



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

**PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA
EXISTENTE EN LA FINCA AGRÍCOLA “MONTEPINOS”,
SITUADA EN EL CERRO DE ANDÉVALO(HUELVA)**

Autor: Alejandro Ferrer Colomer

Director: Pedro Alonso del Yerro

Madrid 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA EXISTENTE EN LA FINCA AGRÍCOLA “MONTEPINOS”, SITUADA EN EL CERRO DE ANDÉVALO (HUELVA)** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2021-2022 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.: Alejandro Ferrer Colomer

Fecha: 25/10/2022



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Pedro Alonso del Yerro

Fecha: 25/10/2022

ALONSO DEL YERRO PEDRO
- 06027473R

Digitally signed by
ALONSO DEL YERRO
PEDRO - 06027473R
Date: 2022.10.25
22:20:34 +02'00'



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

**PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA
EXISTENTE EN LA FINCA AGRÍCOLA “MONTEPINOS”,
SITUADA EN EL CERRO DE ANDÉVALO(HUELVA)**

Autor: Alejandro Ferrer Colomer

Director: Pedro Alonso del Yerro

Madrid 2022

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi tutor Pedro Alonso el tiempo y dedicación que me ha brindado sin el cual hubiera sido imposible sacar este proyecto adelante.

Agradecer a la empresa Giner Export S.A. la oportunidad de poder llevar a cabo la ejecución de un proyecto real tan apasionante. Siempre que les he pedido su colaboración me han dedicado su tiempo y ayuda. También darles la enhorabuena por tener una finca tan bien diseñada y bonita, realizar un proyecto en un entorno así es un auténtico privilegio.

Me gustaría también darles las gracias a dos profesores, Santiago Canales Cano y Félix Mariano Alonso Sanz, los cuales han tenido un gran impacto en mi desarrollo dentro de la universidad, han sido un ejemplo y un estímulo para mí y si no fuese por ellos quizás no estaría presentando mi TFG en la Universidad de Comillas como Ingeniero.

Finalmente el agradecimiento a mi familia que durante estos años me ha estado ayudando y apoyando en todo momento y a los que les debo el poder estar hoy aquí.

**PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA
EXISTENTE EN LA FINCA AGRÍCOLA “MONTEPINOS”,
SITUADA EN EL CERRO DE ANDÉVALO(HUELVA)**

Autor: Alejandro Ferrer Colomer

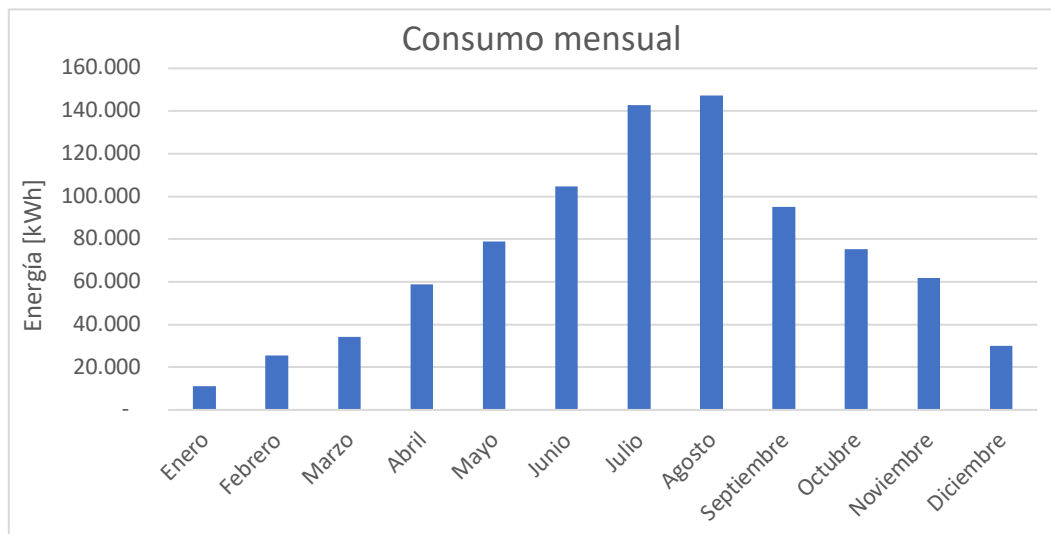
Director: Pedro Alonso del Yerro

Entidad Colaboradora: Giner Export S.A.- Universidad Pontificia Comillas (ICAI)

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente documento tiene por objeto el dimensionamiento de la segunda fase de una planta fotovoltaica destinada al autoconsumo. La planta se situará en una finca agrícola perteneciente al municipio de San Telmo, Huelva.

Tras la aprobación en 2019 del Real Decreto de Autoconsumo 244/2019 del 6 de abril, este tipo de instalaciones se volvieron aún más interesantes ya que simplificaba tanto los trámites burocráticos como técnicos para llevarlas a cabo y eliminaba “el impuesto del sol” que suponía una traba económica. Posteriormente en 2021 tras el año de pandemia, la Unión Europea aprobaba unos fondos llamados “Fondos Next Generation” los cuales facilitarían la implantación de este tipo de instalaciones ya que financiaban parte del presupuesto haciéndolas más asequibles para el usuario. Finalmente, en 2022, tras una serie de acontecimientos, los precios de la electricidad han aumentado llegando a valores de tres, cuatro o incluso 5 veces el precio al que estaba antes de la pandemia en 2020, condicionando el que se busquen alternativas para paliar estos precios tan elevados. Es por esto que se llegó a la decisión de instalar una planta fotovoltaica en la empresa que nos ocupa.



Para su diseño, primero de todo, se han analizado las condiciones climatológicas del emplazamiento. El recurso solar disponible, en concreto, la irradiación solar horizontal varía desde 71,2 kWh/m²/mes en enero hasta los 255,4 kWh/m²/mes en julio. La temperatura media es de 18,6 °C y la humedad relativa del 59,5% (datos obtenidos de la base de datos PVGIS). Son condiciones más que ideales para la instalación. Una cosa que hace pensar que efectivamente es un muy buen emplazamiento es que alrededor de la finca se han instalado numerosos campos solares llegando a la empresa incluso ofertas de alquiler/venta para este terreno para la instalación de un campo solar.

Por todos estos condicionantes mencionados se decide el diseño de la planta analizando antes que nada el consumo de la finca. Éste, como se puede ver a continuación, tiene sus mayores valores en los meses de junio, julio y agosto y los menores en enero-diciembre. Estos valores de mínimos y máximos coinciden con los de la generación de la instalación fotovoltaica por lo que para su diseño se intentará maximizar la generación de energía en esos meses de verano donde el consumo es mayor.

Además del consumo mensual total, también se ha analizado el horario promedio por meses. En él se ha visto que hay meses donde se consume la energía fundamentalmente durante la noche pudiendo aprovecharse esos consumos durante el día y autoconsumir energía. Esto ha sido notificado a la empresa que hasta ahora lo tenía así organizado ya que durante las noches el precio es menor pero una vez instalada la planta cambiaran esto para sacar el máximo partido a la instalación.

Usando la herramienta de PVsyst se ha procedido al dimensionamiento de esta planta donde se ha tenido en cuenta cual es el emplazamiento idóneo dentro de la finca y todas las pérdidas, las cuales se detallan en el documento.

Teniendo todo esto en cuenta se ha dimensionado una planta para tres potencias distintas de 272, **330** y 339 **kWp**. Se ha elegido la de 330kWp, más adelante se detallará el por qué. Esta instalación contará con 612 módulos Hiku6 Mono PERC CS6W-540W de 540W y 3 inversores de la marca Huawei de modelo SUN 2000-100KTL-M resultando en una potencia pico de 330 kW. Para su soporte se han elegido la estructura rígida de hormigón de Solarblock con una pendiente de 20° situados en el suelo. Con esta configuración la planta es capaz de generar **587,75MWh**, siendo 366,13 MWh autoconsumidos y 204,88MWh de excedentes los cuales, como se ha mencionado, no van a poder ser aprovechados de momento a la espera de poder conectarse a la red en el futuro y sacar provecho de ello.

En lo referente a lo económico, se presupuestaron los distintos escenarios y se calcularon sus rendimientos económicos como se muestra a continuación.

Opción	Presupuesto inicial	VAN	TIR
272 [kWp]	185.147,54 €	522.082,47 €	31%
330 [kWp]	231.434,43 €	557.602,15 €	28%
399 [kWp]	277.721,32 €	575.816,34 €	24%

Estos resultados fueron mostrados y valorados con los dueños de la empresa que han elegido finalmente el de 330 kWp por un tema económico al estar dentro del presupuesto que habían decidido destinar a este fin. Inicialmente querían un proyecto con un TIR superior al 10% lo que se ha logrado con creces.

Habiendo decidido la instalación, se ha calculado cuanto será la contaminación evitada gracias a la instalación de la planta solar fotovoltaica. Esta evitará que un total de **4821,81 tCO₂** acaben en la atmósfera, lo que equivaldría a plantar un total de 1200 árboles.

Finalmente se ha hecho un análisis de sensibilidad donde se han estudiado sucesos que podrían ocurrir durante la vida útil de la instalación. Primero se ha visto que pasaría si cambiasen los precios de la electricidad. La conclusión obtenida ha sido que cuanto mayor sean los precios, mayor será la rentabilidad obtenida. Después se ha visto cómo afectaría una crisis/pandemia. La conclusión obtenida ha sido la misma que una crisis debido al efecto que tiene de subida de precios e IPC, incrementaría la rentabilidad de la instalación. Además de esto, se ha analizado que pasaría si finalmente la empresa no recibe la subvención, la recibe o recibe más de lo esperado, lógicamente una subvención siempre será lo mejor para la empresa ya que es dinero externo que entra en la empresa sin coste alguno. Y finalmente se ha visto que pasaría si la empresa lograra vender sus excedentes siendo los resultados muy positivos ya que entre todos los casos analizados en este estudio sería el que mayor rentabilidad aportaría.

De entre todos los casos más desfavorables, el peor sería el que los precios de la electricidad se mantuviesen constantes con valores prepandemia, pero ninguno logra bajar el TIR ese 10% que imponía la empresa como requisito por lo que se da la instalación como favorable y viable económicamente.

**PROJECT TO EXTEND THE EXISTING PHOTOVOLTAIC PLANT ON THE
"MONTEPINOS" AGRICULTURAL ESTATE, LOCATED IN EL CERRO DE
ANDÉVALO (HUELVA).**

Author: Alejandro Ferrer Colomer

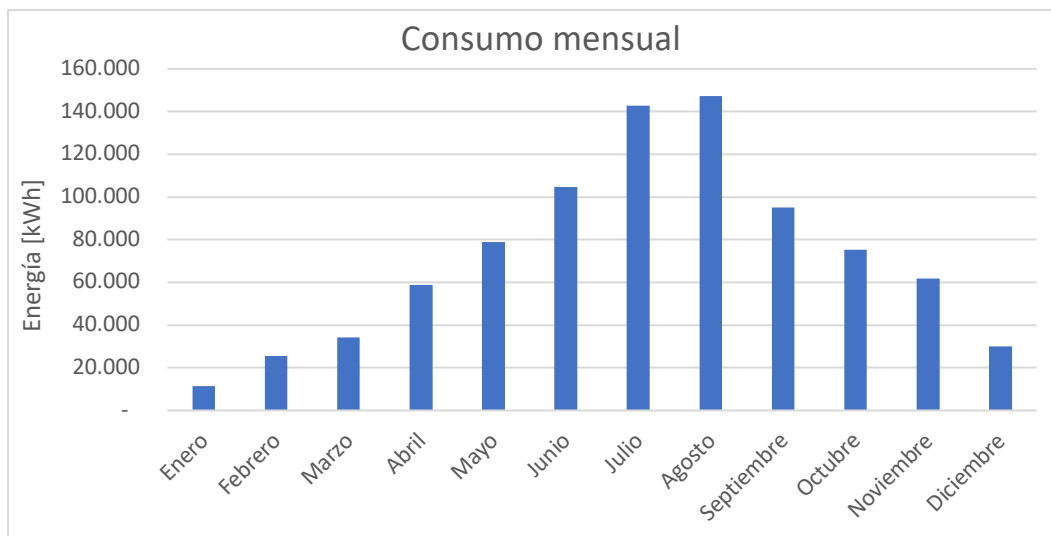
Supervisor: Pedro Alonso del Yerro

Collaborating Entity: Giner Export S.A.- Universidad Pontificia Comillas (ICAI)

SUMMARY OF THE PROJECT

The purpose of this document is to dimension the second phase of a photovoltaic plant destined for self-consumption. The plant will be located on an agricultural estate belonging to the municipality of San Telmo, Huelva.

Following the approval in 2019 of the Royal Decree on Self-consumption 244/2019 of 6 April, this type of installation became even more interesting as it simplified both the bureaucratic and technical procedures to carry them out and eliminated the "sun tax" which was an economic obstacle. Subsequently, in 2021, after the pandemic year, the European Union approved funds called "Next Generation Funds" which would facilitate the implementation of this type of installations as they financed part of the budget, making them more affordable for the user. Finally, in 2022, after a series of events, electricity prices increased to three, four or even five times the price at which they were before the pandemic in 2020, leading to the search for alternatives to alleviate these high prices. This is why the decision was taken to install a photovoltaic plant in the company in question.



For its design, first, the climatic conditions of the site have been analysed. The available solar resource, in particular the horizontal solar irradiation varies from 71.2 kWh/m²/month in January to 255.4 kWh/m²/month in July. The average temperature is 18.6 °C and the relative humidity is 59.5% (data obtained from the PVGIS database). These are more than ideal conditions for the installation. One thing that makes one think that this is indeed a very good location is that numerous solar fields have been installed around the farm, and the company has even received offers for the rental/sale of this land for the installation of a solar field.

Due to all these factors, the design of the plant was decided by analysing the consumption of the estate first and foremost. This, as can be seen below, has its highest values in the months of June, July and August and the lowest in January-December. These minimum and maximum values coincide with those of the generation of the photovoltaic installation, so for its design we will try to maximise the generation of energy in those summer months where consumption is highest.

In addition to the total monthly consumption, the average timetable by month has also been analysed. It has been seen that there are months where energy is mainly consumed during the night and that it is possible to take advantage of this consumption during the day and self-consume this energy. This has been notified to the company, which until now had organised it in this way, as the price is lower at night, but once the plant has been installed they will change this in order to get the most out of the installation.

Using the PVsyst tool we have proceeded to the dimensioning of this plant where we have taken into account which is the ideal location within the farm and all the losses, which are detailed in the document.

Taking all this into account, a plant has been dimensioned for three different power ratings of 272, 330 and 339 kWp. The 330kWp has been chosen, the reasons for this will be explained later on. This installation will have 612 modules Hiku6 Mono PERC CS6W-540W of 540W and 3 inverters of the brand Huawei of model SUN 2000-100KTL-M resulting in a peak power of 330 kW. The rigid concrete structure of Solarblock with a 20° slope located on the ground has been chosen for its support. With this configuration, the plant is capable of generating 587.75 MWh, 366.13 MWh being self-consumed and 204.88 MWh of surplus which, as mentioned, will not be able to be used at the moment, waiting to be able to connect to the grid in the future and take advantage of it.

In terms of economics, the different scenarios were budgeted and their economic returns were calculated as shown below.

Opción	Presupuesto inicial	VAN	TIR
272 [kWp]	185.147,54 €	522.082,47 €	31%
330 [kWp]	231.434,43 €	557.602,15 €	28%
399 [kWp]	277.721,32 €	575.816,34 €	24%

These results were shown and assessed with the owners of the company who have finally chosen the 330 kWp scenario for economic reasons as it was within the budget they had decided to allocate for this purpose. Initially they wanted a project with an IRR of more than 10%, which has been more than achieved.

Having decided on the installation, it has been calculated how much pollution will be avoided by the installation of the solar photovoltaic plant. This will prevent a total of 4821.81 tCO₂ from ending up in the atmosphere, which is equivalent to planting a total of 1200 trees.

Finally, a sensitivity analysis has been carried out to study events that could occur during the lifetime of the installation. Firstly, we looked at what would happen if electricity prices were to change. The conclusion reached was that the higher the prices, the higher the profitability obtained. Then it was seen how a crisis/pandemic would affect the plant. The conclusion obtained was the same: a crisis, due to the effect of rising prices and CPI, would increase the profitability of the installation. In addition to this, it has been analysed what would happen if the company finally does not receive the subsidy, receives it or receives more than expected, logically a subsidy will always be the best for the company as it is external money that enters the company at no cost. And finally, we have seen what would happen if the company managed to sell its surpluses, the results being very positive, since of all the cases analysed in this study, it would be the most profitable.

Of all the most unfavourable cases, the worst would be if electricity prices remained constant with pre-pandemic values, but none of them managed to lower the IRR by the 10% imposed by the company as a requirement, so the installation is considered favourable and economically viable.

