solar/>
- [11] BOE (Boletín Oficial del Estado). (2019, 6 de abril). Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>

- [12] APPA Autoconsumo. (2022). Marco regulatorio autoconsumo. <https://www.appa.es/appa-autoconsumo/marco-regulatorio-autoconsumo/>
- [13] BOE (Boletín Oficial del Estado). (2021, 30 de junio). Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-10824>
- [14] Naciones Unidas. (2023). Objetivos de Desarrollo Sostenible. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [15] Consejería de Desarrollo Sostenible, Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha. Clima. Recuperado de <https://www.castillalamancha.es/clm/enelcorazondeespanna/clima>
- [16] Greening-e. ¿Cuántas horas de sol tenemos en España por provincias? <https://greening-e.com/cuantas-horas-de-sol-tenemos-en-espana-por-provincias/>
- [17] Albasolar. Elementos de protección de la instalación fotovoltaica. <https://albasolar.es/elementos-de-proteccion-de-la-instalacion-fotovoltaica/#:~:text=Se%20suelen%20instalar%20seccionadores%2C%20protecciones,diferenciales%20y%20protecciones%20contra%20sobretensiones>
- [18] Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). Valores mensuales 1981-2010. https://www.aemet.es/es/conocermas/recursos_en_linea/publicaciones_y_estudios/publicaciones/detalles/Valores_mensuales_1981_2010
- [19] Nova Esfera. (2023, 19 de marzo). Autoconsumo con excedentes: Iberdrola, ahorro y rentabilidad energética para tu hogar. Nova Esfera. <https://www.novaesfera.es/autoconsumo-con-excedentes-iberdrola-ahorro-y-rentabilidad-energetica-para-tu-hogar/#:~:text=%C2%BFEn%20qu%C3%A9%20cantidad%20Iberdrola%20remunera,%200%2C055%20euros%20por%20kWh.>
- [20] Tunergia. (2022, 11 de abril). Diferencias entre potencia pico y nominal. <https://www.tunergia.es/post/diferencias-potencia-pico-nominal>

- [21] Industry Insights. (2022, 8 de febrero). Los 10 mayores fabricantes de módulos solares. <https://www.industryinsights.eu/es/2022/02/08/los-10-mayores-fabricantes-de-modulos-solares/>
- [22] Tienda Solar. Paneles Solares. <https://tienda-solar.es/es/1923-paneles-solares>
- [23] Otovo. Fabricantes de inversores. Otovo Blog. <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/fabricantes-inversores/>
- [24] AutoSolar. Inversor Trifásico Growatt MOD 13KTL3-X. AutoSolar. <https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-trifasico-growatt-mod-13ktl3-x>
- [25] Neogare. Estructura coplanar atornillado para cubiertas de teja Sunfer 01V4. <https://neogare.com/estructuras/88-estructura-coplanar-atornillado-para-cubiertas-de-teja-sunfer-01v4-8445452000048.html>
- [26] Webmatel. Interruptor de Control de Potencia (ICP) M 4P 30A Schneider. <https://www.webmatel.com/interruptor-de-control-de-potencia-icp-m-4p-30a-schneider-11975>
- [27] Autosolar. Fusible 20A 1000VDC. <https://autosolar.es/fusibles/fusible-20a-1000vdc-10x38>
- [28] Amazon. RASMACOR Interruptor Diferencial Sensibilidad y Medida https://www.amazon.es/RASMACOR-Interruptor-Diferencial-Sensibilidad-y-Medida/dp/B0B8XSDRTJ/ref=sr_1_1_sspa?adgrpid=139772608064&hvadid=580415251672&hvdev=c&hvlocphy=1005456&hvnetw=g&hvqmt=e&hvrnd=2035124830576686658&hvtargid=kwd-1943961519023&hydadcr=977_1886845&keywords=diferencial+35&qid=1688577789&sr=8-1-spons&sp_csd=d2lkZ2V0TmFtZT1zcF9hdGY&psc=1
- [29] Prysmian Club. (2020, 13 de marzo). N°1 Cálculo para obtener la sección por caída de tensión - Ejemplo de cálculo. <https://www.prysmianclub.es/no1-calculo-para-obtener-la-seccion-por-caida-de-tension-ejemplo-de-calculo/>
- [30] AutoSolar. Cable unifilar 6 mm² Solar PV ZZ-F Negro. <https://autosolar.es/cable-unifilar/cable-unifilar-6-mm2-solar-pv-zz-f-negro>
- [31] Tiensol. Meter Growatt Trifásico Easton. <https://tiensol.es/accesorios-de-inversores-red/172-meter-growatt-trifasico-easton.html>
- [32] Ilumitec. Base portafusibles carril DIN 10x38 Legrand. <https://www.ilumitec.es/base-portafusibles-carril-din-10x38-legrand>

- [33] Economía3. (2022, 16 de agosto). Valor Actual Neto: ¿Qué es y cómo se calcula de manera correcta?. <https://economia3.com/valor-actual-neto/>
- [34] Sage. (2021, 23 de noviembre). Tasa interna de retorno (TIR): ¿Qué es y cómo se calcula?. <https://www.sage.com/es-es/blog/tasa-interna-de-retorno-tir-que-es-y-como-se-calcula/>
- [35] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023, junio). Factores de emisión de gases de efecto invernadero [PDF]. https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factoresemision_tcm30-479095.pdf
- [36] Selectra. Normativa sobre autoconsumo. <https://selectra.es/autoconsumo/info/normativa>
- [37] AterSA. Paneles solares fotovoltaicos. https://atersa.shop/paneles-solares-fotovoltaicos/?filter_rango-potencia=501-700&query_type_rango-potencia=or

ANEXO I. INFORME DE SIMULACIÓN ENERGÉTICA DEL AÑO 1 CON PVSYS



Version 7.3.4

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: La Alameda 1

Variant: GrowattMOD/LongiSolar con 16.5 kWp y 15 kWn

Tables on a building

System power: 16.48 kWp

La Alameda - España

Author
Gonzalo Martin (spain)



PVsyst V7.3.4

VCE, Simulation date:
03/07/23 13:18
with v7.3.4

Project: La Alameda 1

Variant: GrowattMOD/LongiSolar con 16.5 kWp y 15 kWn

Gonzalo Martin (spain)

Project summary

Geographical Site

La Alameda

España

Situation

Latitude 38.61 °N
Longitude -3.88 °W
Altitude 578 m
Time zone UTC

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

La Alameda

Valor promedio Bases de datos Meteonorm y PVGIS - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 1

PV Field Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 30 / -14 °

Tables on a building

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Monthly values

System information

PV Array

Nb. of modules

32 units

Pnom total

16.48 kWp

Inverters

Nb. of units

1 unit

Pnom total

15.00 kWac

Pnom ratio

1.099

Results summary

Produced Energy

26228 kWh/year

Specific production

1591 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

77.64 %

Used Energy

34587 kWh/year

Solar Fraction SF

37.85 %

Table of contents

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



PVsyst V7.3.4
VCE, Simulation date:
03/07/23 13:18
with v7.3.4

Project: La Alameda 1

Variant: GrowattMOD/LongiSolar con 16.5 kWp y 15 kWn

Gonzalo Martin (spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 30 / -14 °

Horizon

Average Height 3.2 °

Tables on a building

Sheds configuration

Near Shadings

Linear shadings

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteorom

Circumsolar separate

User's needs

Monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
2.68	3.14	3.83	3.68	3.00	2.88	2.97	2.74	2.51	2.12	2.42	2.63	34.6	MWh/mth.

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Model

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 515 Wp

Number of PV modules 32 units

Nominal (STC) 16.48 kWp

Modules 2 Strings x 16 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 15.11 kWp

U mpp 558 V

I mpp 27 A

Total PV power

Nominal (STC) 16 kWp

Total 32 modules

Module area 76.0 m²

Cell area 70.3 m²

Inverter

Manufacturer

Model

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 15.0 kWac

Number of inverters 1 unit

Total power 15.0 kWac

Operating voltage 140-1000 V

Phom ratio (DC:AC) 1.10

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 15 kWac

Number of inverters 1 unit

Phom ratio 1.10

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 15.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module average degradation

Year no 1

Loss factor 0.46 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year

Vmp RMS dispersion 0 %/year

DC wiring losses

Global array res. 341 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP



PVsyst V7.3.4

VCE, Simulation date:
03/07/23 13:18
with v7.3.4

Project: La Alameda 1

Variant: GrowattMOD/LongiSolar con 16.5 kWp y 15 kWn

Gonzalo Martin (spain)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

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

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 0.48 % at STC
Inverter: MOD 15KTL3-X
Wire section (1 Inv.) Alu 1 x 3 x 4 mm²
Wires length 6 m



PVsyst V7.3.4

VCE, Simulation date:
03/07/23 13:18
with v7.3.4

Project: La Alameda 1

Variant: GrowattMOD/LongiSolar con 16.5 kWp y 15 kWn

Gonzalo Martin (spain)

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=38°36'37", Long=-3°52'32", Alt=578m