Índice General

RESUMEN DEL PROYECTO.....	IX
SUMMARY OF THE PROJECT	XIII
1.Introducción	1
2. Objetivos y alcance del proyecto.....	2
2.1 Objetivos principales del proyecto.....	2
2.2 Alcance del proyecto	3
3. Autoconsumo en España.....	4
4. Normativa aplicable. Marco regulatorio.....	6
5. Descripción del emplazamiento	8
5.1 Localización	8
5.2 Análisis del emplazamiento	10
6.Estructura de anclaje de los módulos fotovoltaicos.....	12
7.Análisis del consumo	13
8. Dimensionamiento de la instalación	17
8.1. Climatología del emplazamiento	17
8.2 Radiación solar	18
8.3. Recurso solar en el emplazamiento	20
7.4. Explicación del Acimut.....	21
7.5 Parámetros principales.....	22
7.5.1. Orientación.....	22
7.5.2. Sistema	25
8.6 Cableado	33
8.6.1 Cableado corriente continua CC.....	33
8.6.2 Cableado corriente alterna CA	34
8.7 Protecciones.....	34
8.7.1 Protecciones frente a contacto directo e indirecto.....	35
8.7.2 Protecciones contra sobrecargas	35
8.7.3 Protecciones contra sobretensiones.....	36
8.8 Puesta a tierra	36
8.8 Canalizaciones.....	39
8.9 Resultados principales.....	42
9. Análisis de los resultados de la instalación.....	44
10. Estudio económico	50
11. Contaminación evitada	53

12. <i>Análisis de sensibilidad</i>	55
12.1. Cambio de precios de la electricidad	55
12.2. Suceso extraordinario de una crisis/pandemia	57
12.3. Variando las subvenciones	58
12.4. Inyectando los excedentes a la red	60
13. Conclusiones	61
ANEXO I	65
OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	65
ANEXO II	70
INFORME PVSYST	70
ANEXO III	84
HOJA DE CARACTERÍSTICAS MÓDULO FV	84
ANEXO IV	87
HOJA DE CARACTERÍSTICAS INVERSOR	87
ANEXO V	90
HOJA DE CARACTERÍSTICAS SOPORTE MÓDULOS FV	90
ANEXO VI	104
PLANOS DISPOSICIÓN PLANTA SOLAR	104
.....	102
ANEXO VII	103
PRESUPUESTO DETALLADO	103
ANEXO VIII	105
ESTUDIO ECONÓMICO	105

Índice de Figuras

Figura 1: Mapa de radiación solar en España. Fuente: Roams Energía.....	5
Figura 2: Localización de la finca en España. Fuente Google Earth	9
Figura 3 : Localización de la finca con más detalle. Fuente Google Earth.....	9
Figura 4: Sistema de sujeción Solarbloc. Fuente: Solarbloc.....	13
Figura 5: Ejemplo de una instalación con sistema de sujeción Solarbloc. Fuente: Solarbloc	13
Figura 6: Consumo mensual horario medio por meses. Fuente: Elaboración propia.....	15
Figura 7: Consumo mensual medio a lo largo del año. Fuente: elaboración propia	15
Figura 8: Consumo horario del mes de abril. Fuente: elaboración propia	16
Figura 9. Consumo horario del mes de febrero. Fuente: Elaboración propia	16
Figura 10: Consumo horario del mes de agosto. Fuente: Elaboración propia	16
Figura 11: Coordenadas de la instalación fotovoltaicas. Fuente: PVsyst	17
Figura 12: Datos meteorológicos del emplazamiento. Fuente: PVsyst.....	18
Figura 13: Tipos de irradiación. Fuente: Lashkar	20
Figura 14: Trayectorias solares para las distintas horas del día incluyendo sombreado. Fuente: PVsyst	20
Figura 15: Diagrama explicativo del acimut. Fuente: sfe-solar.com	21
Figura 16: Orientación óptima dimensionada por PVsyst. Fuente: PVsyst.....	23
Figura 17. Orientación final con los datos globales del año. Fuente: PVsyst.....	24
Figura 18: Orientación final con los datos de verano. Fuente: PVsyst	24
Figura 19: Esquema simplificado de la planta conectada a la red. Fuente: PVsyst	25
Figura 20: Datos básicos del módulo FV proporcionados por PVsyst. Fuente: PVsyst ..	26
Figura 21: Datos básicos del inversor proporcionados por PVsyst. Fuente: PVsyst	26
Figura 22: Pérdidas debido al envejecimiento. Fuente: PVsyst.....	28
Figura 23: Pérdidas por indisponibilidad. Fuente: PVsyst.....	29
Figura 24: Pérdidas debido a la calidad del módulo, LID y desajuste	30
Figura 25: Pérdidas debido a IAM. Fuente: PVsyst.....	31
Figura 26: Gráfica de consumos mensuales de la finca. Fuente: PVsyst.....	31
Figura 27: Escena 3D de sombreados cercanos. Fuente: PVsy.....	32
Figura 28: Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra. Fuente: REBT	37
Figura 29: Resultados principales del dimensionamiento de PVsyst. Fuente: PVsyst ..	42
Figura 30: Diagrama de Sankey de las pérdidas de la instalación. Fuente: PVsyst.....	43
Figura 31: Gráfico de los distintos consumos y generación de la planta solar. Fuente: Elaboración propia.	45
Figura 32: Generación fotovoltaica horaria para los distintos meses del año. Fuente: Elaboración propia	45
Figura 33: Consumo mensual actual sin la planta solar instalada. Fuente: Elaboración propia.....	46
Figura 34: Consumo mensual si estuviese la planta solar instalada. Fuente: Elaboración propia.....	46
Figura 35: Generación y consumos horarios del mes de Junio. Fuente: Elaboración propia.....	47

Figura 36:Generación y consumos horarios del mes de Marzo. Fuente: Elaboración propia.....	47
Figura 37:Generación y consumos horarios del mes de octubre. Fuente: Elaboración propia.....	48
Figura 38:Generación y consumos horarios del mes de agosto. Fuente: Elaboración propia.....	48
Figura 39:Generación y consumos horarios del mes de diciembre. Fuente: Elaboración propia.....	49
Figura 40:Gráfica del IPC anual en los últimos 20 años. Fuente: INE	51
Figura 41: IPC anual en España desde el año 1956 hasta el año 2016. Fuente: www.invertiralargoplazo.com.....	51
Figura 42:Gráfico comparativo de los flujos de caja para las distintas potencias pico instaladas. Fuente: Elaboración propia.....	52
Figura 43:: Gráfico comparativo de los distintos flujos de caja para los casos con precios distintos de electricidad. Fuente: Elaboración propia.....	56
Figura 44: Tabla comparativa entre el caso con crisis y sin crisis. Fuente: Elaboración propia.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 45: Gráfico comparativo entre caso sin crisis y con crisis. Fuente: Elaboración propia.....	58
Figura 46: Gráfico comparativo de los flujos de caja para distintos porcentajes de subvención. Fuente: Elaboración propia	59
Figura 47: Gráfico comparativo de los flujos de caja de una instalación que vende excedentes o no. Fuente: Elaboración propia.....	60
Figura 48: Resultado del estudio económico para los distintos escenarios. Fuente: Elaboración propia.	62
Figura 49: Objetivos de desarrollo sostenible Agenda de 2030. Fuente: ONU	67

Índice de tablas

Tabla 1: Secciones mínimas convencionales de los conductores a tierra. Fuente: REBT	38
Tabla 2: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: REBT.....	39
Tabla 3: Características mínimas para tubos en canalizaciones superiores ordinarias. Fuente: REBT.....	39
Tabla 4: Diámetros mínimos exteriores de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: REBT	40
Tabla 5: Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas. Fuente: REBT.....	40
Tabla 6: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente:REBT	41
Tabla 7: Resultados del estudio de la viabilidad económica para las distintas potencias. Fuente: Elaboración propia	52
Tabla 8: Toneladas de CO2 evitadas gracias a la planta solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia	54
Tabla 9: Tabla comparativa para los distintos casos de precios de electricidad. Fuente: Elaboración propia	55
Tabla 10.....	56
Tabla 11:Tabla comparativa entre el caso con crisis y sin crisis. Fuente: Elaboración propia.....	57
Tabla 12: Tabla comparativa para los casos con diferentes subvenciones. Fuente: Elaboración propia	59
Tabla 13: Gráfico comparativo entre vender los excedentes o no. Fuente: Elaboración propia.....	60
Tabla 14: Presupuesto detallado de la instalación. Fuente: Elaboración propia	104
Tabla 15: Estudio de la viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia.....	106

1.Introducción

La escalada del precio de la luz durante estos dos últimos años ha provocado que cada vez más empresas y particulares tomen medidas para reducir su factura de la luz. Esta subida de la luz surge a raíz de la pandemia del Covid 19. El confinamiento produjo que los productores de la energía ralentizaran su producción provocando un desajuste en el mercado conforme todo volvía a la normalidad. Dicho desajuste ha originado el encarecimiento de los suministros. El barril de petróleo pasó de costar 16.24\$ hasta los 100\$ actuales. El precio del gas natural también se vio afectado y posteriormente se ha disparado debido a la guerra entre Ucrania y Rusia. Estos factores, junto con la subida del precio del CO₂, han provocado que la luz pase de tener un coste desde alrededor de 50-60 €/MWh hasta los actuales 200 €/MWh, lo cual supone un incremento de un 400%. Esta situación hace que sea fundamental buscar alternativas que consigan reducir la factura de la luz tanto en empresas como a particulares y una de dichas alternativas es la implantación de las energías renovables.

Este proyecto se fundamenta en lo planteado en el párrafo anterior, es decir, el uso de las energías renovables con el fin de reducir los costes de la energía eléctrica, al tiempo se contribuye al cuidado del planeta al utilizar una energía que genere menos CO₂. En él se estudiará tanto la viabilidad técnica como económica de la implantación de un sistema de generación de electricidad para el autoconsumo mediante el uso de paneles fotovoltaicos. El proyecto se ubica en una finca agrícola en la provincia de Huelva en la cual se llevó a cabo, previamente, una primera fase de montaje de un sistema de generación de autoconsumo conectado a la red interna de la finca pero que no permite devolver el excedente de energía a la Red Eléctrica Española. El proyecto actual comprende dos apartados, por un lado la segunda fase de instalación de nuevos paneles fotovoltaicos, necesarios por la ampliación de la finca y por otro lado también se estudiará la viabilidad de poder conectar la planta fotovoltaica a la Red Eléctrica de España para devolver el excedente de energía a dicha la red.

2. Objetivos y alcance del proyecto

2.1 Objetivos principales del proyecto

Según el artículo “EL sistema eléctrico español: Avance 2021” (Red Eléctrica de España), en 2021 las tecnologías renovables produjeron el 46,7% de toda la energía generada en España lo que supone un máximo histórico y un 2,5% más respecto a 2020. Esto es muy buen dato y quiere decir que poco a poco estamos consiguiendo el objetivo de producir energía 100% libres de CO₂. Pero esto no quita que la energía que se sigue produciendo emita CO₂.

La empresa para la cual se va a realizar el proyecto se dedica mayoritariamente a la explotación de cultivos agrícolas, especialmente de cítricos. Estos producen al año una gran cantidad de oxígeno y reducen el CO₂ de la atmósfera ayudando al medioambiente.

Para el buen desarrollo del cultivo se necesitan unas condiciones determinadas de temperatura y humedad que se están viendo afectadas en los últimos años, en parte debido al cambio climático. Hace 3 años los cultivos se vieron implicados en una sequía importante, debido a la falta de agua en los pantanos, impidiendo que estos pudieran ser regados lo que causó la muerte de cientos de árboles y la grave afectación del resto, provocando una gran disminución del rendimiento en estos dos últimos años con las consiguientes pérdidas económicas. Por todo ello la empresa decidió en la primavera de 2021 montar la primera fase de la instalación fotovoltaica dentro de la finca agrícola.

Recientemente se ha realizado una ampliación de la finca agrícola que ha aumentado el consumo de energía por lo cual se ha decidido realizar una segunda fase de instalación de paneles fotovoltaicos que sigue los mismos fundamentos que la previa. Esta segunda fase consiste también en un sistema de generación para el autoconsumo basado en la producción de energía mediante módulos fotovoltaicos. Éstos se montarán dentro de la finca ubicada en la provincia de Huelva. Se realizará un estudio de la viabilidad técnica y económica de la instalación donde se estudiarán distintos escenarios que hagan la instalación lo más rentable posible. Además de esto, se estudiará la posibilidad de

beneficiarse de las reciente ayudas que el Gobierno de España está proporcionando a este tipo de instalaciones, lo que contribuiría a reducir los costes.

2.2 Alcance del proyecto

Para poder cumplir con los objetivos mencionados anteriormente, se van a seguir los siguientes pasos

1. Se revisará la viabilidad legal del proyecto mediante el estudio de la normativa aplicable y su marco regulatorio.
2. Se explicará detalladamente el lugar donde se va a instalar la planta: localización de la finca, ubicación de la planta solar, consumos de la finca y climatología del lugar.
3. Se estudiará el recurso solar disponible del que dispone el emplazamiento de la finca el cual permitirá saber cuál es la capacidad de generación de la planta.
4. Previo a empezar con el dimensionamiento de la planta, se explicará cómo funciona una planta solar y de qué elementos dispone. Esto permitirá conocer de una mejor forma los sistemas fotovoltaicos.
5. Se realizará el dimensionamiento de la planta solar fotovoltaica:
 1. Se dimensionará la planta solar fotovoltaica, teniendo en cuenta la primera fase de la planta solar, actualmente en funcionamiento, de tal forma que sea lo más rentable posible. En este estudio, se incluirán todos los aparatos necesario para el correcto funcionamiento de la planta discutiendo cuál es el más apropiado para ello.
 2. Una vez hecho el dimensionamiento se considerará si es o no factible el conectar la planta a la red para que esta pueda verter el excedente.
6. Se estudiará la viabilidad económica del proyecto donde se analizará y comparará las distintas opciones de planta solar que la hagan los más rentable posible además del cálculo de amortización del proyecto
7. Ayudándose del estudio económico se escogerá la mejor opción de proyecto.

8. Se realizará un estudio del impacto de sostenibilidad para que la instalación cumpla con los Obejtivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 2030, de las Naciones Unidas.

3. Autoconsumo en España

Según el artículo “El sistema eléctrico español: Informe 2021” (Red Eléctrica de España, 2021) en el año 2021 la energía renovable alcanza nuevos máximos de generación. En concreto, la renovable ha aumentado un 9,7% respecto el año anterior donde la solar fotovoltaica ha aumentado un 36,9% respecto el 2020. Estos tipos de energías están en auge y más aún la fotovoltaica.

Dentro de este tipo de renovables no entraría el autoconsumo ya que es energía generada y vertida a la red. Si nos fijamos en el autoconsumo, según el artículo “El 30% de la potencia instalada en 2021 fue de autoconsumo” (Energías-renovables.com), el autoconsumo experimentó en 2021 un crecimiento del 101,84% respecto a 2020 y supuso el 30% de la potencia puesta en marcha con un total de 1.203MW en autoconsumo del total de 3.233MW de total fotovoltaica. Como vemos son datos muy grandes y buenos para el futuro. El autoconsumo ha llegado para quedarse y está totalmente en auge. Debido a la reciente subida de precios que estamos experimentando, es ahora, más que nunca, el momento de aprovechar este tipo de instalaciones ya que esta situación hace que estos proyectos se amorticen mucho más rápido y generen más pronto beneficios lo que hace estas inversiones más interesantes.

En 2019 se aprobó el Real Decreto de Autoconsumo 244/2019 del 6 de abril. Según el artículo “*Situación actual del autoconsumo en España*” (Larrosa Ingenieros, 2019), en este nuevo decreto se consigue básicamente: simplificar los trámites tanto burocráticos como técnicos para instalaciones pequeñas y medianas (por debajo de 100 KW), se acaban las tasas o impuestos a la generación fotovoltaica, el denominado “Impuesto al Sol”, aparece el autoconsumo individual o compartido, el cual consistente en la asociación o unión de varios consumidores en una o varias instalaciones de generación y aparece la posibilidad de poder, no solo realizar autoconsumo de una instalación que este en la vivienda, si no, de una instalación que este próxima a esta. Es decir, simplifica al

consumidor el instalarse una planta de autoconsumo y lo que puede hacer con ella. Todos estos cambios favorecen a que cada vez más gente se anime a realizar este tipo de instalaciones con todas las buenas ventajas que esto aporta tanto económicamente como para el medioambiente.

Cabe recordar que España es uno de los países con mejores recursos solares no solo de Europa si no del mundo. Esto la hace que sea muy interesante a la hora de colocar placas solares. Si nos fijamos Figura 1, donde la zona 1 representa menor de 3,8 kWh/m², la zona 2 entre 3,8 kWh/m² y 4,2 kWh/m², la zona 3 entre 4,2 kWh/m² y 4,6 kWh/m², la zona 4 entre 4,6 kWh/m² y 5 kWh/m² y la zona 6 mayor de 5 kWh/m², la mayoría del territorio español tiene una irradiación superior al 4,2 kWh/m². Y según el artículo “¿En qué zona del mapa de radiación de España está mi provincia?” (energía.roams.es), zonas como Almería, Huelva o Cádiz tienen una radiación superior al 6 kWh/m², lo que hace nuestro proyecto todavía más interesante al localizarse en la provincia de Huelva.