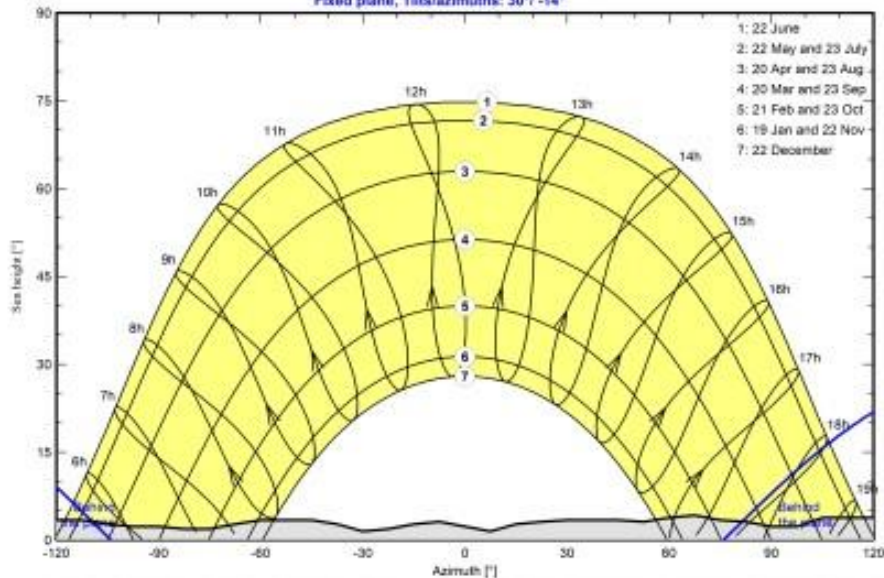
Average Height 3.2 °
Diffuse Factor 0.98
Albedo Factor 0.87
Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-128	-120	-113	-105	-98
Height [°]	4.2	3.8	2.7	2.7	1.9	2.3	3.8	3.4	3.4	2.7	2.3
Azimuth [°]	-90	-83	-75	-68	-60	-45	-38	-30	-23	-15	-8
Height [°]	2.3	1.9	1.9	2.7	3.4	3.4	2.7	1.5	1.9	2.7	3.1
Azimuth [°]	0	8	15	23	30	45	53	60	68	75	83
Height [°]	2.3	1.5	2.7	3.1	3.4	3.4	3.1	3.8	4.2	3.4	3.1
Azimuth [°]	90	98	105	120	128	143	150	158	165	173	180
Height [°]	2.3	2.3	3.8	3.8	4.2	5.0	5.0	4.2	4.6	5.3	4.2

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilt/azimuths: 30°/-14°





PVsyst V7.3.4

VCE, Simulation date:
03/07/23 13:18
with v7.3.4

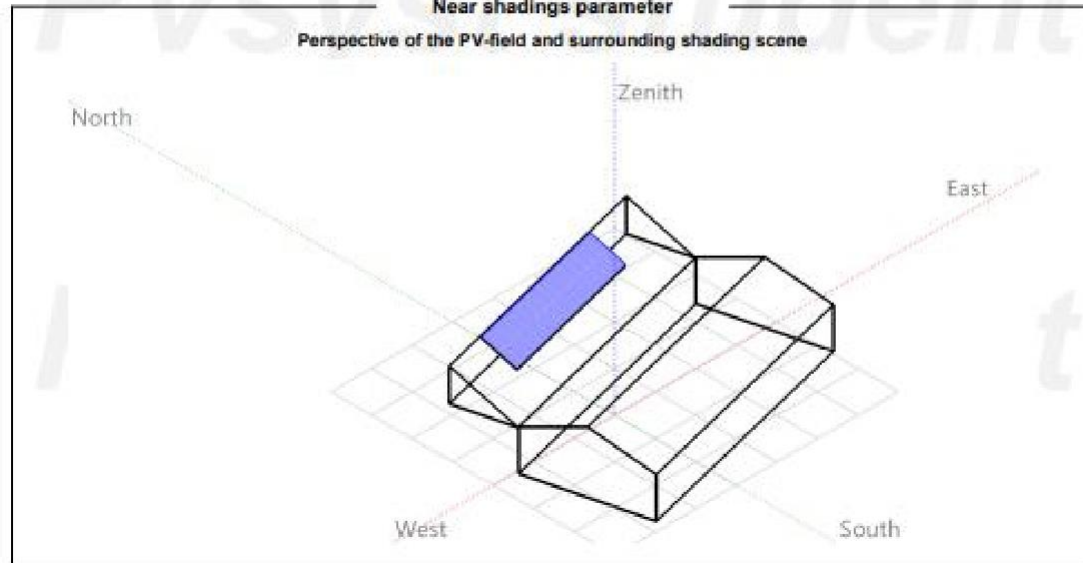
Project: La Alameda 1

Variant: GrowattMOD/LongiSolar con 16.5 kWp y 15 kWh

Gonzalo Martin (spain)

Near shadings parameter

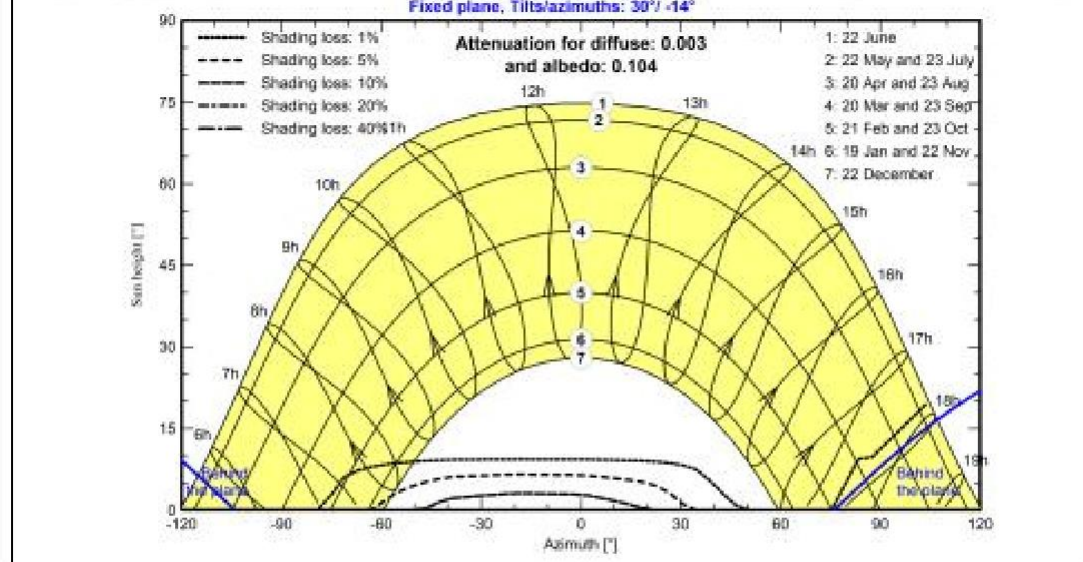
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/-14°





PVsyst V7.3.4

VCE, Simulation date:
03/07/23, 13:18
with v7.3.4

Project: La Alameda 1

Variant: GrowattMOD/LongiSolar con 16.5 kWp y 15 kWh

Gonzalo Martin (spain)

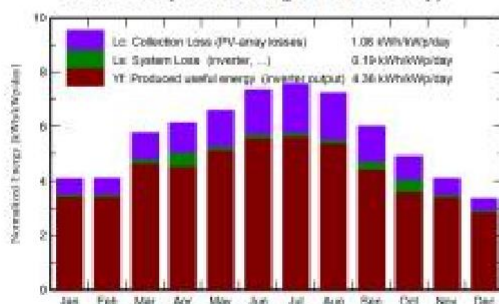
Main results

System Production

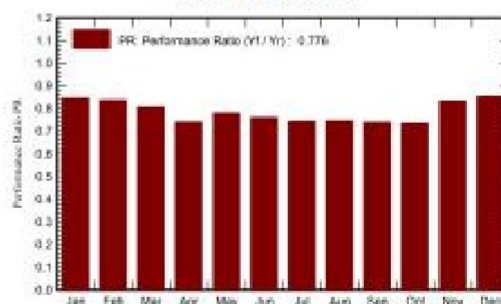
Produced Energy 26228 kWh/year
Used Energy 34587 kWh/year

Specific production 1591 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 77.64 %
Solar Fraction SF 37.85 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EfrGrid kWh
January	76.9	25.55	5.70	126.8	119.9	1810	2677	858	908	1818
February	84.1	37.60	8.25	115.1	109.3	1627	3136	963	625	2173
March	144.9	54.00	10.55	178.9	169.5	2462	3829	1414	963	2415
April	169.1	60.35	12.85	184.3	174.2	2509	3681	1361	889	2319
May	208.2	68.65	19.40	204.7	193.2	2697	2996	1321	1309	1675
June	234.6	65.00	24.60	221.0	208.7	2840	2879	1337	1434	1543
July	244.6	59.80	28.10	234.8	221.9	2954	2966	1365	1517	1602
August	215.4	56.70	27.95	224.4	212.2	2828	2736	1223	1536	1512
September	154.9	55.75	22.95	180.1	170.3	2340	2510	991	1207	1519
October	113.3	43.70	16.45	152.5	144.8	2082	2121	729	1122	1392
November	79.5	30.30	9.20	123.1	116.6	1735	2422	769	924	1653
December	63.4	26.20	6.45	104.1	98.7	1499	2634	758	704	1876
Year	1788.8	583.60	16.09	2049.9	1939.3	27382	34587	13090	13138	21498

Legends

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



PVsyst V7.3.4

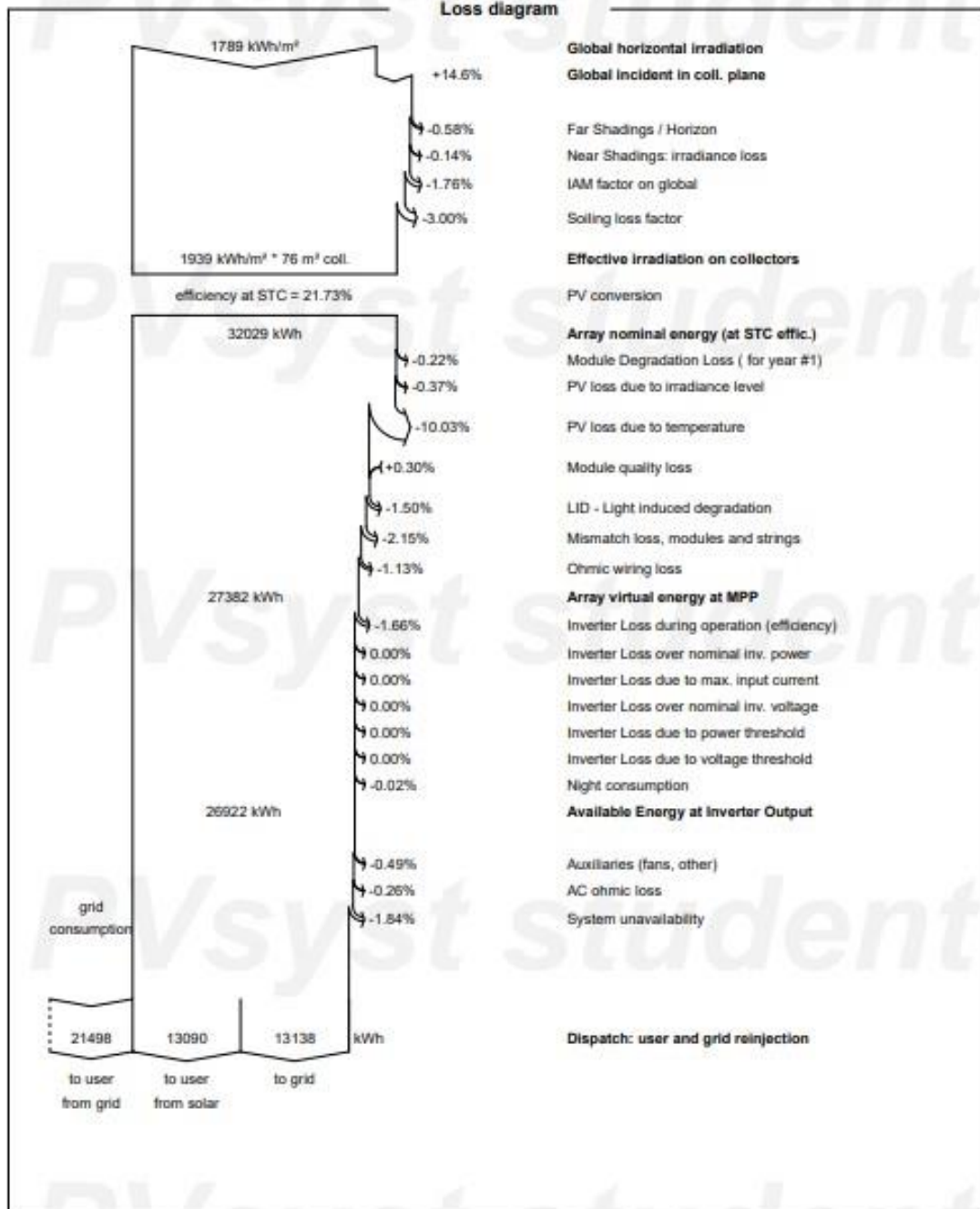
VCE, Simulation date:
03/07/23 13:18
with v7.3.4

Project: La Alameda 1

Variant: GrowattMOD/LongiSolar con 16.5 kWp y 15 kWn

Gonzalo Martín (spain)

Loss diagram





PVsyst V7.3.4

VCE, Simulation date:
03/07/23 13:18
with v7.3.4

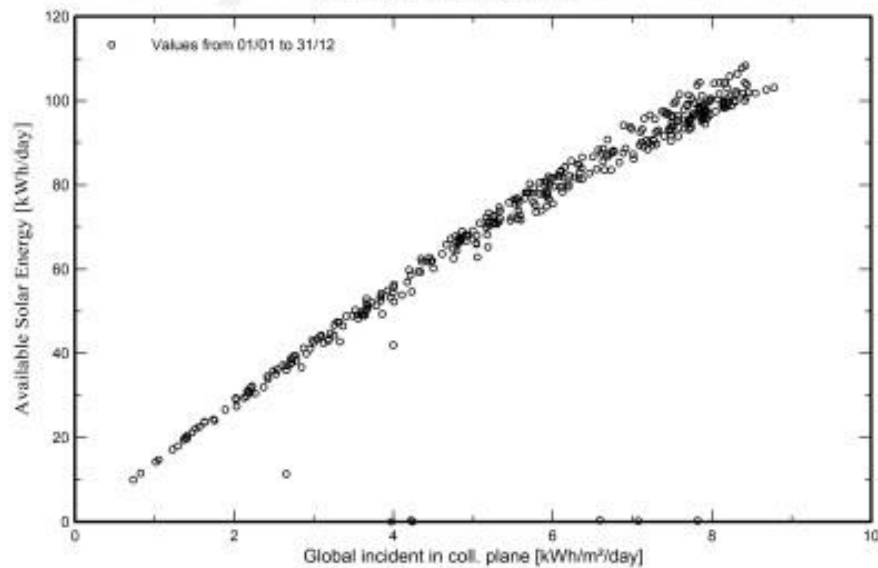
Project: La Alameda 1

Variant: GrowattMOD/LongiSolar con 16.5 kWp y 15 kWn

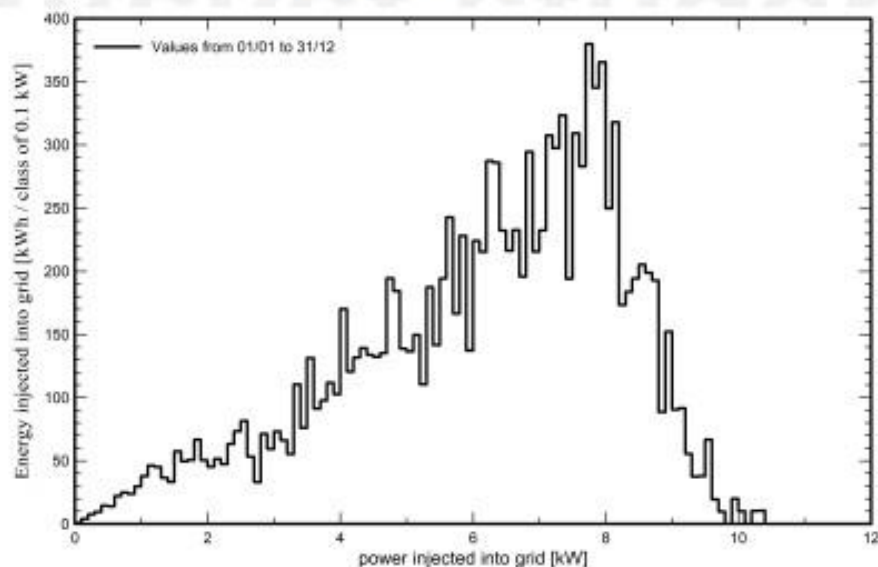
Gonzalo Martin (spain)