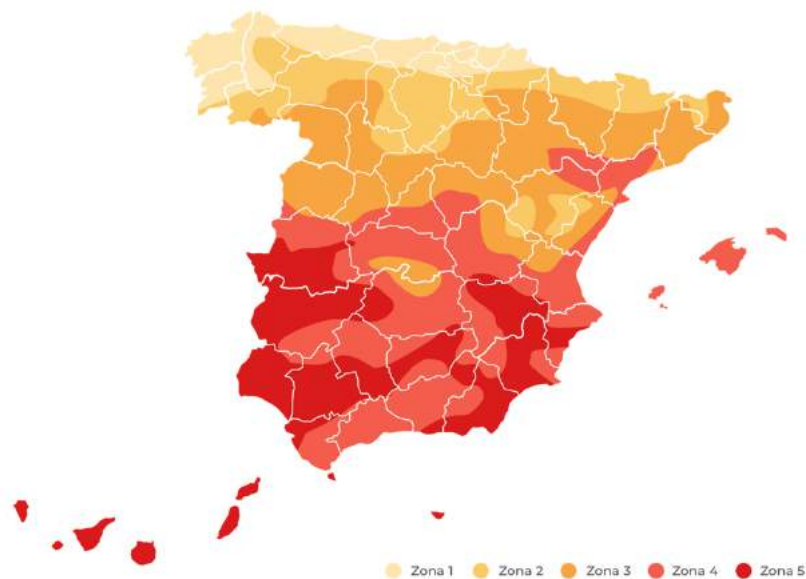


Figura 1: Mapa de radiación solar en España. Fuente: Roams Energía

Todos estos datos anteriormente mencionados, nos abalan para llevar a cabo la instalación de una planta solar fotovoltaica en la mencionada finca agrícola ubicada en la provincia de Huelva. Ahora que la luz está más cara que nunca y el mundo cada vez más contaminado la energía fotovoltaica es una muy buena solución para paliar ambos problemas.

4. Normativa aplicable. Marco regulatorio.

La regulación de las energías renovables en España surge en el año 1980 con la “Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de la energía” la cual surge, según el artículo “ 3.5. Regulación española de las energías renovables (energía y sociedad), con el fin de fomentar la minihidráulica con el fin de hacer frente a la crisis del petróleo y mejorar la eficiencia energética, reduciendo así la dependencia del exterior.

A lo largo de los años, han ido surgiendo leyes y Reales Decretos los cuales han ido legislando y regulando el sector eléctrico. La más reciente, y que actualmente regula el autoconsumo, es el Real Decreto 244/2019 del 6 de abril. En él, se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción de autoconsumo definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Los principales aspectos que vienen recogidos en el Real Decreto 244/2019 del 6 de abril son:

- Establece dos modalidades de autoconsumo: autoconsumo sin excedente, autoconsumo con excedentes. Dentro de este está el autoconsumo con excedente acogidos a compensación y autoconsumo con excedentes no acogido a compensación (los cuales se detallarán más abajo).
- Habilita y reglamenta el autoconsumo colectivo.
- La potencia máxima que podrá ser instalada en una instalación fotovoltaica será la del inversor.
- Permite instalaciones con sistemas de almacenamiento.
- Permite que el consumidor y el propietario de la instalación sean distintos.
- Simplifica los trámites.
- Establece un nuevo régimen económico el cual cuenta con varía según el tipo de autoconsumo.

- Establece qué equipos se deben instalar para la medición.
- Establece que el importe a compensar nunca excederá el valor mensual de la energía horaria consumido.

Aparte de este de este Real Decreto, la Ley 24/2013, 26 diciembre, del Sector Eléctrico acoge otros tres reales decretos importantes (Normativa de autoconsumo, IDAE)

- RD-ley 15/2018, de 5 octubre de medidas urgentes para la transición energética y los consumidores.
- RD-ley 183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- RD-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

Como hemos visto antes, el Real Decreto 244/2019 del 6 de abril, clasificaba las instalaciones de autoconsumo en dos modalidades:

1. Autoconsumo sin excedentes: Instalaciones de autoconsumo las cuales estando conectadas a la red de distribución o transporte disponen de un sistema atvvertido que impide que el excedente de energía que no consuman sea inyectado a la red. Para autoconsumo colectivo sin excedentes existe la posibilidad de acogerse a compensación de excedentes.
2. Autoconsumo con excedentes: instalaciones las cuales están conectadas a la red de transporte y distribución y pueden inyectar energía excedentaria en la red. Dentro de este grupo existen dos subgrupos:
 1. Autoconsumo con excedentes acogida a compensación: son aquellas en las que productor y consumidor optan por acogerse al sistema de compensación de excedentes. Estos excedentes inyectados en la red serán compensados por parte de la comercializadora de tal forma que su precio sea el resultado del precio medio de mercado menos el coste de los desvíos. La comercializadora y el consumidor también podrán acordar un precio aplicando posteriormente los beneficios a los que puedan acogerse (bono social) y los peajes e impuestos que procedan.

Para entrar en este grupo, es necesario cumplir las siguientes condiciones:

- La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
 - La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
 - En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
 - El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
 - La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.
2. Autoconsumo con excedentes no acogida a compensación: aquellas instalaciones con excedentes que no cumplen alguno de los requisitos anteriores o que voluntariamente, opten por no acogerse a ello

5. Descripción del emplazamiento

5.1 Localización

La finca donde se va a instalar la planta solar se encuentra ubicada en las cercanías del pueblo de San Telmo, en la provincia de Huelva, España. Las coordenadas de la finca son:

- Latitud: 37°47'50.9"N
- Longitud: 6°56'35.8"W
- Altura: 331m



Figura 2: Localización de la finca en España. Fuente Google Earth

En la Figura 2 podemos observar la ubicación de la finca dentro del territorio español. Ésta viene indicada con el nombre de Montepinos, nombre originario de la finca y que actualmente conserva.

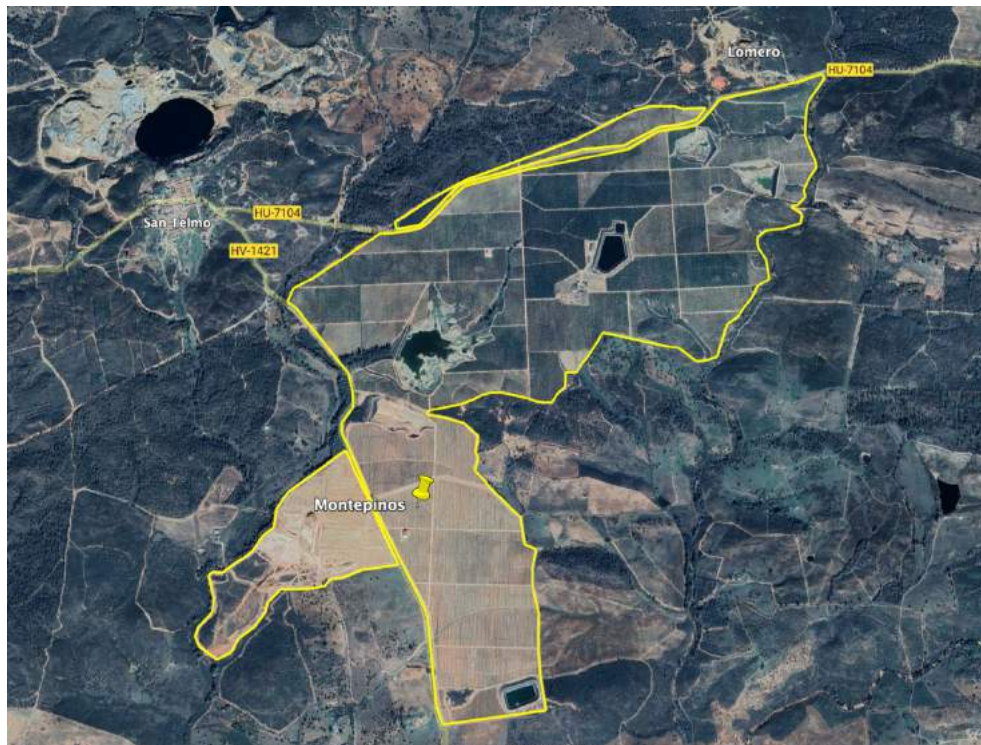


Figura 3 : Localización de la finca con más detalle. Fuente Google Earth

Con un trazo amarillo, en la figura 3, podemos observar el perímetro de la finca en sí.

5.2 Análisis del emplazamiento

Esta finca pertenece a la empresa Giner Export S.A, empresa perteneciente al grupo Vicente Giner. Fue obtenida en el año 2006, empezó a ser transformada en el año 2007 de terreno forestal a agrícola regadío hasta completarse el total de las 624 hectáreas en el año 2022. En el año 2021 se realizó una primera fase de instalación de placas fotovoltaicas como proyecto piloto subvencionado por una línea de ayudas que limitaban la potencia a instalar a 100 kW Tras la experiencia del año transcurrido la empresa ha decidido ampliar la capacidad de dicha instalación al máximo óptimo. Este proyecto se encarga de diseñar dicha ampliación.

La actividad de la propiedad se centra básicamente en la plantación y recolección de cítricos. La mayoría del terreno está destinado a distintas variedades de cítricos, naranjas y mandarinas, pero recientemente, en última ampliación, se ha incorporado el cultivo de arándanos. Aparte de esta actividad, hay una pequeña zona de la finca destinada a la cría de cerdos ibéricos, entorno a unos 30, de distintas edades, para la obtención de jamones y los diversos productos procedentes de ellos . Esta actividad no se realiza con fines lucrativos si no para el consumo por los miembros de la empresa.

En cuanto a las características de la propiedad, cuenta con un total de 624 Hectáreas. Tiene un total de 4 naves cabezales de riego en las cuales se ubican los grupos motobomba, las bombas inyectoras de abono y otros elementos auxiliares Además de esto, también se usan como almacén del material necesario para las labores de campo, pequeña oficina, etc. También cuenta con una propia red interna eléctrica la cual distribuye la electricidad dentro de la finca. Esta red interna cuenta con cinco transformadores de media tensión de 15 kV. En cuanto a las bombas son un total de 12 con una potencia total de 982 CV o lo que es lo mismo 722,7 kV.

1. Nave Cabezal Anguilla (157 CV):
 - 2 moto-bombas de 75 CV: 150 CV
 - inyectoras, sopladores y auxiliares: 7 CV

2. Nave Cabezal Montepinos Fase 1 (391 CV)
 - 2 moto-bombas de 75 CV: 150 CV
 - 2 moto-bombas de 50 CV: 100 CV
 - 2 moto-bombas de 60 CV: 120 CV
 - Inyectores, sopladores y elementos auxiliares: 21 CV

3. Nave Cabezal Montepinos Fase 2 (7 CV)
 - Inyectores, sopladores y elementos auxiliares: 7 CV

4. Nave Cabezal Montepinos Fase 3 (7 CV)
 - Inyectores, sopladores y elementos auxiliares: 7 CV

5. Embalse El Capellán (120 CV)
 - 2 moto-bombas de 60 CV: 120CV

6. Azud La Madroña (130 CV)
 - 2 moto-bombas de 60 CV: 120 CV
 - 1 moto-bomba de 10 CV

7. Azud Sierra Pelada (174 CV)
 - 2 moto-bombas de 75 CV: 150 CV
 - 1 moto-bomba de 24 CV

8. Embalse Anguilla (10 CV)
 - 2 moto-bombas de 5 CV

6. Estructura de anclaje de los módulos fotovoltaicos

Para colocar los módulos fotovoltaicos en una instalación de autoconsumo hay varias maneras: en el suelo, mediante una estructura de anclaje; sobre una cubierta o techo con cierta inclinación aprovechando dicha inclinación; en cubierta con estructura para lograr el óptimo de inclinación, etc. Hay multitud de formas, pero en este caso debido al espacio que hay disponible se colocarán en el suelo sobre estructura.

Como se verá más adelante, hay disponible una cubierta en la finca que se podría aprovechar para la colocación de los paneles, como suele ser lo más común en autoconsumo para optimizar el espacio. En nuestro caso, el espacio no es un problema y es por esto que se descarta esta opción. Más adelante se verá que aparte de que la cubierta no es lo suficientemente grande como para albergar la instalación, es más interesante económicamente la opción de colocarlas en el suelo con la inclinación y orientación que se desee.

Para la sujeción se ha elegido una estructura compuesta de hormigón reforzado de la marca “Solarbloc” como la que podemos ver en la siguiente figura. Cada bloque de sujeción pesa unos 550kg lo que permite que no haga falta ningún tipo de cimentación o hincado alguno para contrarrestar los efectos del viento y agentes externos. Además, esto permitirá que los tiempos de instalación se vean reducidos al tiempo que se minimizarán los componentes necesarios. Estos bloques permiten albergar dos paneles cada uno. Es una muy buena solución para la sujeción de las placas solares en comparación a las estructuras tradicionales ya sea por su bajo coste, por su fácil instalación o también por la resistencia que tienen al paso del tiempo. Al ser de hormigón el óxido no será un problema lo que es otra ventaja más para este tipo de sujeciones.



Figura 4: Sistema de sujeción Solarbloc. Fuente: Solarbloc



Figura 5: Ejemplo de una instalación con sistema de sujeción Solarbloc. Fuente: Solarbloc

7. Análisis del consumo

Previo al dimensionamiento de la planta se realizará un estudio del consumo actual de la finca que nos permita diseñar en función de cómo y cuánto sea el consumo, lo que permitirá ajustar la producción de la planta para hacerla lo más rentable posible.

El consumo principal de la finca es el que origina el riego. Existen otro tipo de consumidores como pueden ser el alumbrado, equipos de comunicación, ordenadores y otros de menor importancia que en conjunto suponen un volumen de consumo

despreciable respecto al que origina el sistema de riego. Este sistema, como se ha visto antes, consta de 12 bombas de riego con una potencia de 722,7kW.

Para distribuir el consumo y el caudal de agua, el riego se distribuye a lo largo del día en función de diversos parámetros. El criterio principal de riego es la humedad que tiene el suelo de la planta. A lo largo de la plantación y distribuidos por zonas, existen unos higrómetros que nos permiten saber cómo de húmedo está el suelo donde se ubican las plantas. En función de esto se adapta el riego para intentar que la humedad del suelo se mantenga entre unos valores que permitan el crecimiento y desarrollo óptimo de la planta. En épocas lluviosas y frías, como es invierno, la humedad del terreno será mayor debido a las precipitaciones y la poca evaporación que se sufre debido a las bajas temperaturas. Por el contrario, en verano será lo opuesto, poca lluvia y altas temperaturas resultarán en suelo más seco y por tanto se necesitará más riego. Hay periodos en los que el riego no sería necesario de no ser porque utilizan el mismo sistema de riego, donde se mezcla el abono con agua, para poder abonar los árboles. Dado que el abonado es inferior al riego los consumos en los meses más lluviosos y fríos como diciembre, enero y febrero es muy inferior al que puede haber en verano. Otro de talle a tener en cuenta es la distribución del riego a lo largo del día. Los riegos se realizan diariamente, en caso de ser necesario. Estos se realizan en las horas de más luz y por tanto más calor debido a que es el momento de máximo estrés de la planta y por tanto el mejor momento para hacerlo. Además de esto, coincide con las horas de trabajo del personal los cuales van revisando que se riegue bien y que en caso de surgir algún problema éste pueda ser resuelto; alguna vez ocurre que una manguera de riego tiene una fuga y los trabajadores se encargan de detener el riego, reparar el problema y volver a ponerlo en marcha para que pueda seguir ejecutándose de manera normal. Gracias a esto último mencionado, el consumo diario es casi el ideal para una instalación de autoconsumo. Se utiliza energía de la red las horas en las que hay sol, las mismas en las que existe producción por parte de los módulos fotovoltaicos. Además de esto, los meses de mayor producción son los meses de mayor consumo y los meses de menor producción son los meses de menor consumo.

Todo lo antes mencionado se puede observar en las siguientes gráficas de los consumos obtenidos en la finca. Si nos fijamos en la figura 4 se observa la evolución del consumo

en un día con los diferentes meses del año. Vemos cómo los meses de más alto consumo serían agosto y julio y los de menor enero seguido de febrero y diciembre.

A continuación, podemos observar el consumo mensual. Vemos como cumple con lo mismo que hemos visto anteriormente en lo que a consumo se refiere.