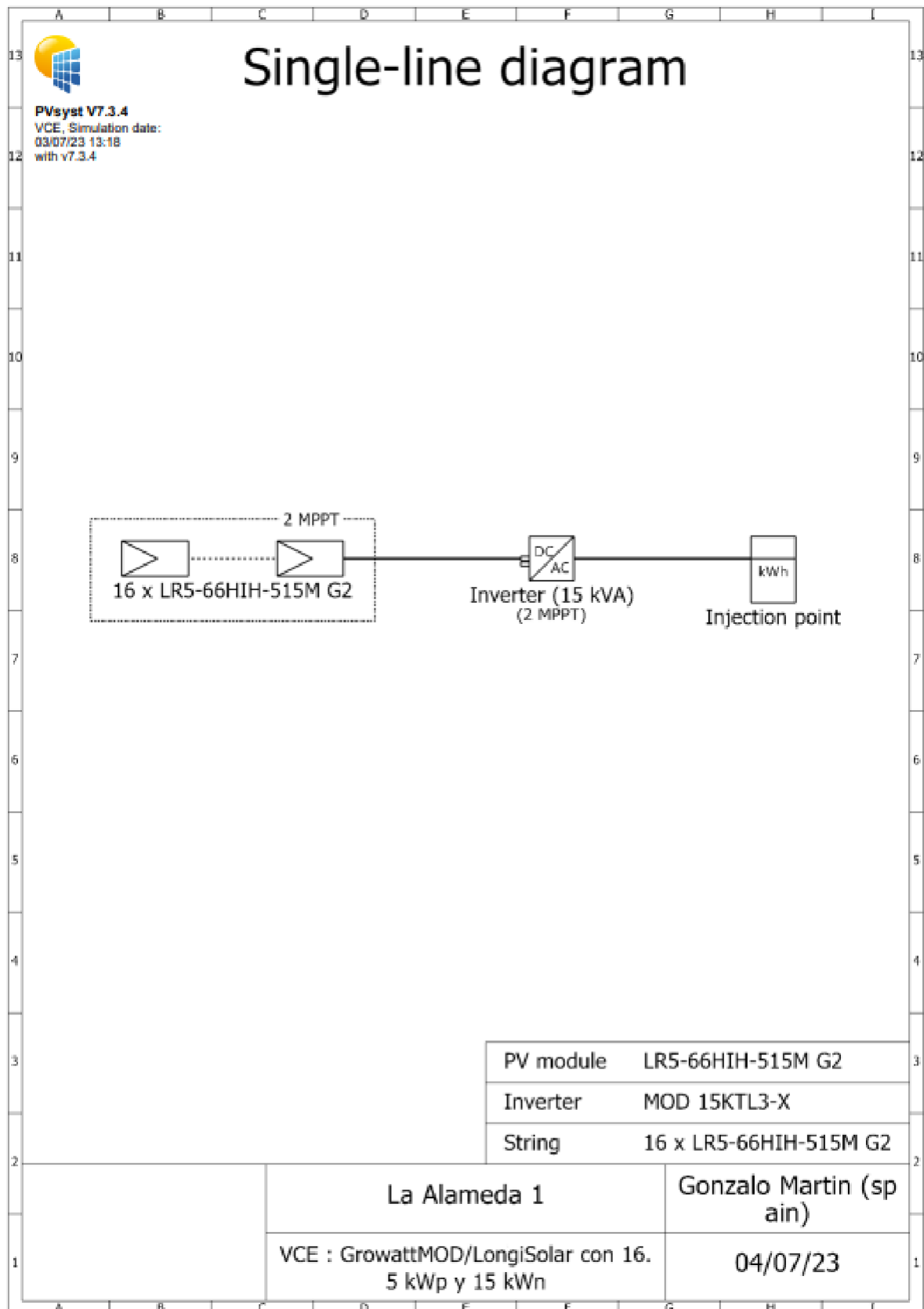
Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





ANEXO II. PANTALLAS DE PÉRDIDAS DETALLADAS

DE PVsyst

Pantalla “Pérdidas térmicas”

Envejecimiento		Indisponibilidad		Corrección espectral	
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad	Pérdidas IAM	Auxiliares
Puede definir el factor de pérdida térmica de campo o el coeficiente TNCO estándar: (el programa da la equivalencia!)					
Factor de pérdidas térmicas del campo Factor de pérdida térmica $U = U_c + U_v * \text{Vel. viento}$ Factor de pérdida constante U_c 15.0 W/m²K Factor de pérdida del viento U_v 0.0 W/m²K m/s Valor predeterminado según montaje ☐ Módulos montados “libres” con circulación de aire ☐ Cúpulas ☐ Semi-integrado con conducto de aire detrás ☒ Integración con respaldo totalmente aislado			Factor TNCO equivalente TNCO (Temperatura Nominal de Célula Operativa) está especificada a menudo por los fabricantes para el módulo mismo. Esta es una información alternativa a la definición del valor U que no tiene sentido cuando se aplica al conjunto operativo. No use el enfoque TNCO. Esto es bastante confuso cuando se aplica a un conjunto ! Ver el TNCO de todos modos		

Pantalla “Pérdidas óhmicas”

Envejecimiento		Indisponibilidad		Corrección espectral	
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad	Pérdidas IAM	Auxiliares
Circuito CC: pérdidas óhmicas en el conjunto Especificado por ☐ Res. de cableado global 341.1 mΩ ☐ Calculada Computación detallada ☒ Fracción pérdida en STC 1.50 % ☒ Defecto Caída de tensión a través del diodo en serie 0.0 V ☐ Defecto					
Pérdidas CA después del inversor Circuito CA: inversor al punto de inyección (por inversor) ☒ Utiliza pérdida óhmica del circuito CA Longitud del inversor a inyección 6.0 m Sección cables 6 mm² Fracción pérdida en STC 0.32 % ☐ Cobre ☒ Alu STC: Pca = 16.20 kW, Vca = 400 V Trf, I = 23.4 A Caída de tensión en STC 1.3 V (0.32%) ☐ Utiliza uno o varios transformadores MT ☐ Utiliza un transformador de AT					

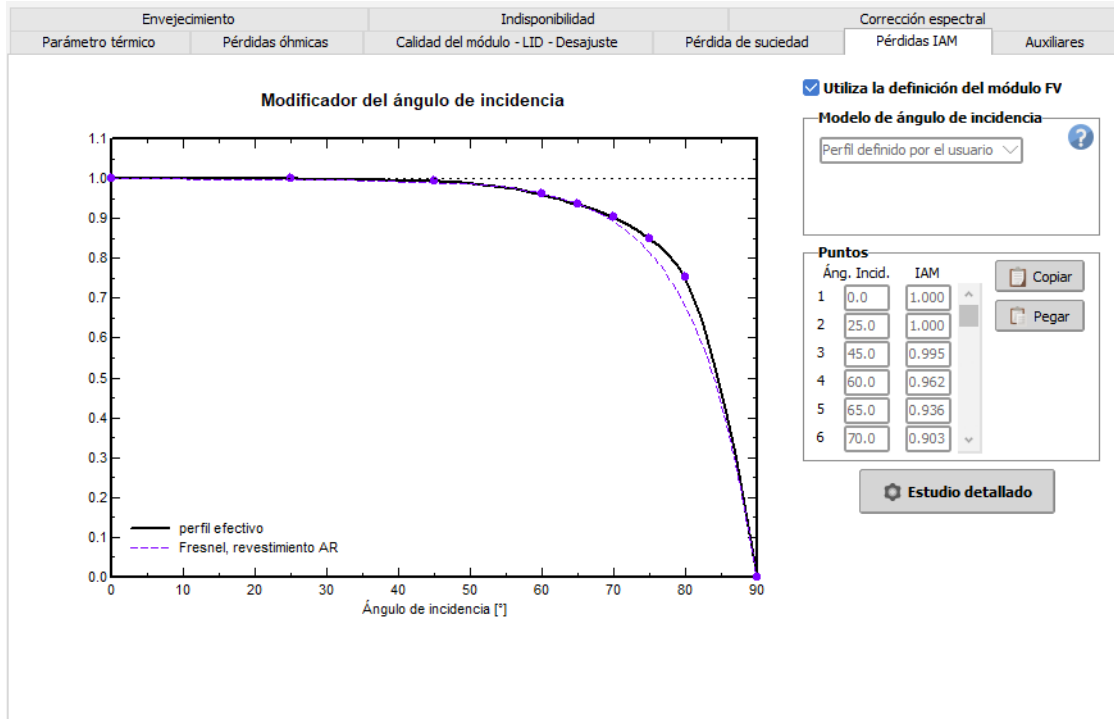
Pantalla “Calidad del módulo – LID – Desajuste”

Envejecimiento		Indisponibilidad		Corrección espectral	
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad	Pérdidas IAM	Auxiliares
Calidad del módulo Pérdida de eficiencia módulo: -0.3 % ☐ defecto ? Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante. (valor negativo indica exceso de rendimiento)		Pérdidas de desajuste de módulo Pérdida de potencia en MPP: 2.0 % ☒ defecto ? Computación detallada			
LID - Degradación Inducida por Luz Factor de pérdidas LID: 1.5 % ☐ defecto ? Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación		Desajuste de voltaje de las cadenas Pérdida de potencia en MPP: 0.15 % ☒ defecto ? Estudio detallado			

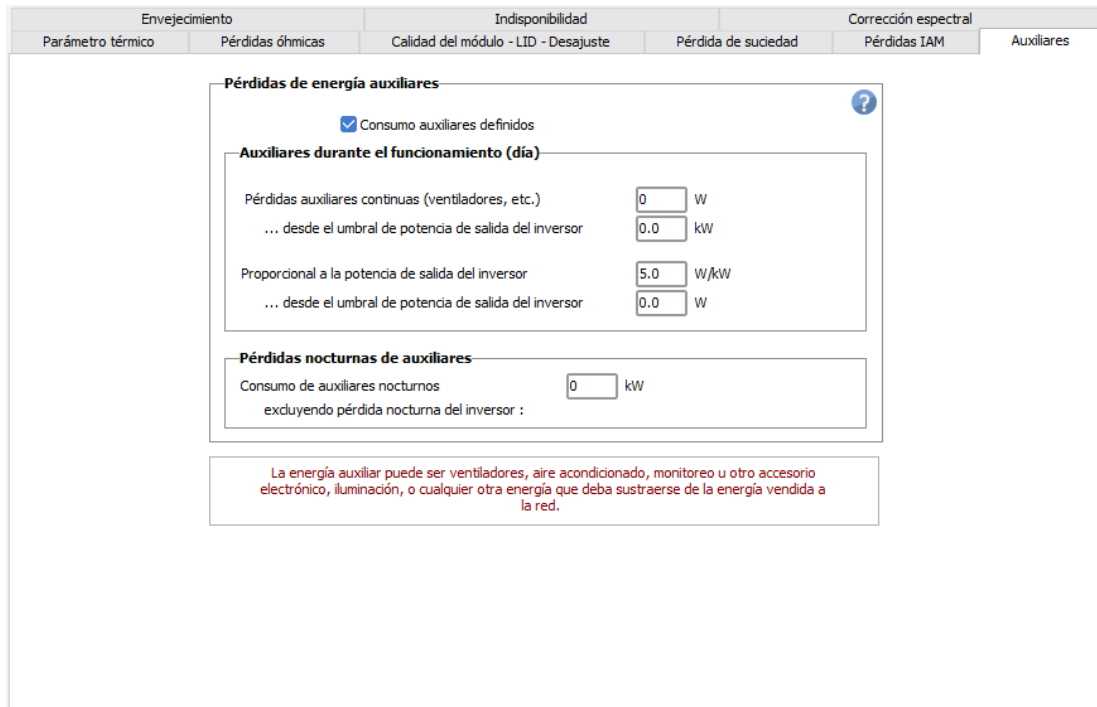
Pantalla “Pérdida de suciedad”

Envejecimiento		Indisponibilidad		Corrección espectral	
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad	Pérdidas IAM	Auxiliares
Factor de pérdida de suciedad anual Factor de pérdida anual: 3.0 % ☐ Defecto ? ☐ Defina val. mensuales					

Pantalla “Pérdidas IAM”



Pantalla “Auxiliares”



Pérdidas de energía auxiliares

☒ Consumo auxiliares definidos

Auxiliares durante el funcionamiento (día)

Pérdidas auxiliares continuas (ventiladores, etc.) W
... desde el umbral de potencia de salida del inversor kW

Proporcional a la potencia de salida del inversor W/kW
... desde el umbral de potencia de salida del inversor W

Pérdidas nocturnas de auxiliares

Consumo de auxiliares nocturnos kW
excluyendo pérdida nocturna del inversor :

La energía auxiliar puede ser ventiladores, aire acondicionado, monitoreo u otro accesorio electrónico, iluminación, o cualquier otra energía que deba sustraerse de la energía vendida a la red.

Pantalla “Envejecimiento”

Parámetro térmico Pérdidas óhmicas Calidad del módulo - LID - Desajuste Pérdida de suciedad Pérdidas IAM Auxiliares

Envejecimiento Indisponibilidad Corrección espectral

Utiliza degradación en la simulación.

☒ Usos en simulación

Parámetros en simulación

Simulación para el año n°

Módulos FV individuales:
Factor deter. global %

Factor de degrad. no coincidente %

Modelo

Parámetros de envejecimiento de módulo FV

Factor de degrad. promedio %/año

Dispersión Imp RMS %/año

Dispersión Vmp RMS %/año

Almacenar los valores de Monte Carlo

Valores Monte-Carlo

Desajuste 5 años	N/D
Desajuste 10 años	N/D
Desajuste 15 años	N/D
Desajuste 20 años	N/D
Desajuste 25 años	N/D

☐ Mantiene los valores calculados de desajuste

Utilizado para esta evaluación

Subconjunto

16 Módulos en serie

2 Cadenas en paralelo

Cálculo Monte-Carlo

100 Pruebas

1 años Evaluación aleatoria

0.00% Pérdida prom. de desajuste

0.00% Pérdida de desajuste RMS

Garantía del módulo

Año	Garantía	% Pnom
Año 0	98.0	% Pnom
Año 10	91.0	% ☒ Interpol. lineal
Año 20	84.0	% ☐ Interpol. lineal
Año 25	80.0	% Pnom

Promedio **-0.72%/año**

Delinear

☒ Curva

☐ Escalones

El valor de reducción inicial (generalmente alrededor de -3%) puede corresponder a la LID o tolerancia inicial.

Gráfico de Degradación (%) vs Año

Utilizar en simulación
Pérdida = 0.2%

100
90
80
70

0 5 10 15 20 25 30

Año

Degradación (%)

— Degradación básica

— Con un desajuste anual creciente

— Garantía del módulo

☐ Mostrar esta trama en el informe

☒ Eficiencias

☐ Pérdidas

Pantalla “Indisponibilidad”

Parámetro térmico Pérdidas óhmicas Calidad del módulo - LID - Desajuste Pérdida de suciedad Pérdidas IAM Auxiliares

Envejecimiento Indisponibilidad Corrección espectral

Indisponibilidad del sistema

Defecto ☒

Facción de tiempo de indisponibilidad %

Duración de indisponibilidad días/año

Número de períodos

Períodos de indisponibilidad

Fecha / Hora de comienzo	Duración
31/03/1990 11:00:00	58 hora
29/09/1990 19:00:00	58 hora
17/10/1990 22:00:00	58 hora

Pantalla “Corrección Espectral”

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

☐ Usar corrección espectral en simulación ?

Modelo FirstSolar

☒ Según la tecnología del módulo FV

C0:	0.8591400	Conjunto de coeficientes	Monocrystalline Si	Defecto ☒
C1:	-0.0208800			
C2:	-0.0058853	Entrada Meteo la humedad relativa está disponible en las variables Meteo. Se utilizará para estimar la columna de agua precipitable. Módulos FV Modelo de módulo FV: LR5-66HPH-515M G2		
C3:	0.1202900			
C4:	0.0268140			
C5:	-0.0017810			

Nota: Este modelo ha sido propuesto por First Solar. Se aplica principalmente a la tecnología CdTe. ?

PVSyst no acepta ninguna responsabilidad sobre sus resultados para otras tecnologías. Consideramos que la dependencia espectral de las tecnologías cristalina y CIS es extremadamente baja, y no necesita una corrección.

ANEXO III. FICHAS TÉCNICAS EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN

Hi-MO 5m

(G2)

LR5-66HPH 495~515M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer • Integrated Segmented Ribbons • 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for Materials and Processing



25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi



21.7%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

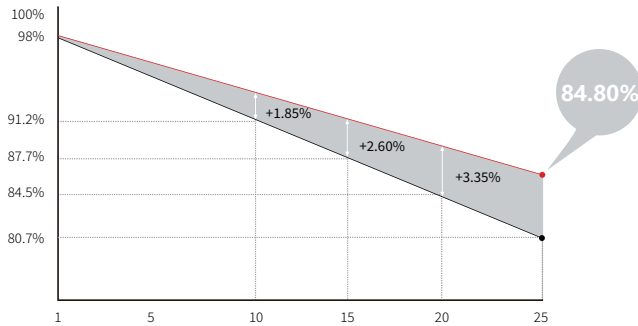
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.55%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

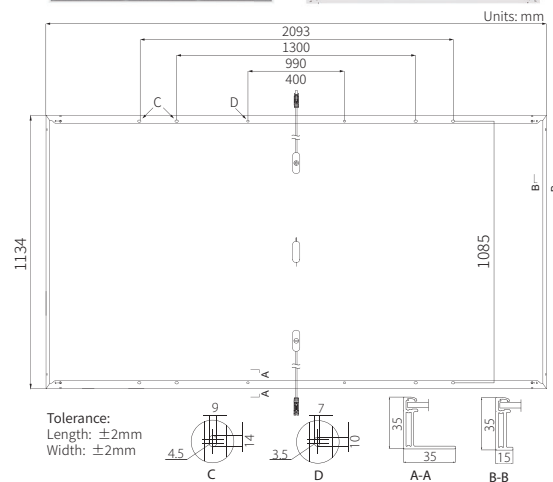
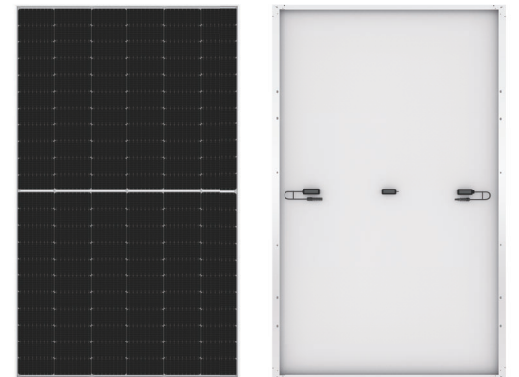
Additional Value

25-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	132 (6×22)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , 1400mm
Connector	LR5 / EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	25.3kg
Dimension	2093×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 682pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-66HPH-495M		LR5-66HPH-500M		LR5-66HPH-505M		LR5-66HPH-510M		LR5-66HPH-515M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	495	370.0	500	373.7	505	377.5	510	381.2	515	384.9
Open Circuit Voltage (Voc/V)	45.40	42.69	45.55	42.83	45.70	42.97	45.85	43.11	46.00	43.25
Short Circuit Current (Isc/A)	13.82	11.17	13.90	11.24	13.97	11.30	14.05	11.36	14.13	11.42
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	38.23	35.51	38.38	35.65	38.53	35.79	38.68	35.93	38.83	36.07
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.95	10.42	13.03	10.48	13.11	10.55	13.19	10.61	13.27	10.67
Module Efficiency(%)	20.9		21.1		21.3		21.5		21.7	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0~3%
Voc and Isc 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	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

MOD 10~15KTL3-X

- Máxima eficiencia 98.6%
- Tecla táctil y pantalla OLED
- Tipo II SPD en DC y AC
- Monitoreo de cadenas
- AFCI integrado