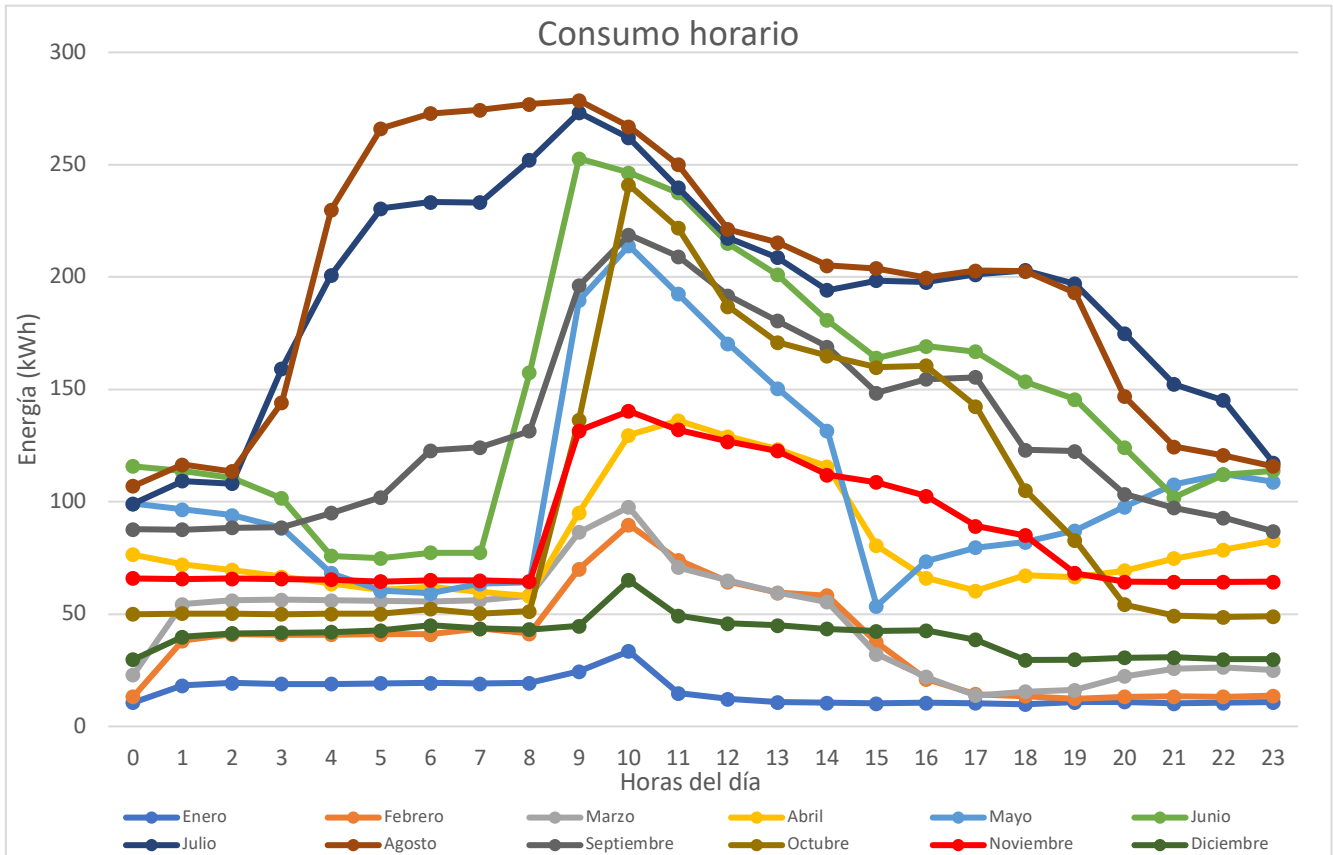


Figura 6: Consumo mensual horario medio por meses. Fuente: Elaboración propia

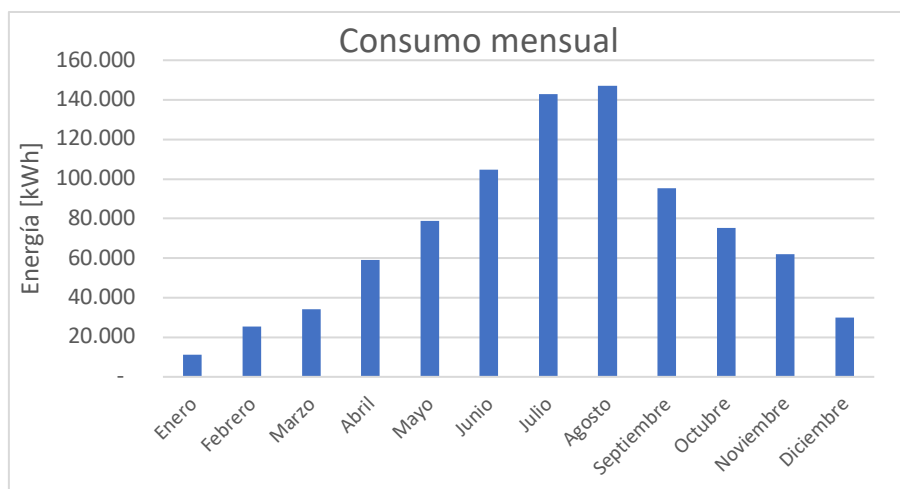


Figura 7: Consumo mensual medio a lo largo del año. Fuente: elaboración propia

Finalmente se mostrarán unas gráficas del consumo horario de un mes de consumo alto, otro medio y otro alto para que podamos observar las diferencias de una manera más detallada y analíticamente

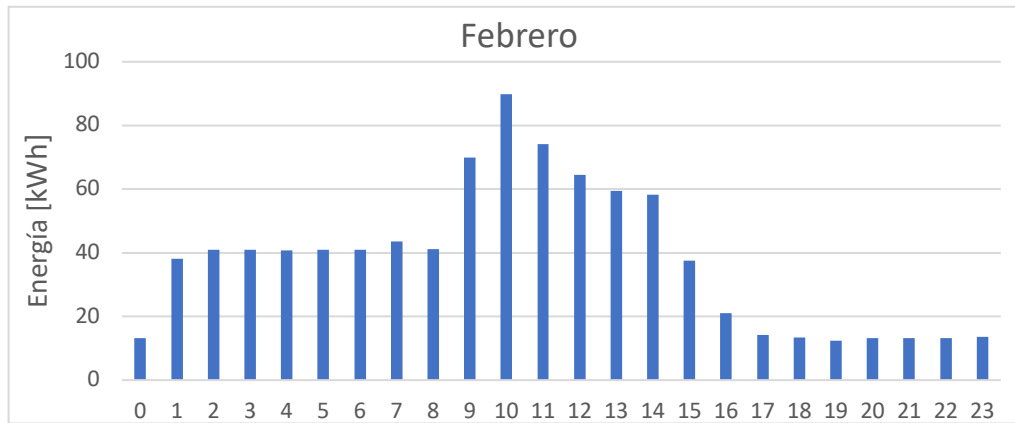


Figura 9. Consumo horario del mes de febrero. Fuente: Elaboración propia

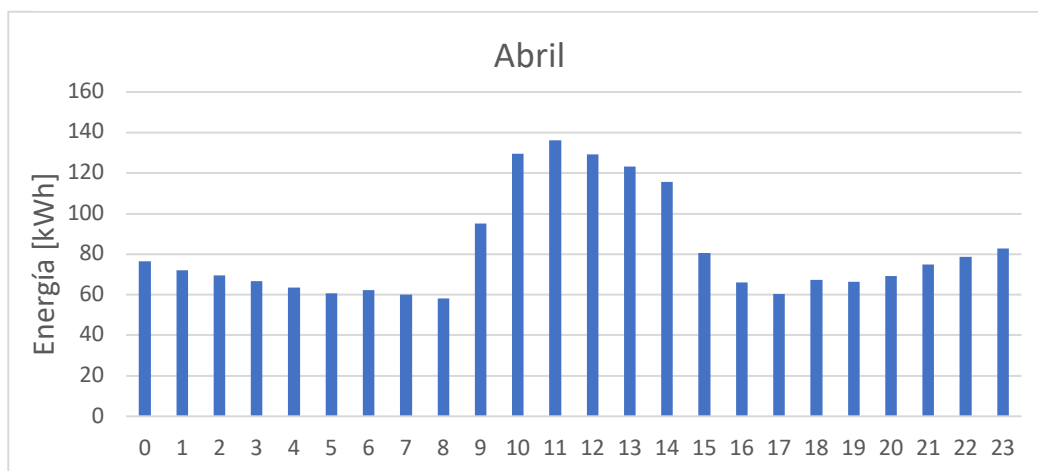


Figura 8: Consumo horario del mes de abril. Fuente: elaboración propia

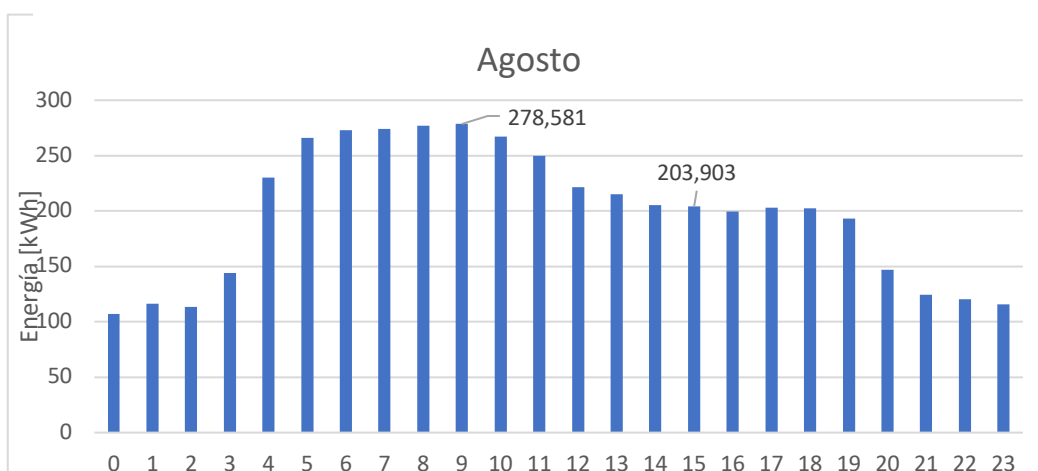


Figura 10: Consumo horario del mes de agosto. Fuente: Elaboración propia

En conclusión, esta instalación cuenta con un muy buen perfil de consumo debido a que su consumo más alto se produce en las horas de máxima generación. El consumo medio más alto se obtiene en agosto a las 9 de la mañana con un valor de 278,581 kWh y el consumo a la hora de mayor producción que son las 15:00 sería de 203,904 kWh. Es por esto que se empezará a dimensionar con un valor de 278,581kWh más un 20%. Este 20% se utilizará para paliar las pérdidas de rendimiento que pueda sufrir la instalación ya sea por suciedad, tiempo, etc. A partir de las conclusiones obtenidas con este dimensionamiento se decidirá o no si probar con otras potencias de generación

8. Dimensionamiento de la instalación

8.1. Climatología del emplazamiento

Los datos climatológicos del emplazamiento han sido obtenidos a través del programa PVsyst el cual contiene la base de datos de “PVGIS api TMY”. Introduciendo las coordenadas de la instalación fotovoltaica, las cuales se muestran en el figura 11, el programa nos proporcionará los datos tanto mensuales como los de la media anual. Todo esto lo podemos observar en la Figura 12:

—Coordenadas geográficas—

Recorridos solares

	Decimal	Grad. Min. Seg.	
Latitud	<input type="text" value="37.7908"/> [°]	<input type="text" value="37"/> <input type="text" value="47"/> <input type="text" value="26"/>	(+ = Norte, - = Hemisferio Sur)
Longitud	<input type="text" value="-6.9381"/> [°]	<input type="text" value="-6"/> <input type="text" value="56"/> <input type="text" value="17"/>	(+ = Este, - = Oeste de Greenwich)
Altitud	<input type="text" value="325"/>	M por encima del nivel del mar	
Zona horaria	<input type="text" value="1.0"/> ↕	Corresponde a una diferencia promedio	
		Hora Legal - Hora Solar = 1h 28m	

Obtener del nombre

Figura 11: Coordenadas de la instalación fotovoltaicas. Fuente: PVsyst

Fuente de datos: PVGIS TMY 5.2

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /mes	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Humedad relativa %
Enero	71.2	32.8	11.6	2.39	81.5
Febrero	113.9	30.8	11.8	2.39	66.9
Marzo	143.8	50.0	12.9	2.79	66.6
Abril	165.7	67.8	16.4	2.31	69.8
Mayo	226.4	66.9	20.5	2.65	50.0
Junio	240.3	67.4	23.1	2.69	43.3
Julio	255.4	55.0	26.2	2.79	43.1
Agosto	225.6	53.0	27.2	2.30	46.7
Septiembre	180.2	43.3	24.8	2.38	41.1
Octubre	136.5	39.8	22.3	1.97	52.6
Noviembre	97.2	27.7	14.4	2.11	73.3
Diciembre	75.8	24.7	11.7	2.46	79.7
Año	1932.1	559.2	18.6	2.4	59.5

Figura 12: Datos meteorológicos del emplazamiento. Fuente: PVsyst

8.2 Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de ondas electromagnéticas emitidas por el sol que se propagan en todas direcciones a través del espacio. Esta radiación es el resultado de las reacciones de fusión del hidrógeno en el núcleo del sol que luego serán emitidas en la superficie del sol, llega a la atmósfera de la tierra donde se debilita debido al proceso de difusión y reflexión que tiene en los gases (como el ozono o el vapor de agua) y finalmente llega a la tierra donde será absorbida por los módulos FV.

Según la Agencia Española de Meteorología (AEMet), la radiación solar es “transferencia de energía por ondas electromagnéticas y se produce desde la fuente (el Sol) hacia fuera”. Esta energía es la que se aprovecha en los paneles solares. Se estima que la parte de energía que es emitida por el sol y que llega a la tierra es de 10.000 veces la energía consumida en la tierra

Esta parte anteriormente mencionada que llega del sol a la tierra es conocida como irradiancia solar la cual es la potencia por unidad de área recibida del Sol en forma de radiación medida en W/m². A parte de esto, tenemos la irradiación que es la cantidad de radiación acumulada en una superficie determinada debida a la irradiación solar. Esta se mide en kWh/m².

La pequeña parte de radiación que llega a la tierra se clasifica en distintos grupos dependiendo de su forma y del tipo de rayo.

Según la forma:

- **Radiación solar directa:** Es la radiación que traspasa la atmosfera sin sufrir ningún tipo de transformación en la atmósfera y llega a la superficie de la tierra.
- **Radiación solar difusa:** Es la radiación que sufre múltiples desviaciones en su trayectoria, como por ejemplo los gases, y que más tarde llega a la superficie de la tierra.
- **Radiación solar reflejada:** Es la radiación solar que se ve reflejada por la propia superficie terrestre. Este efecto se conoce como albedo.

Según los tipos de rayos:

- **Rayos infrarrojos:** Son los que mayor longitud de onda tienen (dentro de la radiación solar). Estos emiten calor y son generados por cualquier cuerpo con temperatura superior a 0°K.
- **Rayos visibles:** Son los que nuestro ojo humano detecta diferenciando entre los distintos colores según su longitud de onda. Emiten luz.
- **Rayos ultravioleta:** Son los más perjudiciales para la piel humana e invisibles para el ojo humano. Dentro de los ultravioleta se dividen en ultravioleta A, B y C según la facilidad con la que atraviesan la atmósfera de mayor facilidad a menor. Los C son los que no consiguen atravesarla debido a que se ven absorbidos por la capa de ozono.