GROWATT

P O W E R
- I N G
T O M O -
R R O W

Hoja de datos	MOD 10KTL3-X	MOD 11KTL3-X	MOD 12KTL3-X	MOD 13KTL3-X	MOD 15KTL3-X
Datos de Entrada (DC)					
Potencia máx. de PV	15000W	16500W	18000W	19500W	22500W
Voltaje máx. de DC			1100V		
Voltaje de arranque			160V		
Voltaje nominal			580V		
Rango de tensión del funcionamiento de MPP			140V-1000V		
Número de MPPT			2		
Número de cadenas por cada MPPT	1	1	1/2	1/2	1/2
Corriente máx. de cada MPPT	13A	13A	13/26A	13/26A	13/26A
Max. Corriente de cortocircuito por MPPT	16A	16A	16/32A	16/32A	16/32A
Datos de Salida (AC)					
Potencia nominal de AC	10000W	11000W	12000W	13000W	15000W
Potencia máx. aparente de AC	11000VA*	12100VA	13200VA	14300VA	16500VA
Voltaje nominal de AC (rango)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)				
Frecuencia de red de AC (rango)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)				
Corriente máx.de salida	16.7A	18.3A	20A	21.7A	25A
Factor de potencia de desplazamiento	0.8avance...0.8retraso				
THDI	<3%				
Conexión de AC	Monofásico				
Eficiencia					
Máx.eficiencia	98.6%				
Eficiencia europea	98.1%	98.1%	98.2%	98.2%	98.2%
Eficiencia de MPPT	99.9%				
Dispositivos de protección					
Protección contra polaridad inversa de DC	Sí				
Interruptor de DC	Sí				
Protección contra sobretensiones	Tipo II / Tipo II				
Monitoreo de aislamiento	Sí				
Protección de cortocircuito de AC	Sí				
Monitoreo de fallas a tierra	Sí				
Monitorio de red	Sí				
Protección anti-isla	Sí				
Monitoreo de corriente residual	Sí				
Monitoreo de error de cadena	Sí				
Protección AFCI	Sí				
Datos generales					
Dimensión	425/387/178mm				
Peso	14kg	14kg	16kg	16kg	16kg
Rango de temperatura de funcionamiento	- 25°C ... +60°C				
Autoconsumo en noche	< 1W				
Topología	Sin transformador				
Concepto de enfriamiento	Natural				
Grado de protección	IP66				
Humedad relativa	0~100%				
Altitud	4000m				
Conexión de DC	H4/MC4(opcional)				
Conexión de AC	Conector				
Muestra	OLED+LED/WIFI+APP				
Interfaces:RS485/USB/WIFI/GPRS/RF/LAN	sí/sí/op/op/op/op				
Garantía: 10 años	sí				
CE, VDE0126, Greece, EN50549, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, N4105, TOR Erzeuger G98/G99, G100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2					

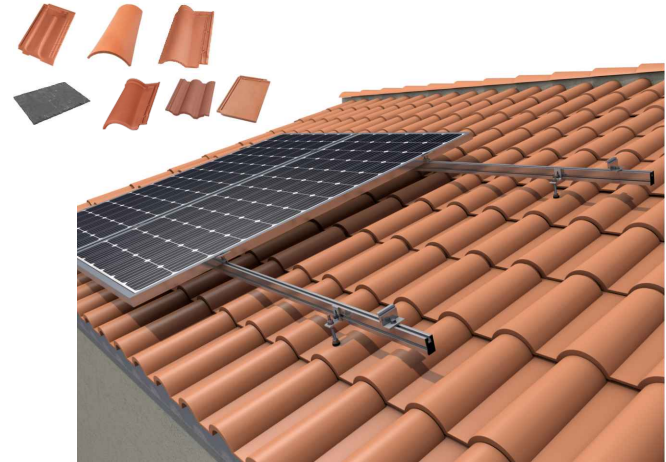
* Sólo la última versión contiene la corriente máxima de 13.5A por MPPT, contacta con Growatt para detalles

* El rango de frecuencia y voltaje de AC puede variar según el estándar de red del país específico. Todas las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso.

Ficha técnica

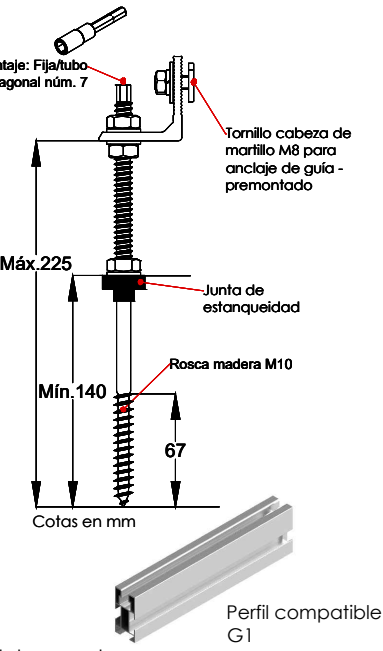
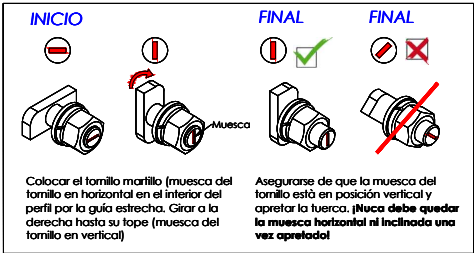
Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

01V



Viga hormigón: consultar ficha técnica
taco utilizado

Viga madera: broca N°9



- Soporte coplanar para anclaje a losa de hormigón y/o madera.
- Válido para todo tipo de tejas, excepto pizarra.
- Sin necesidad de desmontar la cubierta.
- La fijación incluye junta de estanqueidad.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

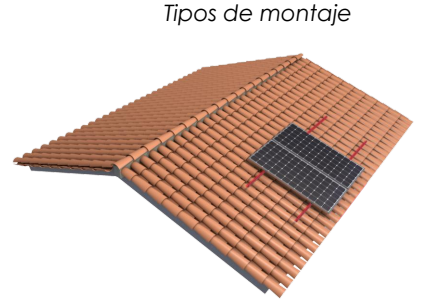
Dos opciones:

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

2279x1150 **Kit** (Ver página 2)

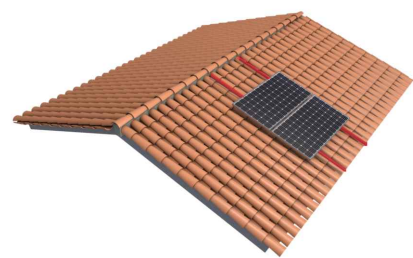
Para módulos de hasta 2400x1350 - Sistema PS

2400x1350 **PS** (Ver página 3)

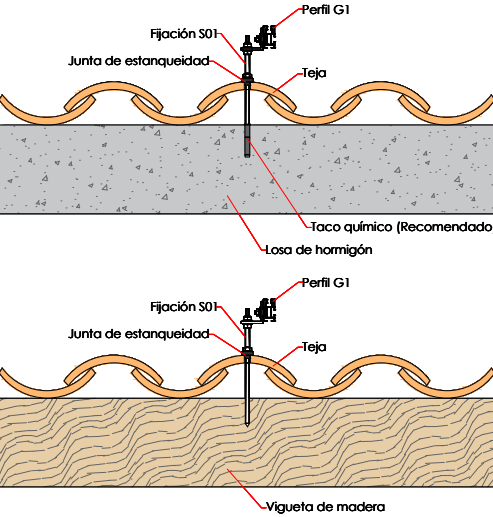


Tipos de montaje

Perfiles paralelos a la cumbrera



Perfiles perpendiculares a la cumbrera



Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M4.2/4.8 Hexagonal	6 Nm

Herramientas necesarias:



Seguridad:



100% Reciclabo

Marcado ES19/86524 CE

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y no se debe aferrarse al original.



Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

01V
Sistema kit



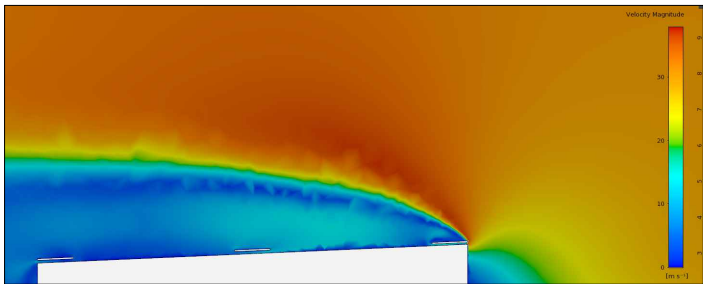
Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

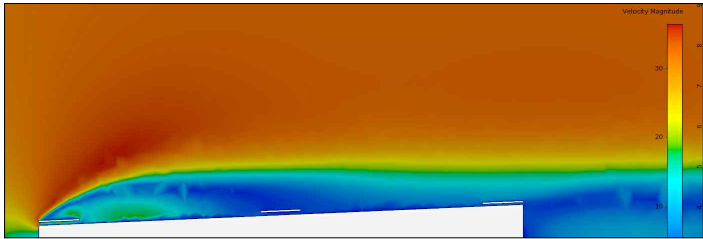
Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Tamaño del módulo	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	150	150	150	

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados.



Flujo viento norte - En estructura coplanar.



Flujo viento sur - En estructura coplanar.

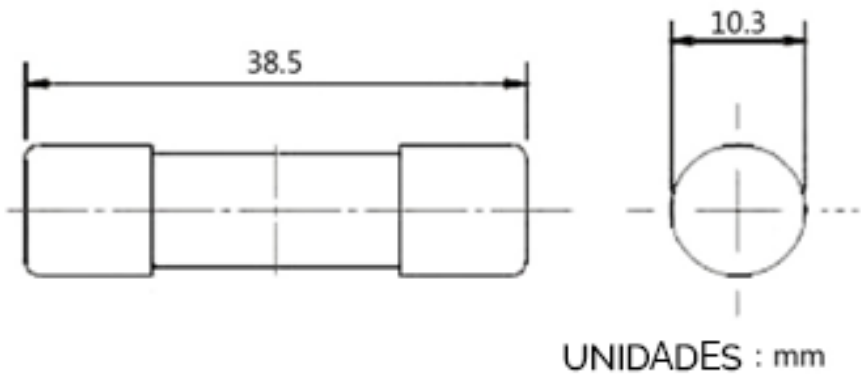
Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.



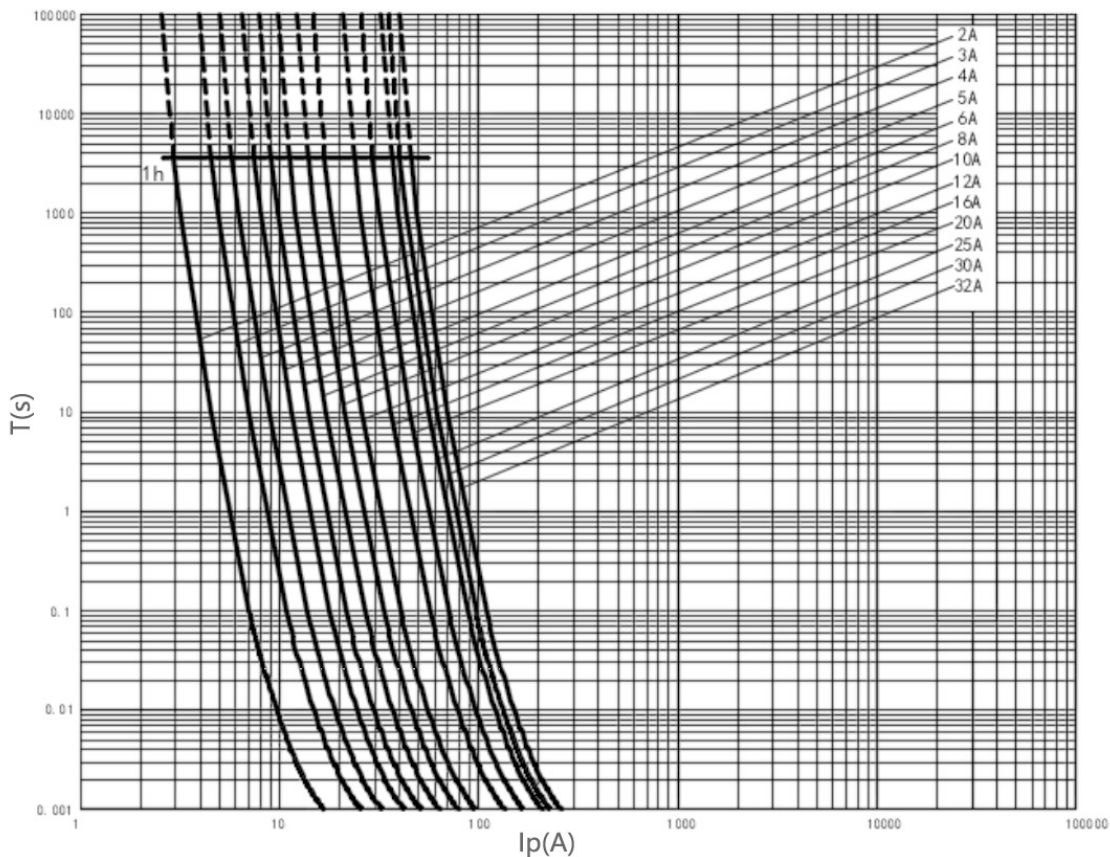
Ficha técnica
FUSIBLE SOLAR DC
10x38 ZTPV-25

MODELO		ZTPV 25		
Imagen				
Tamaño (mm)		10x38		
Tensión nominal Ue (V)		DC1000		
Corriente nominal In (A)		1 2 3 4 5 6 8 10 12 15 16 20 25 30 32		
Capacidad de ruptura nominal (33)		33		
Clase de operación		gPV		
Temperatura de trabajo		-50~105		
Altitud (m)		≤ 2000		
Peso (g)		10		
Estándar		IEC60269.6		
Detalles del material				
Nombre de la pieza	Tapa	Cuerpo	Elemento fusible	Agente extintor de arcos
Material	Cobre rojo	Óxido de aluminio	Plata	Silicio

DIBUJO ACOTADO



CURVA DE CARACTERÍSTICAS



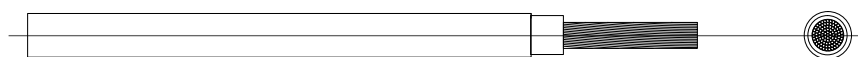
Características Tiempo-Corriente

TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

TÜV solar PV cable.

BASED ON: EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502

DESIGN



Conductor

Class 5 (flexible) tinned copper, based on EN 60228 and IEC 60228.

Insulation

Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber insulation.

Outer sheath

Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber outer sheath, red or black colour.

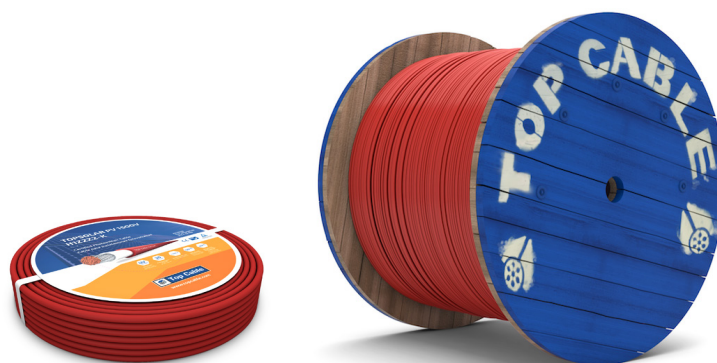
APPLICATIONS

The Topsolar® PV H1Z2Z2-K cable, which is TÜV certified according to IEC 62930 and EN 50618, is suitable for both fixed and mobile solar installations (solar farms, rooftop solar installations and floating plants).

It is a highly flexible cable compatible with all major connectors and specially designed for the connection of photovoltaic panels. This versatile single-conductor cable is designed to meet the varying needs of the solar industry. Suitable for wet, damp and humid locations.

- Solar PV installations - string cable.

PV WIRE ALSO
AVAILABLE



More information at: www.topcable.com

FEATURES



Electrical performance

Low voltage 1,5/1,5 1kV (1,8) kV DC.
1,0/1,0 kV (U_0/U).



Based on

EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502.



Standards and approvals

TÜV / RETIE / RoHS / CE.



CPR (Construction Products Regulation)

C_{ca} -s1b, d2, a1.



Thermal performance

Maximum service temperature: 120°C.
Maximum short-circuit temperature: 250°C (max. 5 s).
Minimum service temperature: -40°C (fixed and protected installations).



Fire performance

Flame non-propagation based on EN 60332-1 and IEC 60332-1-2.
Fire non-propagation based on EN 50399.
Reaction to fire CPR: C_{ca} -s1b, d2, a1, according to EN 50575.
LSHF (Low Smoke Zero Halogen) based on UNE-EN 60754-1 and IEC 60754-1.
Low smoke emission based on EN 61034 and IEC 61034: Light transmittance > 60%.
Low corrosive gases emission based on UNE-EN 60754-2 and IEC 60754-2.



Mechanical performance

Minimum bending radius: x5 cable diameter.
Impact resistance: AG2 Medium severity.



Chemical performance

Chemical & Oil resistance: Excellent.
Grease & mineral oils resistance: Excellent.

UV UV Resistant based on EN 50618.

O₃ Ozone resistant based on EN 50618.



Water performance

Water presence: AD8 submerged.



Other

Meter by meter marking.
Estimated lifetime 25 years based on EN 50618.
 Optional: rodent proof and termite proof.



Installation conditions

Open Air.
Buried.
On conduit.



Packaging

Available in rolls (lengths of 100 m) and reels.

SOLAR CABLES

TOPSOLAR® PV
H1Z2Z2-K



TOPSOLAR® PV
H1Z2Z2-K DUAL



TOPSOLAR® PV
AL 1500 V



TOPSOLAR® PV
AL 2kV PV WIRE



DECLARATION OF PERFORMANCE DECLARACIÓN DE PRESTACIONES

DoP Nr/ n°: **TC054** Rev.1



Code of the product-type / Código de producto tipo:
TOPSOLAR PV C H1Z2Z2-K

Identification of the product / Identificación del producto de construcción:
H1Z2Z2-K full range according to EN 50618

Intended use/s: / Uso/s previsto/s:

Supply of electricity in buildings and other civil engineering works with the objective of limiting the generation and spread of fire and smoke. Power Cables.

Suministro de electricidad en edificios y otras obras de ingeniería civil con el objetivo de limitar la generación y propagación de fuego y humo. Cables de potencia.