Radiación directa, difusa y reflejada

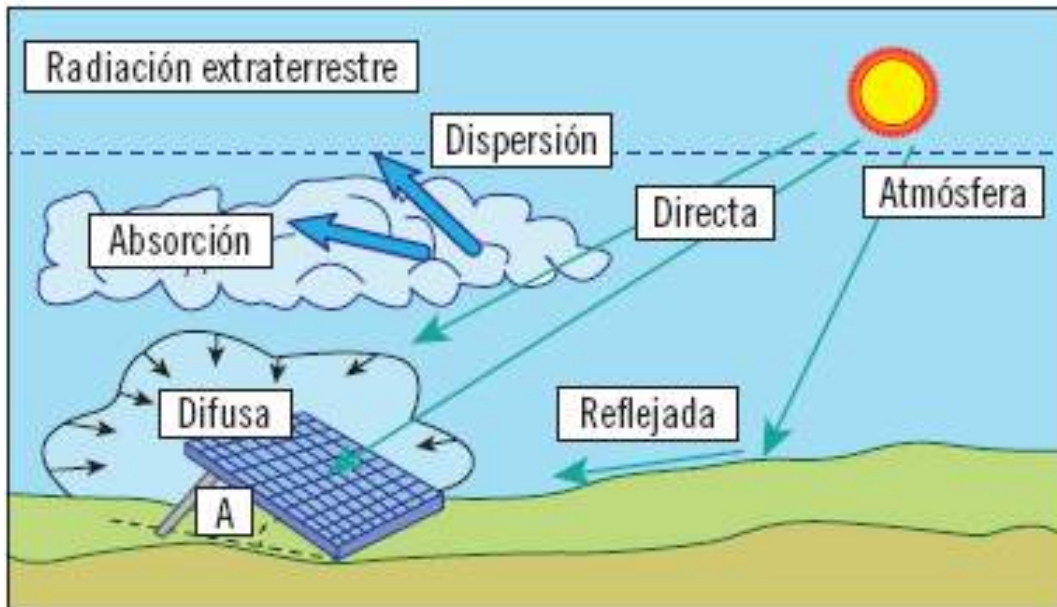


Figura 13: Tipos de irradiación. Fuente: Lashkar

8.3. Recurso solar en el emplazamiento

Habiendo introducido previamente las coordenadas del emplazamiento, el programa saca una tabla con las distintas trayectorias solares indicando la altura del sol respecto el acimut la cual podemos observar en la siguiente figura:

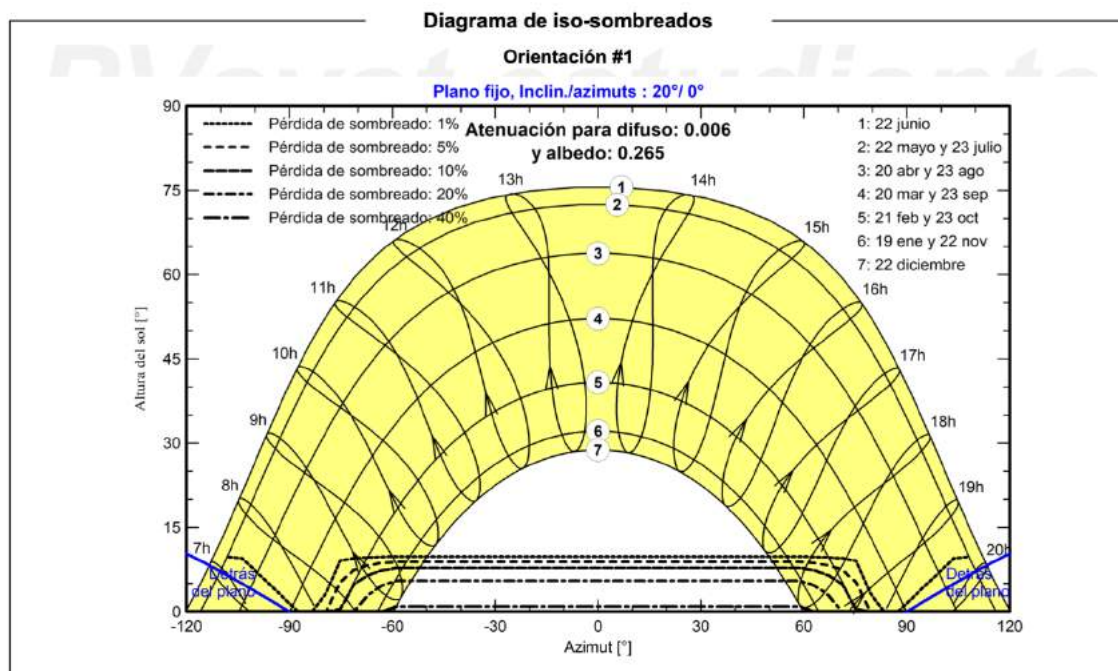


Figura 14: Trayectorias solares para las distintas horas del día incluyendo sombreado. Fuente: PVsyst

Comentar que en el diagrama aparecen unas líneas discontinuas con puntos y rayas. Estas se refieren a la pérdida de sombreado la cual se mencionará más abajo como se ha procedido al cálculo, pero son las pérdidas por sombreado en las placas solares en las distintas trayectorias del sol.

PVsyst ofrece una variedad de opciones de bases de datos como, por ejemplo, la elegida para los datos climatológicos, “PVGIS api TMY”. Aparte de ésta, ofrece otras como PVGIS api TMY, NASA etc. Para el estudio, se ha decantado por la de PVGIS ya que, aparte de ser una fuente fiable y actualizada promovida por la Unión Europea, dadas las coordenadas utilizadas es la que contiene datos más cercanos y precisos del emplazamiento escogido. El resto de bases de datos, daban ubicaciones de los datos como Sevilla, Marsella, Dakar... Es por esto que se ha escogido finalmente la de PVGIS api TMY la cual contiene datos de la población más cercana lo que resultará en unos resultados mas fiables. Estos datos se pueden observar en la Figura 11.

7.4. Explicación del Acimut

Según la R.A.E, el acimut es el ángulo que con el meridiano forma el círculo vertical que pasa por un punto de la esfera celeste o del globo terráqueo. Dicho de otra forma, es el ángulo que utilizamos para conocer la orientación de algo (un objeto) sobre una esfera. En el ámbito solar, el acimut solar se mide respecto del sur como podemos observar en la siguiente figura

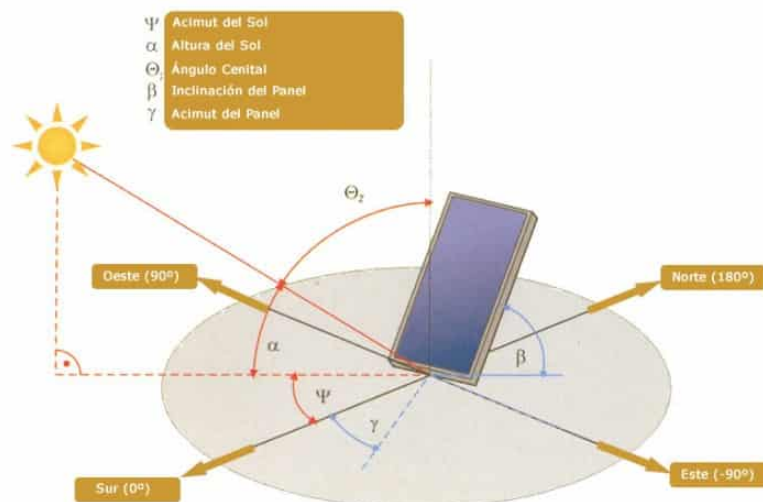


Figura 15: Diagrama explicativo del acimut. Fuente: sfe-solar.com

7.5 Parámetros principales

En esta sección se explicarán y detallarán los parámetros principales requeridos por parte del programa PVsyst para el cálculo y dimensionamiento de la planta fotovoltaica.

7.5.1. Orientación

La orientación es uno de los parámetros más importantes a la hora de dimensionar una planta fotovoltaica. Es tan importante que se han diseñado incluso sistemas que, mediante una estructura móvil, se orientan con ayuda de sensores lumínicos para que los rayos incidan perpendicularmente en la placa. Con esto se logra que no hayan pérdidas de irradiancia. Estos sistemas son muy caros tanto de mantenimiento como de inversión inicial, por lo que se han dejado de usar.

Se ha estudiado que es más rentable colocar los paneles fijos, ya sea en el suelo a través de una estructura o apoyados en una cubierta. Estos permiten instalar más paneles solares por superficie, requieren menos mantenimiento y son más baratos respecto al sistema de seguimiento, resultado ser más rentables. Es por esto por lo que se descartará la opción de seguimiento.

Otra opción sería instalarlos en la cubierta de una de las naves de la finca. El problema es que esta cubierta tiene unos 700m^2 y dada la potencia a instalar no cabrían todos los paneles en dicha cubierta por lo que habría que instalar tanto en la cubierta como en el suelo mediante estructura. El primer problema de esto es que la cubierta no tiene ni la orientación ni la inclinación idónea lo que se transmite en pérdidas de eficiencia. La nave como tal está orientada a un grado respecto del norte por lo que una parte de la cubierta está a 91° y la otra a -89° . La pendiente de la cubierta es de unos 20° aproximadamente. Introduciendo estos datos en PVsyst dice que se está perdiendo un $17,7\%$ respecto del óptimo. Sí que es cierto que en verano, que es cuando más consumo hay, las pérdidas son de un $6,7\%$ y en invierno del $40,5\%$. Si calculamos con PVsyst la potencia generada al año, poniéndolas en la cubierta hará que genere un $14,22\%$ menos de energía al año que si las pusiésemos en el suelo.

Al tratarse de una instalación con tanta potencia, estas pérdidas no compensan el gasto que supondría instalar los paneles en unas estructuras apoyadas directamente al suelo y orientadas al óptimo de acimut con la óptima inclinación, lo que nos llevará a elegir esta última opción, tanto de orientación como de soporte, por ser la instalación más rentable.

Muchas veces esta opción no se baraja y se instalan directamente en cubierta por no haber otro espacio disponible, pero en nuestro caso, se dispone de un terreno suficiente para la instalación que actualmente está vacío y no se puede aprovechar de otra forma al no ser cultivable.

Para esta planta fotovoltaica en cuestión, el óptimo se ha obtenido mediante PVsyst el cual ya contiene los datos meteorológicos y de recurso solar del emplazamiento. Tanteando y con la ayuda del programa se ha llegado a que el óptimo de orientación de la instalación será:

- **Inclinación 35°**
- **Acimut 4°**

Esto se puede observar en la siguiente figura:

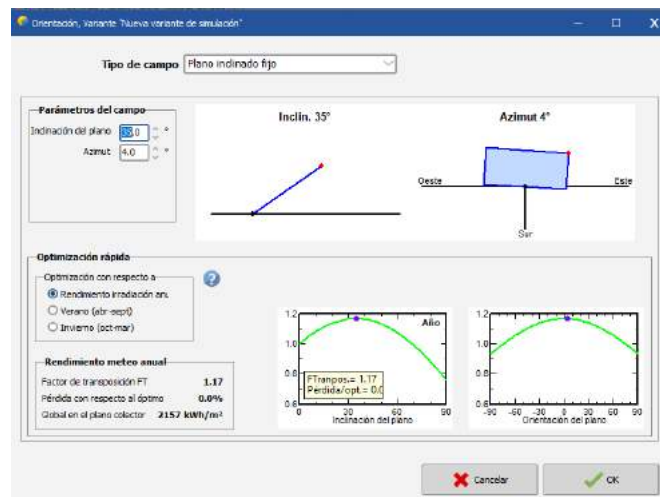


Figura 16: Orientación óptima dimensionada por PVsyst. Fuente: PVsyst

Observando el consumo, la mayor parte de éste se produce en verano donde la orientación óptima es distinta respecto a la total del año. Es por esto que se escogerá la opción de orientarlas óptimamente en verano. Mediante el PVsyst la orientación óptima es:

- **Inclinación 20°**
- **Acimut 0°**

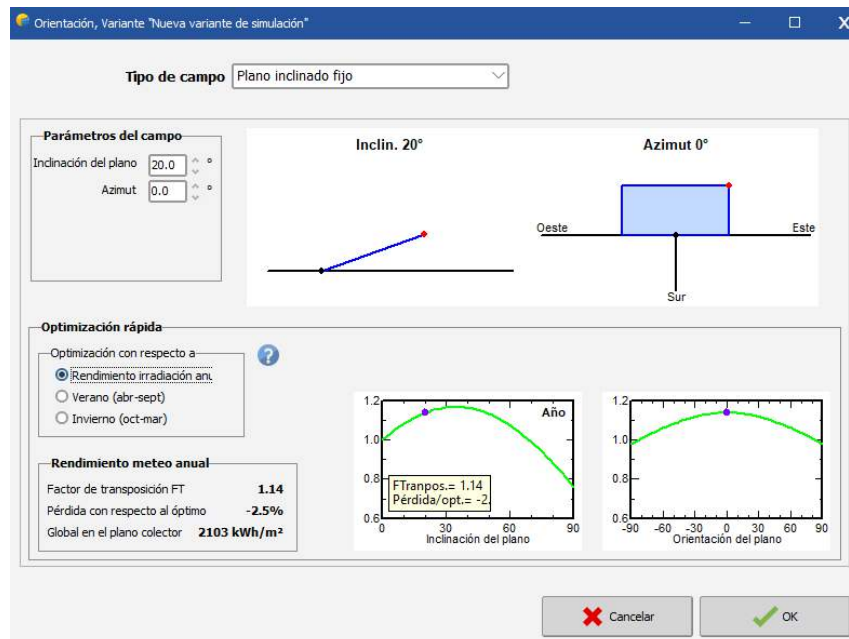


Figura 17. Orientación final con los datos globales del año. Fuente: PVsyst

Según PVsyst, esto estaría causando unas pérdidas del 2,5% anualmente, pero si se le introducen los datos del sol de verano (abril-septiembre) el resultado es óptimo, al tratarse de meses donde el consumo es considerablemente mayor.

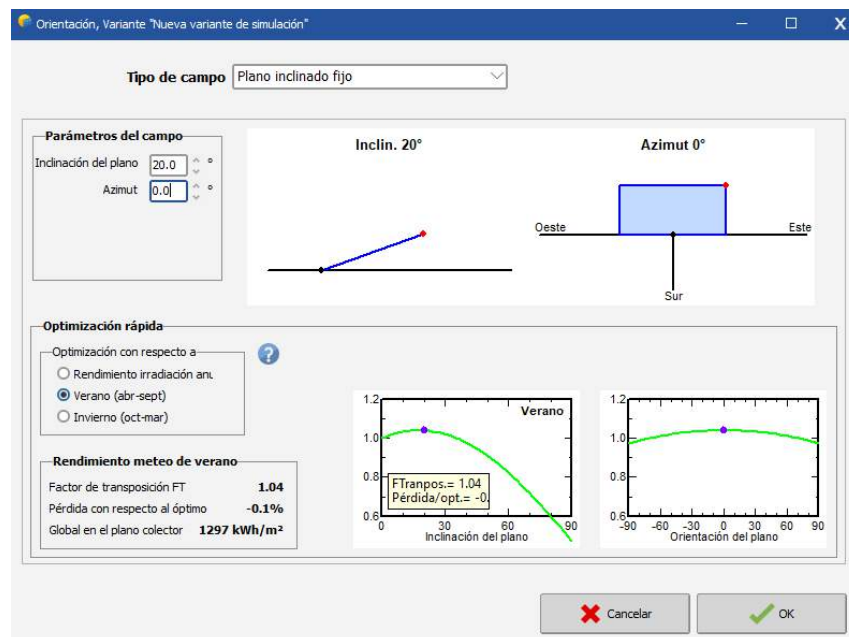


Figura 18: Orientación final con los datos de verano. Fuente: PVsyst

7.5.2. Sistema

El sistema se define como el conjunto de componentes que **forman** la planta. Este sistema consiste básicamente en la distribución del conjunto de los paneles en distintos subconjuntos y la elección de los diferentes componentes que lo forman. Para los distintos subconjuntos se elegirán unos “strings” (conexión en serie de los paneles fotovoltaicos) en función de las diferentes características de la instalación.

A continuación, se muestra el esquema simplificado del sistema que proporciona PVsyst:

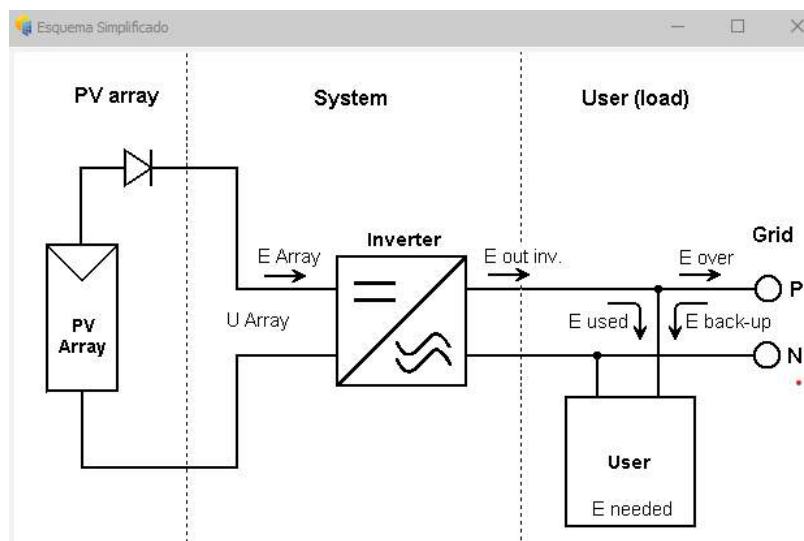
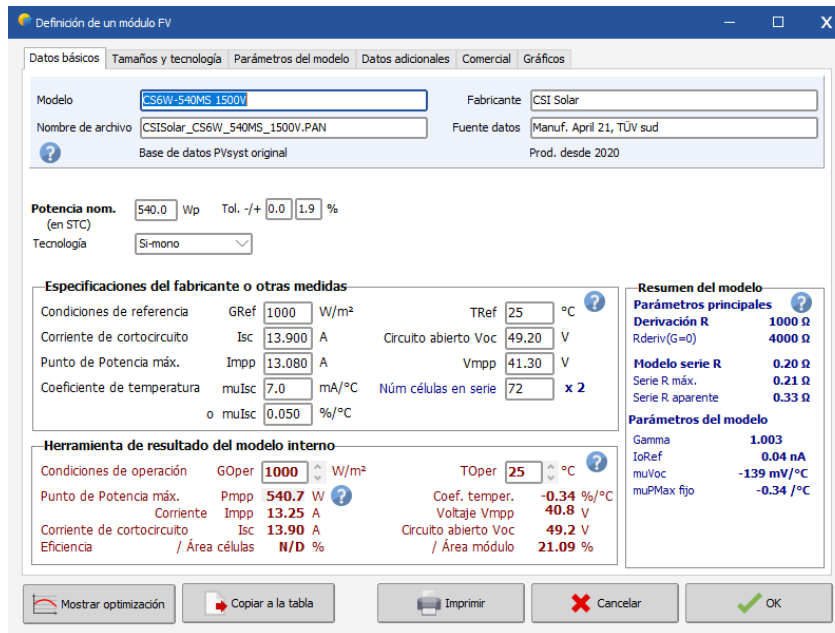


Figura 19: Esquema simplificado de la planta conectada a la red. Fuente: PVsyst

7.5.2.1. Módulo FV

Para la elección de los módulos se ha hablado con el distribuidor que proporcionará los módulos a la empresa. Debido a la crisis mundial que se está viviendo, causante del desabastecimiento de productos, es complicada la elección de los módulos al no estar disponibles en muchas ocasiones los que se han seleccionado como más adecuados. Valorando lo que se ofertaba se han elegido los módulos de la marca Canadian Solar “**Hiku6 Mono PERC CS6W-540W**”. Éstos destacan por tener una eficiencia del 21,5% y tener una potencia nominal de 540W. Los datos básicos de la hoja de características son los mostrados a continuación proporcionados por PVsyst los cuales corresponden a la hoja de características del apartado de anexos de este proyecto.



Definición de un módulo FV

Datos básicos | Tamaños y tecnología | Parámetros del modelo | Datos adicionales | Comercial | Gráficos

Modelo: **CS6W-540MS 1500V** Fabricante: **CSI Solar**
 Nombre de archivo: **CSISolar_CS6W_540MS_1500V.PAN** Fuente datos: **Manuf. April 21, TÜV sud**
 Base de datos PVsyst original Prod. desde 2020

Potencia nom. **540.0** Wp Tol. +/- **0.0** **1.9** %
 (en STC)
 Tecnología: **Si-mono**

Especificaciones del fabricante o otras medidas

Condiciones de referencia	GRef	1000	W/m ²	TRef	25	°C
Corriente de cortocircuito	Isc	13.900	A	Circuito abierto Voc	49.20	V
Punto de Potencia máx.	Imp	13.080	A	Vmpp	41.30	V
Coeficiente de temperatura	muIsc	7.0	mA/°C	Núm células en serie	72	x 2
	o muIsc	0.050	%/°C			

Herramienta de resultado del modelo interno

Condiciones de operación	GOper	1000	W/m ²	TOper	25	°C
Punto de Potencia máx.	Pmpp	540.7	W	Coef. temper.	-0.34	%/°C
Corriente máx.	Imp	13.25	A	Voltaje Vmpp	40.8	V
Corriente de cortocircuito	Isc	13.90	A	Circuito abierto Voc	49.2	V
Eficiencia	/ Área células	N/D	%	/ Área módulo	21.09	%

Resumen del modelo

Parámetros principales

Derivación R	1000	Ω
Rderiv(G=0)	4000	Ω
Modelo serie R	0.20	Ω
Serie R máx.	0.21	Ω
Serie R aparente	0.33	Ω

Parámetros del modelo

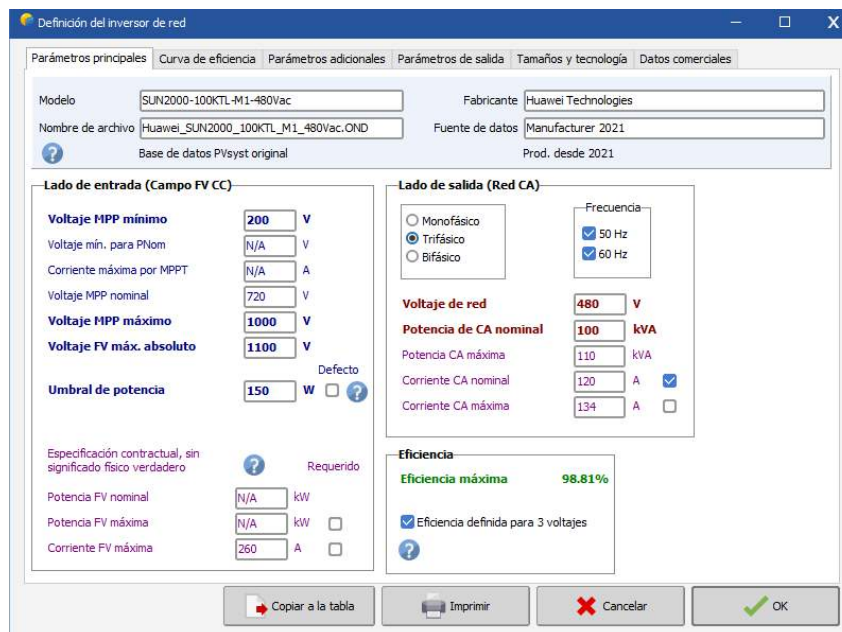
Gamma	1.003
IoRef	0.04 nA
muVoc	-139 mV/°C
muPMax fijo	-0.34 /°C

Mostrar optimización | Copiar a la tabla | Imprimir | Cancelar | OK

Figura 20: Datos básicos del módulo FV proporcionados por PVsyst. Fuente: PVsyst

7.5.2.2. Inversor

Para la elección de inversor se ha seguido el mismo proceso que el de los módulos, seleccionándose los de la marca Huawei “SUN 2000-100KTL-M1”



Definición del inversor de red

Parámetros principales | Curva de eficiencia | Parámetros adicionales | Parámetros de salida | Tamaños y tecnología | Datos comerciales

Modelo: **SUN2000-100KTL-M1-480Vac** Fabricante: **Huawei Technologies**
 Nombre de archivo: **Huawei_SUN2000_100KTL_M1_480Vac.OND** Fuente de datos: **Manufacturer 2021**
 Base de datos PVsyst original Prod. desde 2021

Lado de entrada (Campo FV CC)

Voltaje MPP mínimo	200	V
Voltaje mín. para PNom	N/A	V
Corriente máxima por MPPT	N/A	A
Voltaje MPP nominal	720	V
Voltaje MPP máximo	1000	V
Voltaje FV máx. absoluto	1100	V
Umbral de potencia	150	W <input type="checkbox"/> Defecto

Especificación contractual, sin significado físico verdadero Requerido

Potencia FV nominal	N/A	kW
Potencia FV máxima	N/A	kW <input type="checkbox"/>
Corriente FV máxima	260	A <input type="checkbox"/>

Lado de salida (Red CA)

Monofásico Trifásico Bifásico

Frecuencia: 50 Hz 60 Hz

Voltaje de red	480	V
Potencia de CA nominal	100	kVA
Potencia CA máxima	110	kVA
Corriente CA nominal	120	A <input checked="" type="checkbox"/>
Corriente CA máxima	134	A <input type="checkbox"/>

Eficiencia

Eficiencia máxima **98.81%**

Eficiencia definida para 3 voltajes

Copiar a la tabla | Imprimir | Cancelar | OK

Figura 21: Datos básicos del inversor proporcionados por PVsyst. Fuente: PVsyst

7.5.2.3. Diseño del conjunto

Una vez seleccionados, el tipo de módulo y de inversor se procederá al diseño de la distribución de los mismos. Éstos se distribuirán en cadenas (strings) los cuales son el número de módulos puestos en series. Deben haber entre 16 y 20 módulos por cadena, dependiendo del voltaje máximo que permita nuestro inversor, llegando a una ratio de potencia de entrada y potencia nominal en el inversor sobre 1,20. En el caso de esta instalación se escogen 18 paneles por cadena (string).

El inversor escogido cuenta con 10 entradas MPPT (“Maximum Power Point Tracking”) el cual es un regulador solar encargado de encontrar el equilibrio entre voltaje y corriente para dar la máxima potencia posible. Cada entrada de MPPT es doble por lo que cuenta con 20 entradas en total.

Con todo esto se van a instalar 612 módulos repartidos entre los 3 inversores. Cada cadena constará de 18 módulos con un total de 34 cadenas. Esto hace que la potencia total sea de 330kWp, similar a la potencia que queríamos instalar.

7.5.2.4. Pérdidas detalladas

El programa permite introducir una serie de pérdidas para acercarse lo máximo posible a la realidad algunas de ellas con cálculos complejos que simulan ya sea el envejecimiento, suciedad, etc.

- Parámetro térmico

Para el cálculo de este apartado se sigue la fórmula:

$$U = U_C + U_V \times V_{viento}$$

Siendo U_C : Factor de pérdida constante y

U_V : Factor de pérdida del viento

Se seleccionará la opción de “Módulos montados “libres” con circulación de aire” la cual nos da un valor de :

$$U_C=29 \text{ W/m}^2\text{K}$$

$$U_V=0 \text{ W/m}^2\text{K} \cdot \text{m/s}$$

- Pérdidas óhmicas

Se seleccionará la opción por defecto la cual calcula en función de los módulos e inversor introducidos calcula tanto las pérdidas en CC como en CA.

En CC calcula las pérdidas según la “Prueba Estandar” que reciben los módulos fotovoltaicos en condiciones STC (Standard Test Conditions). Por normativa deben de salir un valor de 1,5%.

- Envejecimiento

Estas pérdidas son la mezcla de un cálculo de degradación básica, un desajuste anual decreciente y la garantía del módulo. Es un cálculo interno que realiza PVsyst con datos suyos y del módulo. La garantía del módulo dice que se degradará el primer año no más de un 2% y los siguientes años hasta el año 25 no más de un 0,55%.

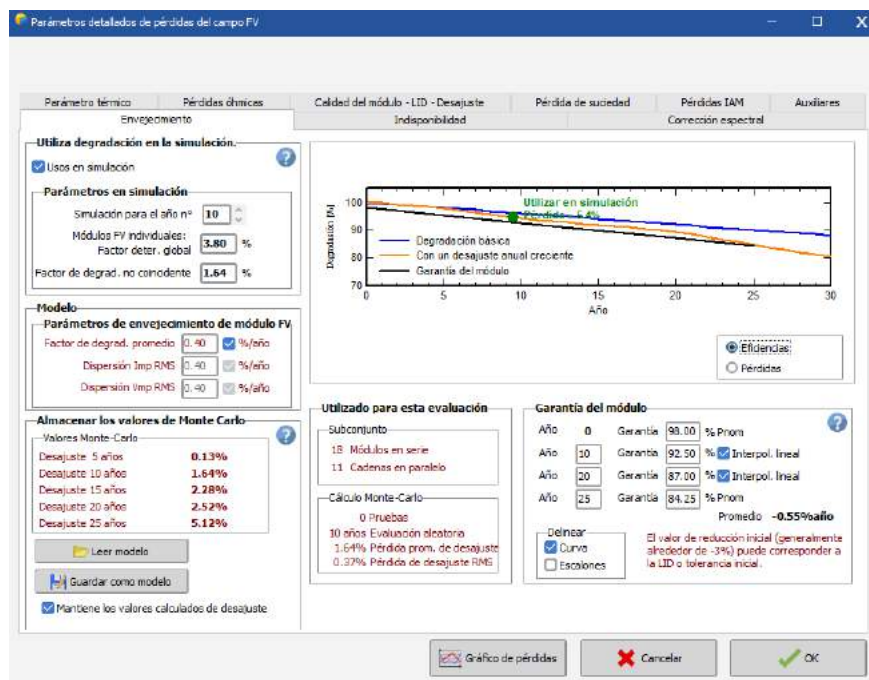


Figura 22: Pérdidas debido al envejecimiento. Fuente: PVsyst

- **Indisponibilidad**

Las pérdidas de indisponibilidad son debidas al paro de producción de los módulos por causas externas como el mantenimiento que se realiza trimestralmente, agentes externos por desconexiones indebidas por una tormenta que haga saltar las protecciones u otra causa.

El programa permite seleccionar cuándo serán estos periodos. En este proyecto se seleccionará aleatorio al no saber cuándo ocurrirá. Para la cantidad de días se ha preguntado al instalador de los módulos que calcula sobre unos 4 días, siendo generosos, ya que cuando se hace el mantenimiento no se suelen desconectar los módulos.

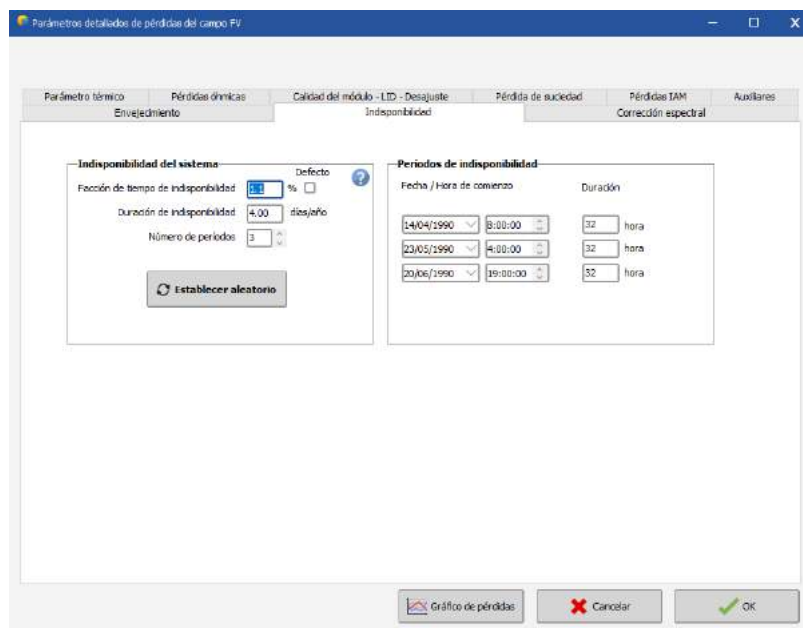


Figura 23: Pérdidas por indisponibilidad. Fuente: PVsyst

- **Calidad del módulo**

Este tipo de pérdidas son debidas a la propia calidad del módulo el cual viene definido por el tipo de módulo que se elija. Se selecciona por defecto el que coge los datos del propio módulo.

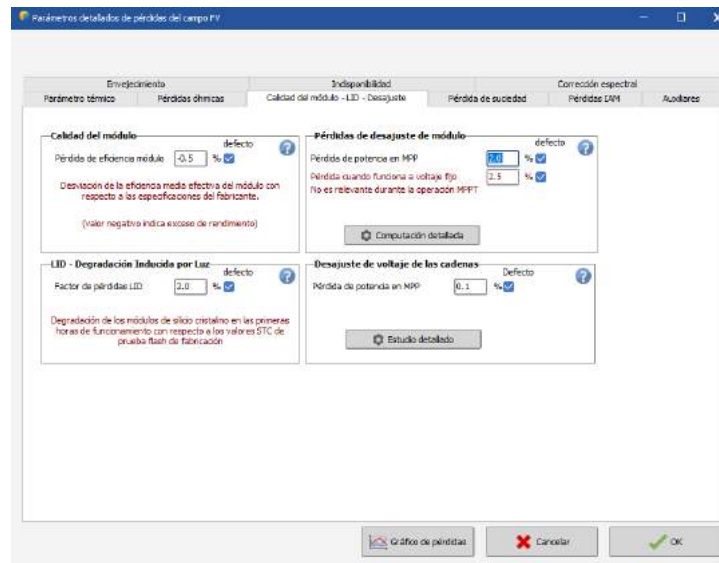


Figura 24: Pérdidas debido a la calidad del módulo, LID y desajuste

- Pérdidas por suciedad

Se seleccionará el 3% que viene definido por defecto. La aplicación recomienda un 1% en zonas urbanas, pero en zonas rurales donde hay trabajo de agricultura y movimientos de tierra, como es el caso, un poco más alto. Es por eso que se ve razonable ese 3%.

- Pérdidas IAM

IAM (“Incidence Angle Modifier”) corresponde a las pérdidas debidas a la irradiancia que realmente llega al módulo con respecto a la irradiancia bajo condiciones normales. Estas pérdidas son en gran parte debidas a la reflexión del cristal que cubre las celdas lo que se ve incrementado con el aumento de inclinación de la placa fotovoltaica y la absorción del propio cristal.

PVsyst usa una función que depende de la inclinación, la incidencia de los rayos y el albedo, los cuales viene definidos por el tipo de sistema que hemos introducido en nuestra instalación solar.

A continuación, se muestra el gráfico de las pérdidas

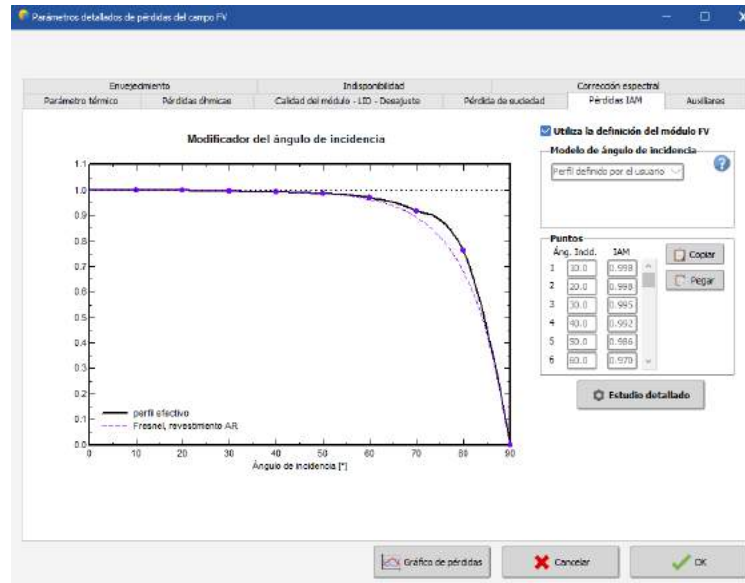


Figura 25: Pérdidas debido a IAM. Fuente: PVsyst

7.5.2.4. Autoconsumo

Este apartado recoge el consumo eléctrico que tiene el usuario (la finca en este caso) a lo largo de un año. Para introducir esto se crea un archivo CSV donde se le introduce los campos de la factura eléctrica de consumo horario a lo largo de un año con sus respectivas fechas.