Authorized representative: / Representante autorizado: N/A

System/s of AVCP: / Sistema/s de EVCP:

System 1+ / Sistema 1+

Harmonized standard: / Norma armonizada:

EN 50575:2014 and EN 50575:2014/A1: 2016

Notified body/ies: / Organismo/s notificado/s:

AENOR – 0099

Manufacturer / Fabricante:

TOP CABLE S.A.
Leonardo da Vinci, 1
08191 Rubí (Barcelona) SPAIN
Tel. +34 93 588 09 11
Fax: +34 93 588 04 11
Email: ventas@topcable.com

Notified product certification body issued the Certificate of Constancy of Performances for characteristics of reaction to fire.

Organismo notificado de certificación de producto que ha emitido el Certificado de Constancia de las Prestaciones para las características de reacción al fuego.

Declared performances: / Prestaciones declaradas:

Essential characteristics / Características esenciales

Performance / Prestaciones

Reaction to fire / Reacción al fuego

C_{ca} - s1b, d2, a1

Dangerous substances / sustancias peligrosas

NPD (Non Performance declaration / Prestación no determinada)

The performance of the product identified above is in conformity with the set of declared performances. This declaration of performance is issued, in accordance with Regulation (EU) No 305/2011, under the sole responsibility of the manufacturer identified above.

Las prestaciones del producto identificado anteriormente son conformes con el conjunto de prestaciones declaradas. La presente declaración de prestaciones se emite, de conformidad con el Reglamento (UE) n° 305/2011, bajo la responsabilidad exclusiva del fabricante arriba identificado.

Signed for and on behalf of the manufacturer by / Firmado por y en nombre del fabricante por:

Felipe DIAZ RUBIO,
Technical Department



Rubí (Barcelona) Spain, 30/04/2020

Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. Certificate No.
R 60113828

Blatt Page
0001

Ihr Zeichen Client Reference	Unser Zeichen Our Reference	Ausstellungsdatum Date of Issue
	0010--21243325 001	13.10.2016 (day/mo/yr)

Genehmigungsinhaber License Holder

TOP CABLE S.A.
P.A.E. Can Sant Joan
Leonardo da Vinci 1
08191 Rubi - Barcelona
Spain

Fertigungsstätte Manufacturing Plant

AKAN Cables S.L.
P.L. Plans de la Sala, Parcela 11
08650 Barcelona
Spain

Prüfzeichen Test Mark



Geprüft nach Tested acc. to
EN 50618:2014

Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation) Certified Product (Product Identification)

Lizenzentgelte - Einheit License Fee - Unit

PV-Cables

Identification: TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K
Code designation: H1Z2Z2-K
Rated diameter: 2,5 mm²; 4,0 mm²; 6,0 mm²;
10,0 mm²; 16,0 mm²; 25,0 mm²
Rated voltage: AC U0/U 1,0/1,0 kV
Rated voltage: DC 1500 V (conductor-conductor and
conductor-earth)
Max. permitted voltage: DC 1,8 kV
Light transmission: 82,1 %
Ambient temperature: -40 °C to +90 °C
max. Core temperature: +120 °C @ 20.000 h
Material of Insulation: Halogene Free thermosetting rubber
Material of Sheath: Halogene Free thermosetting rubber
Colour of Sheath: black

16

16

Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde und es bestätigt die Konformität des Produktes mit den oben genannten Standards und Prüfgrundlagen. Zusätzliche Anforderungen in Ländern, in denen das Produkt in Verkehr gebracht werden soll, müssen zusätzlich betrachtet werden. Die Herstellung des zertifizierten Produktes wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation and states the conformity of the product with the standards and testing requirements as indicated above. Any additional requirements in countries where the product is going to be marketed have to be considered additionally. The manufacturing of the certified product is subject to surveillance.

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg

Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@de.tuv.com
Fax: +49 221 806-3935 http://www.tuv.com/safety



Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. *Certificate No.*
R 60113828

Blatt *Page*
0002

Ihr Zeichen *Client Reference*

Unser Zeichen *Our Reference*

Ausstellungsdatum

Date of Issue

0010--21243325 002

29.11.2016

(day/mo/yr)

Genehmigungsinhaber *License Holder*

TOP CABLE S.A.
P.A.E. Can Sant Joan
Leonardo da Vinci 1
08191 Rubi - Barcelona
Spain

Fertigungsstätte *Manufacturing Plant*

AKAN Cables S.L.
P.L. Plans de la Sala, Parcela 11
08650 Barcelona
Spain

Prüfzeichen *Test Mark*



Geprüft nach *Tested acc. to*
EN 50618:2014

Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation)
Certified Product (Product Identification)

Lizenzentgelte - Einheit
License Fee - Unit

PV-Cables

as page 0001
Amendment

additional Colour of sheath: RED

Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde und es bestätigt die Konformität des Produktes mit den oben genannten Standards und Prüfgrundlagen. Zusätzliche Anforderungen in Ländern, in denen das Produkt in Verkehr gebracht werden soll, müssen zusätzlich betrachtet werden. Die Herstellung des zertifizierten Produktes wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation and states the conformity of the product with the standards and testing requirements as indicated above. Any additional requirements in countries where the product is going to be marketed have to be considered additionally. The manufacturing of the certified product is subject to surveillance.

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg

Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@de.tuv.com
Fax: +49 221 806-3935 http://www.tuv.com/safety

Zertifizierungsstelle



Guido Volberg

DECLARATION OF PERFORMANCE DECLARACIÓN DE PRESTACIONES

DoP Nr/ n°: **TC054** Rev.1



Code of the product-type / Código de producto tipo:
TOPSOLAR PV C H1Z2Z2-K

Identification of the product / Identificación del producto de construcción:
H1Z2Z2-K full range according to EN 50618

Intended use/s: / Uso/s previsto/s:

Supply of electricity in buildings and other civil engineering works with the objective of limiting the generation and spread of fire and smoke. Power Cables.

Suministro de electricidad en edificios y otras obras de ingeniería civil con el objetivo de limitar la generación y propagación de fuego y humo. Cables de potencia.

Authorized representative: / Representante autorizado: N/A

System/s of AVCP: / Sistema/s de EVCP:

System 1+ / Sistema 1+

Harmonized standard: / Norma armonizada:

EN 50575:2014 and EN 50575:2014/A1: 2016

Notified body/ies: / Organismo/s notificado/s:

AENOR – 0099

Manufacturer / Fabricante:

TOP CABLE S.A.
Leonardo da Vinci, 1
08191 Rubí (Barcelona) SPAIN
Tel. +34 93 588 09 11
Fax: +34 93 588 04 11
Email: ventas@topcable.com

Notified product certification body issued the Certificate of Constancy of Performances for characteristics of reaction to fire.

Organismo notificado de certificación de producto que ha emitido el Certificado de Constancia de las Prestaciones para las características de reacción al fuego.

Declared performances: / Prestaciones declaradas:

Essential characteristics / Características esenciales

Performance / Prestaciones

Reaction to fire / Reacción al fuego

C_{ca} - s1b, d2, a1

Dangerous substances / sustancias peligrosas

NPD (Non Performance declaration / Prestación no determinada)

The performance of the product identified above is in conformity with the set of declared performances. This declaration of performance is issued, in accordance with Regulation (EU) No 305/2011, under the sole responsibility of the manufacturer identified above.

Las prestaciones del producto identificado anteriormente son conformes con el conjunto de prestaciones declaradas. La presente declaración de prestaciones se emite, de conformidad con el Reglamento (UE) n° 305/2011, bajo la responsabilidad exclusiva del fabricante arriba identificado.

Signed for and on behalf of the manufacturer by / Firmado por y en nombre del fabricante por:

Felipe DIAZ RUBIO,
Technical Department



Rubí (Barcelona) Spain, 30/04/2020

Growatt SPM/TPM/TPM-CT

- High accuracy measurement
- Quick plug-and-play installation
- Single-phase and three-phase meter optional
- Support Zero-export function with Growatt inverters



P O W E R
- I N G O
T O M O -
R R O W O

Growatt
powering tomorrow

www.ginverter.com

Datasheet	Growatt SPM	Growatt TPM	Growatt TPM-CT
-----------	-------------	-------------	----------------

Electrical Data

Normal voltage	230V	230V/400V	230V/400V
Voltage range	176~276V AC (L-N)	100~289V(L-N)	100~289V(L-N)
Voltage input type	1p2w	1p2w/3p3w/3p4w	1p2w/3p3w/3p4w
Normal current/Max. current	10A/100A	10/100A	10/100A
Frequency	50/60Hz (±10%)	50/60Hz (±10%)	50/60Hz (±10%)
Start up current	40mA	40mA	10mA
Active energy accuracy	class 1.0	class 1.0	class 1.0

General data

Dimensions	36*99*63mm	72*94.5*65mm	72*94.5*65mm
Weight	0.2KG	0.33KG	0.33KG
Operation temperature range	-25 °C ... +55 °C	-25 °C ... +55 °C	-25 °C ... +55 °C
Relative Humidity	0 ~95%	0 ~95%	0 ~95%
Mounting	DIN Rail (Indoor)	DIN Rail (Indoor)	DIN Rail (Indoor)
Display	LCD	LCD	LCD
Self-consumption	<2W	<2W	<2W
Altitude	3000m	3000m	3000m
Environment protection rating	IP51	IP51	IP51
Accessories	RS485	RS485	RS485
Communication	RS485 cable(5m)	RS485 cable(5m)	RS485 cable(5m) 3CT(250A/5A)

Certificate

CE, RoHS