Como resultado nos sale un consumo total anual de 866.138kWh, lo mismo que se había obtenido usando Excel y la gráfica tiene la misma forma y valores por lo que se da por válido.

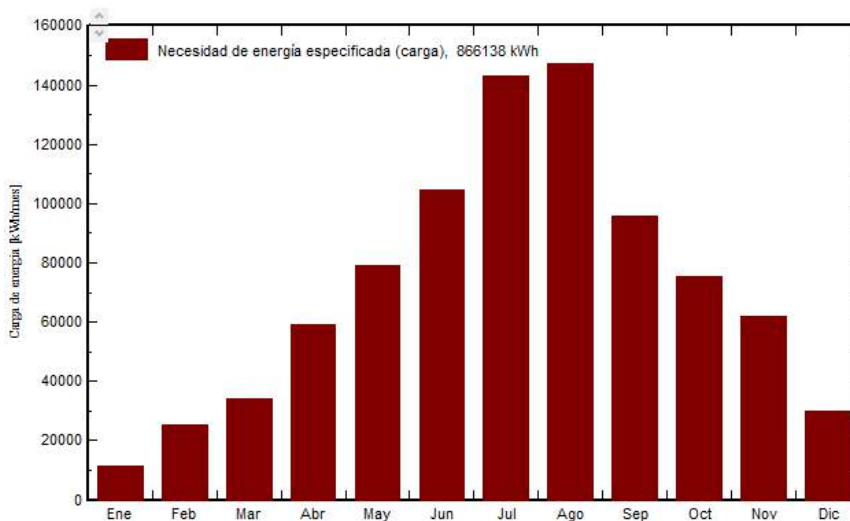


Figura 26: Gráfica de consumos mensuales de la finca. Fuente: PVsyst

7.5.2.4. Horizonte

En este punto se define el horizonte cercano para que considere las posibles pérdidas de sombreado que elementos cercanos puedan repercutir en la generación. La instalación se encuentra en una zona bastante plana si ninguna montaña cercana que pueda hacerle sombra. Es por esto por lo que las pérdidas serán muy bajas de no ser nulas.

7.5.2.4. Sombreados cercanos

En esta sección mediante la aplicación un modelo 3D de la instalación se simulará como va a estar dispuesta exactamente. Si lo hubiese, también habría que introducir cualquier estructura o edificio que pudiese hacerle sombra. Como no es el caso, en el modelo 3D se incluirán solamente las placas solares con las respectivas medidas, tanto de los módulos como del posicionamiento en el plano.

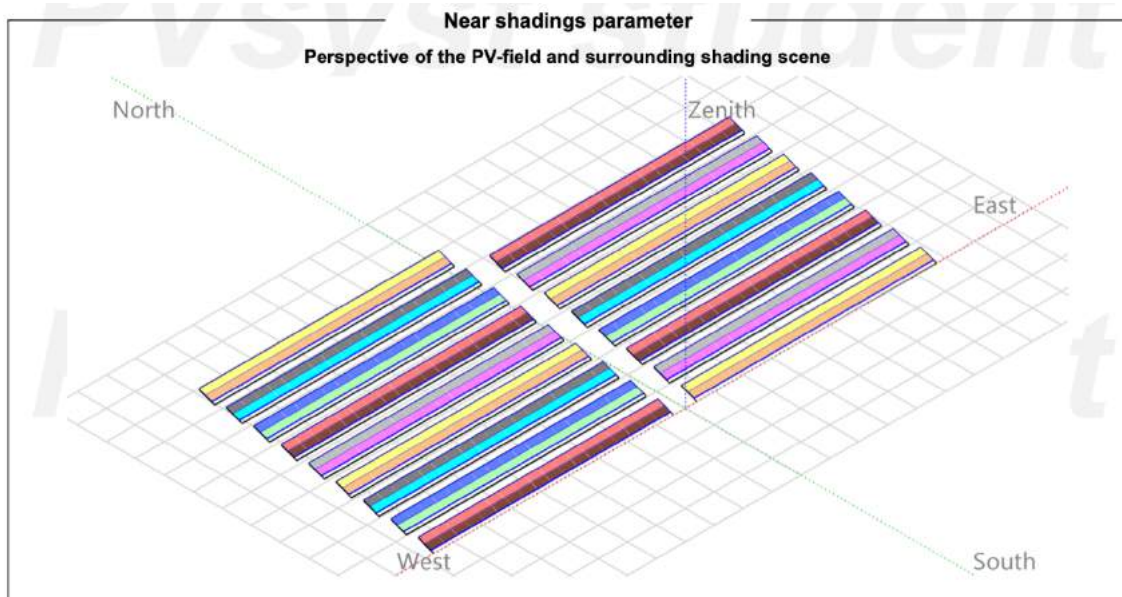


Figura 27: Escena 3D de sombreados cercanos. Fuente: PVsy

Hay que tener en cuenta que las gráficas de los resultados se han sacado para el año 10, un año intermedio de la vida útil de la instalación. Es por ello que ese cálculo conlleva las pérdidas correspondientes al año 10 que, debido a la degradación por el envejecimiento, aumentan conforme pasa el tiempo, es por eso que los valores de las gráficas diferirán de año en año. Visualmente puede ser que no se aprecie al ser entorno a un 0,5% cada año.

8.6 Cableado

Todo el cableado de la instalación se encuentra en baja tensión por esto su dimensionamiento se realizará bajo el Reglamento de Baja tensión en su instrucción ITC 40 “Instalaciones Generadoras de Baja Tensión” punto 5. En él dice: “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.”

8.6.1 Cableado corriente continua CC

Este cableado será el encargado de mover la energía desde cada uno de los strings (cadenas de módulos) hasta las entradas de los inversores.

Criterio de la capacidad térmica

El criterio térmico indica en el apartado 6 de cableado de B.T en el REBT-ITC-40 que el cable seleccionado no deber nunca estar a un 125% de su corriente nominal.

Criterio de caída de tensión

El apartado 6.4 Cableado de B.T. en el REBT-ITC-40 indica que: “la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.”

Para efectuar este cálculo se usará la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \frac{2 \times L \times P}{\gamma \times S \times U}$$

ΔU = caída de tensión (V)

L = longitud de línea (m)

P = Potencia máx (ficha técnica inversor)

γ = Conductividad eléctrica en $m/(\Omega \cdot mm^2)$ = 48,47 S = sección (mm^2)

U = tensión nominal

8.6.2 Cableado corriente alterna CA

Este cableado unirá la salida AC de cada inversor con el cuadro de protecciones de los inversores de AC. Para su cálculo se emplearán los dos mismos criterios que se han utilizado en corriente continua.

Criterio de la capacidad térmica

El criterio térmico indica en el apartado 6 de cableado de B.T en el REBT-ITC-40 que el cable seleccionado no deber nunca estar a un 125% de su corriente nominal.

Criterio de caída de tensión

El apartado 6.4 Cableado de B.T. en el REBT-ITC-40 indica que: “la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.”

Para efectuar este cálculo se usará la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \frac{L \times P}{\gamma \times S \times U}$$

ΔU = caída de tensión (V)

L = longitud de línea (m)

P = Potencia máx (ficha técnica inversor)

γ = Conductividad eléctrica en $m/(\Omega \cdot mm^2) = 48,47 S =$ sección (mm^2)

U = tensión nominal

8.7 Protecciones

El diseño de las protecciones se hará para que tanto en la parte de corriente continua como la de alterna, esté protegida contra sobreintensidades, cortocircuitos, sobretensiones y contactos directos e indirectos.

8.7.1 Protecciones frente a contacto directo e indirecto

Según el REBT en la sección ITC-BT-24 “Protección contra los contactos directos e indirectos” estas protecciones están destinadas a la protección de personas y animales domésticos contra los choques eléctricos.

En lo referente a los contactos directos consiste en tomar las medidas necesarias para proteger a las personas contra los peligros que puedan derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales. Estos habitualmente son:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual

En nuestro caso se usará aislamiento de caso II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexiones.

En lo referente a contactos indirectos el propio inversor cuenta con protecciones frente a derivaciones a tierra los cuales actuará en caso de detectarse y activará una alarma para que el usuario pueda ser avisado.

8.7.2 Protecciones contra sobreintensidades

Según el REBT, en el ITC-BT-22, dice que todo circuito estará protegido frente a los efectos de las sobretensiones que puedan presentarse en el mismo. Toda interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobretensiones previsibles.

Su cálculo se realiza mediante la fórmula:

$$I < I_n < I_z$$

Donde:

I: Corriente de la línea

I_n : Corriente nominal del fusible o interruptor automático

I_z : Corriente máxima admisible por el cable (según criterio de temperatura)

8.7.3 Protecciones contra sobretensiones

Según el REBT, en el ITC-BT-23, dice que estas protecciones están destinadas a la protección frente sobretensiones transitorias que se transmiten por las redes de distribución y que tienen origen como consecuencia de las descargas atmosféricas, conmutaciones de redes y defectos de las mismas.

Las protecciones frente a sobretensiones de diseñarán mediante la siguiente fórmula:

$$U_n < U_s < U_{max}$$

U_n : Tensión de la línea

U_s : Tensión nominal del protector de sobretensiones

U_{max} : Tensión máxima admisible de las instalación(1000V)

En lo referente a las protecciones para el acoplamiento con el punto de conexión, asilamiento DC-AC, interruptor automático de interconexión de la instalación en caso de pérdida de tensión o frecuencia de Red y protección contra el funcionamiento en Isla, vienen incluidas de serie en el inversor cumpliendo con la normativa vigente.

8.8 Puesta a tierra

Para el dimensionado de la puesta a tierra según el REBT, en los ICT-BT-18 e ICT-BT-40, dice que la puesta o conexión a tierra es la conexión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte, del circuito o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo. Esto permitirá que no aparezcan diferencias de potencial peligrosas permitiendo el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

Para el diseño de la puesta a tierra, la elección e instalación de los materiales debe asegurar que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra siga la normativa de protección y funcionamiento de la instalación teniendo en cuenta los requisitos generales en la ITC-BT_24.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro.
- La solidez o protección mecánica quede asegurada siendo independiente de las condiciones estimadas de influencias externas.
- Deben ser contemplados los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

En el siguiente esquema se observa la forma típica que debe de tener una puesta a tierra

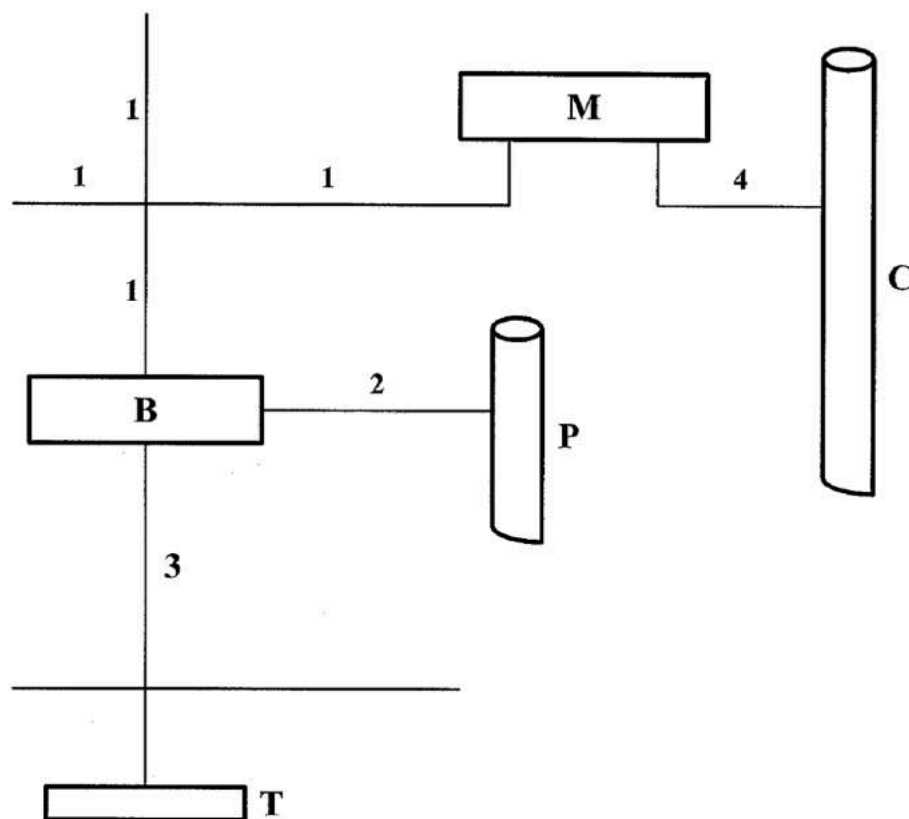


Figura 28: Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra. Fuente: REBT

Donde:

1. Conductor de protección
 2. Conductor de unión equipotencial principal
 3. Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra
 4. Conductor de equipotencialidad suplementaria
- B. Borne principal de tierra
- M. Masa
- C. Elemento conductor
- P. Canalización
- T. Toma de tierra

Siguiendo el ITC-BT-40 del REBT se instalará una red de tierra totalmente independiente de la red interna de tierras del cliente. Para ello se utilizará una pica de “Cobra” enterrada en la misma instalación.

Ahora, volviendo al ITC-BT-18 del REBT sección 3.2, conductores a tierra, se determinan los parámetros con los que se diseñarán los conductores. En nuestra instalación se elegirán los de 16 mm² al no tener protección mecánicamente pero sí estar protegido de la corrosión mediante una envolvente.

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm ² Cobre 16 mm ² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm ² Cobre 50 mm ² Hierro
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Tabla 1: Secciones mínimas convencionales de los conductores a tierra. Fuente: REBT

En la sección 3.4, conductores de protección, se encontrarán los elementos para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Se dispondrán en el circuito de conexionado a tierra conductores que unan el conductor de tierra a las masas. También se podría unir las masas al neutro de la red o a un relé de protección en su defecto. Para seleccionar la sección de los conductores de protección se adjunta la siguiente tabla.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 2: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: REBT

8.8 Canalizaciones

Para el desarrollo de esta sección, se hará uso del ITC-BT-21 del REBT “Instalaciones interiores o receptoras, tubos y canales protectoras”. Para las canalizaciones superficiales, los tubos deberán de ser preferentemente rígidos con excepciones especiales de poder usarse tubos curvables. Para su dimensionado se deberá de seguir la siguiente tabla:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	4	Fuerte
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60 °C
Resistencia al curvado	1-2	Rígido/curvable
Propiedades eléctricas	1-2	Continuidad eléctrica/aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos $D \geq 1$ mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Tabla 3: Características mínimas para tubos en canalizaciones superiores ordinarias. Fuente: REBT

Estos tubos tendrán un diámetro suficiente que deje un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. Para su elección se usará la tabla 4 en la cual figuran los diámetros mínimos exteriores en base al número y sección de los cables o conductores que vayan a pasar por él.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	–
185	50	63	75	–	–
240	50	75	–	–	–

Tabla 4: Diámetros mínimos exteriores de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: REBT

Para las canalizaciones que van desde la planta solar al inversor se usarán canalizaciones enterradas. Para ello se debe usar un asilamiento distinto. Recogido en las tablas 5 y 6.

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	NA	250 N / 450 N / 750 N
Resistencia al impacto	NA	Ligero / Normal / Normal
Temperatura mínima de instalación y servicio	NA	NA
Temperatura máxima de instalación y servicio	NA	NA
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Protegido contra objetos D ≥ 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media

Característica	Código	Grado
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	0	No declarada
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Notas:

NA: No aplicable

(*) Para tubos embebidos en hormigón aplica 250 N y grado Ligero; para tubos en suelo ligero aplica 450 N y grado Normal; para tubos en suelos pesados aplica 750 N y grado Normal

Tabla 5: Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas. Fuente:

REBT

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	–

Tabla 6: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: REBT

8.9 Resultados principales

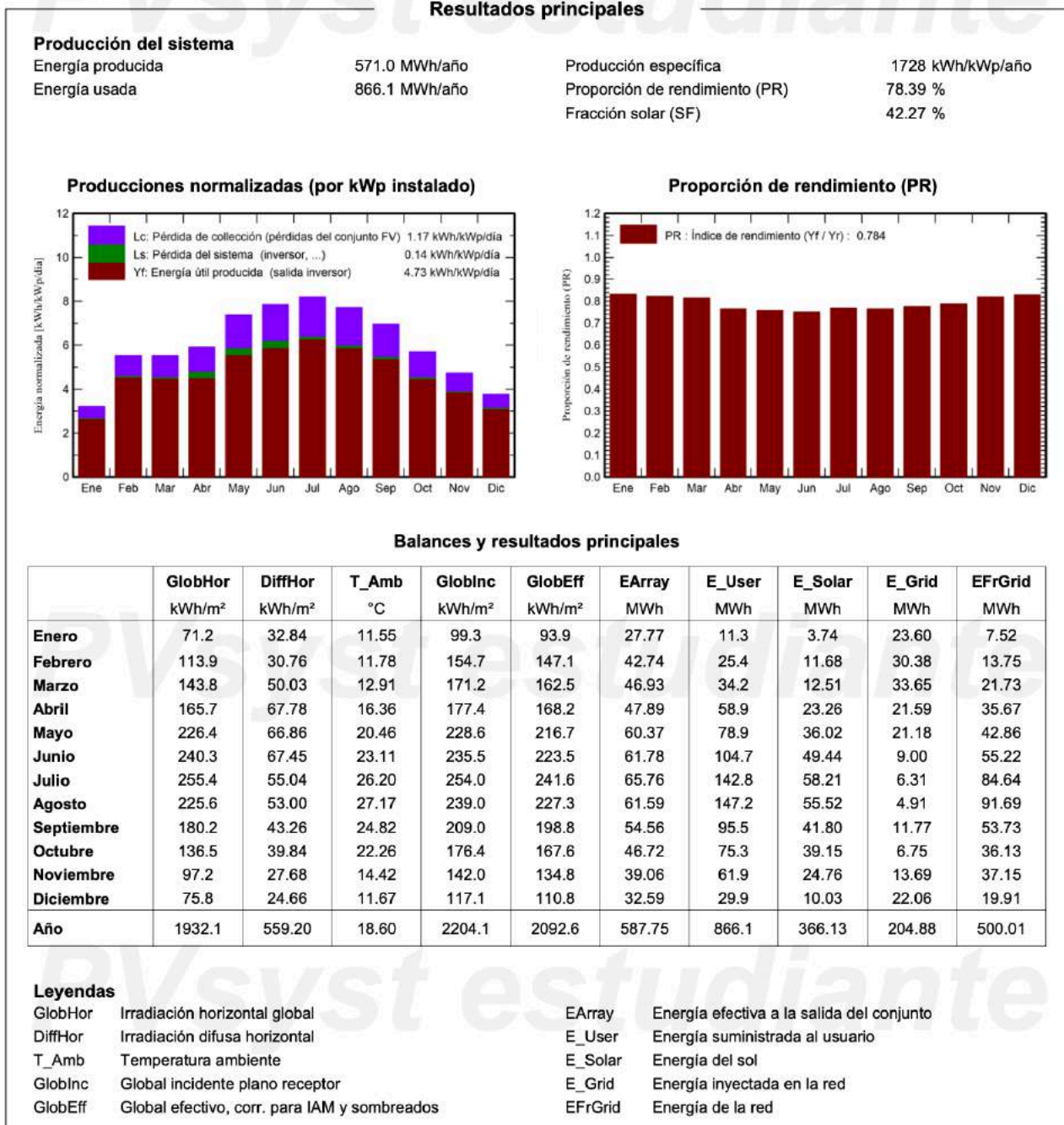


Figura 29: Resultados principales del dimensionamiento de PVsyst. Fuente: PVsyst

En la figura superior se observan los resultados principales proporcionados por la simulación de PVsyst. Destacaremos la **energía producida por las placas solares de 571MWh/año** con un “Performance Ratio” (PR o proporción del rendimiento) del **78,39%**. Los demás datos como energía autoconsumida (E_Solar) o excedentes(E_Grid) serán comentados más abajo en resultados de la simulación.

Otra página del informe a destacar es el diagrama de Sankey el cual nos proporciona un resumen detallado de las pérdidas de la planta que podemos observar a continuación.

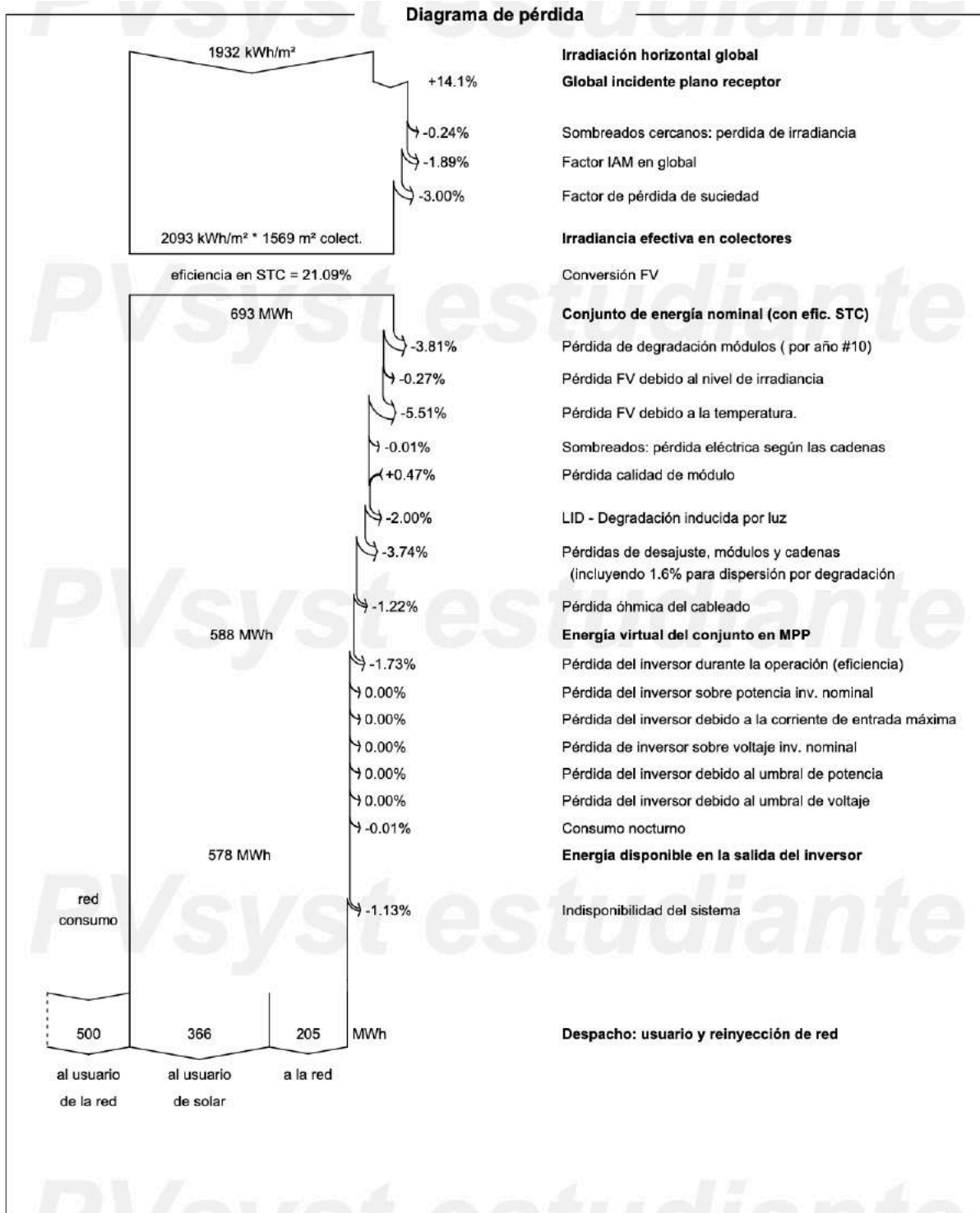


Figura 30: Diagrama de Sankey de las pérdidas de la instalación. Fuente: PVsyst

En este diagrama se observa como la energía que llega a los módulos es de **1932 kWh/m²**. De esta energía solo es efectiva, bajo STC (Estándar Test Conditions), el 21,09%. Valor muy curioso si lo comparamos con el rendimiento de una central eólica que es de entre el 40-50%, una hidroeléctrica de entre el 80-90% ,siendo las de alta capacidad del 95%, 60% las de ciclo combinado, las de carbón entre el 30-40%. Como vemos es de las más bajas en cuanto rendimiento se refiere, pero no en cuanto a eficiencia e interesante ya que es la energía que más se está desarrollando y evolucionando hoy en día.

Tras pasar los módulos se convierten en energía útil **693 MWh** de los cuales, tras restarle todas las pérdidas por temperatura, pérdida óhmica, degradación de los módulos, etc, quedan **571 MWh**, **366 MWh** son **consumidos**, y **205MWh** **excedentarios**.

El resto del informe de resultados proporcionado por PVsyst se adjuntará en la sección de anexos.

9. Análisis de los resultados de la instalación

En esta sección se analizarán los distintos resultados que nos ha proporcionado PVsyst en cuanto a generaciones y consumos se refiere.

En primier lugar se muestra en la figura 28 una gráfica con la generación de las placas solares y los distintos consumos y autoconsumo. En ella vemos como el consumo baja de 866,1MWh a 500,1 MWh teniendo unos excedentes de 204,88MWh que sería interesante aprovechar.

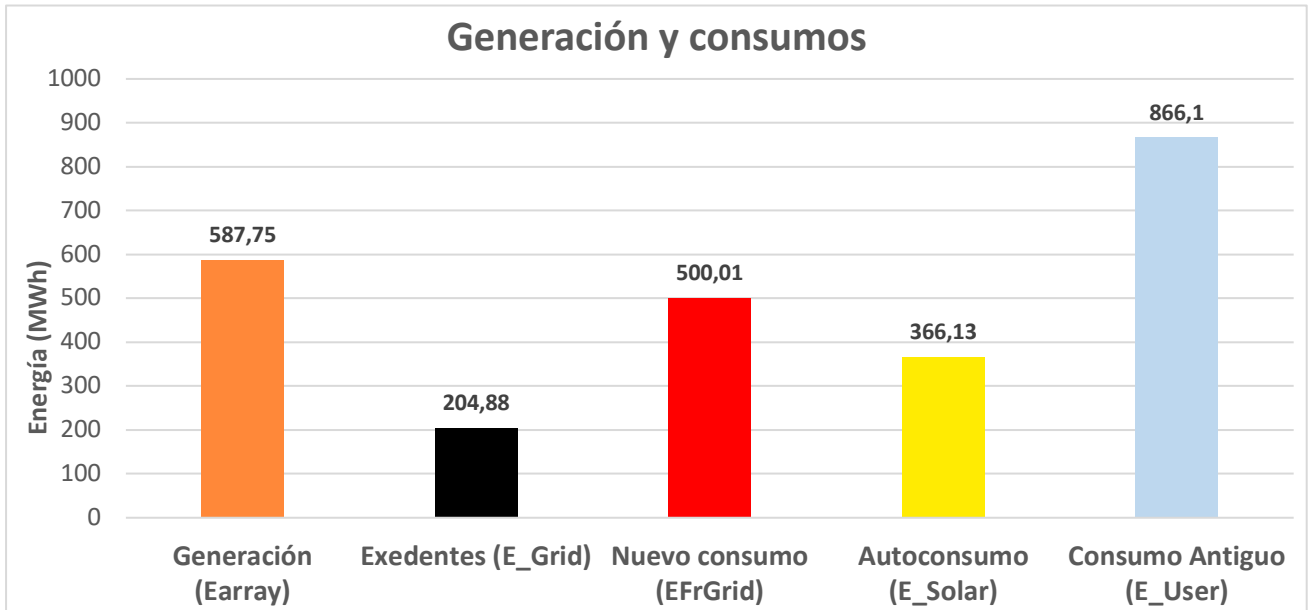


Figura 31: Gráfico de los distintos consumos y generación de la planta solar. Fuente: Elaboración propia.

A continuación se presentan las gráficas de los consumos por meses, el actual y el que sería con la nueva instalación fotovoltaica.

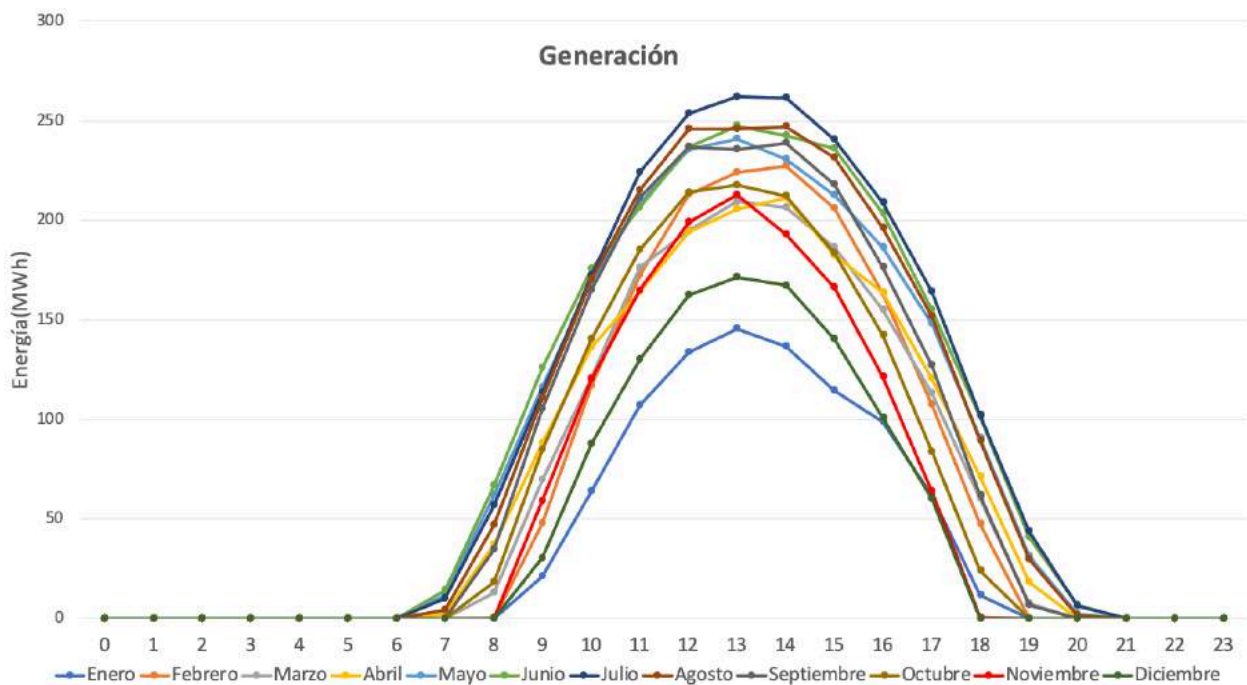


Figura 32: Generación fotovoltaica horaria para los distintos meses del año. Fuente: Elaboración propia

En la figura anterior se pueden observar los perfiles de generación para los distintivos meses del año. Se observa como, efectivamente, los meses de menos generación son enero y diciembre mientras que el más fuerte es julio seguido de agosto y junio. Para los meses de menor generación el número de horas de generación es menor, empieza y acaba antes de generar mientras que en los meses de mayor generación ocurre lo contrario.

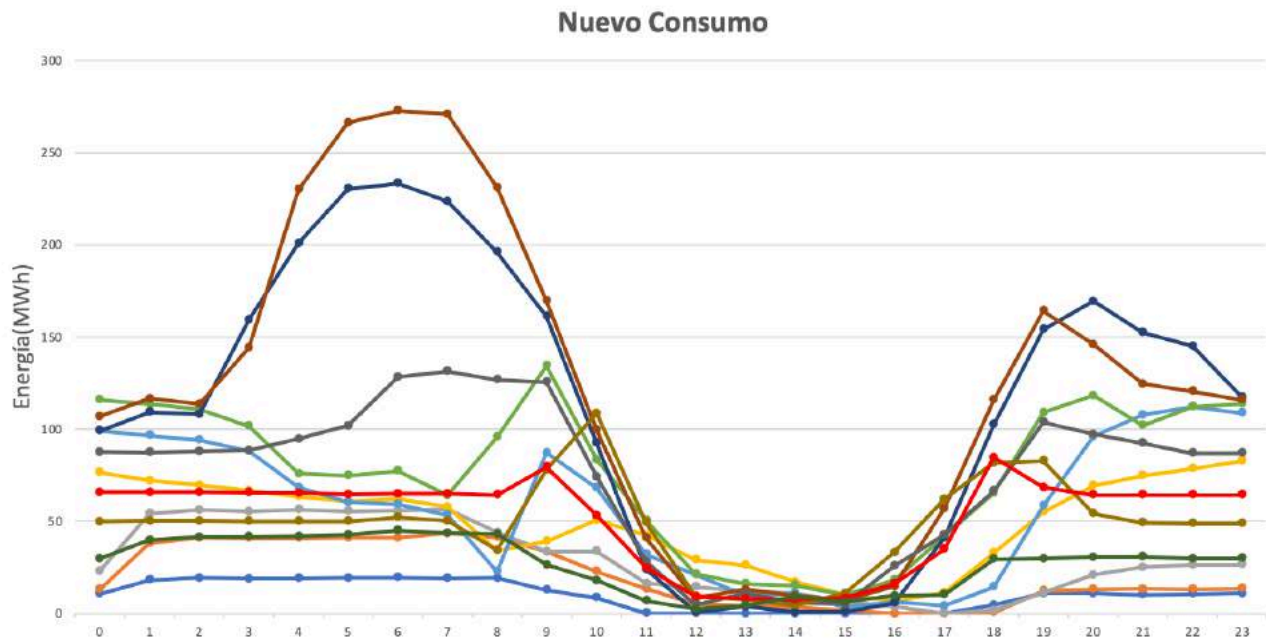


Figura 34: Consumo mensual si estuviese la planta solar instalada. Fuente: Elaboración propia

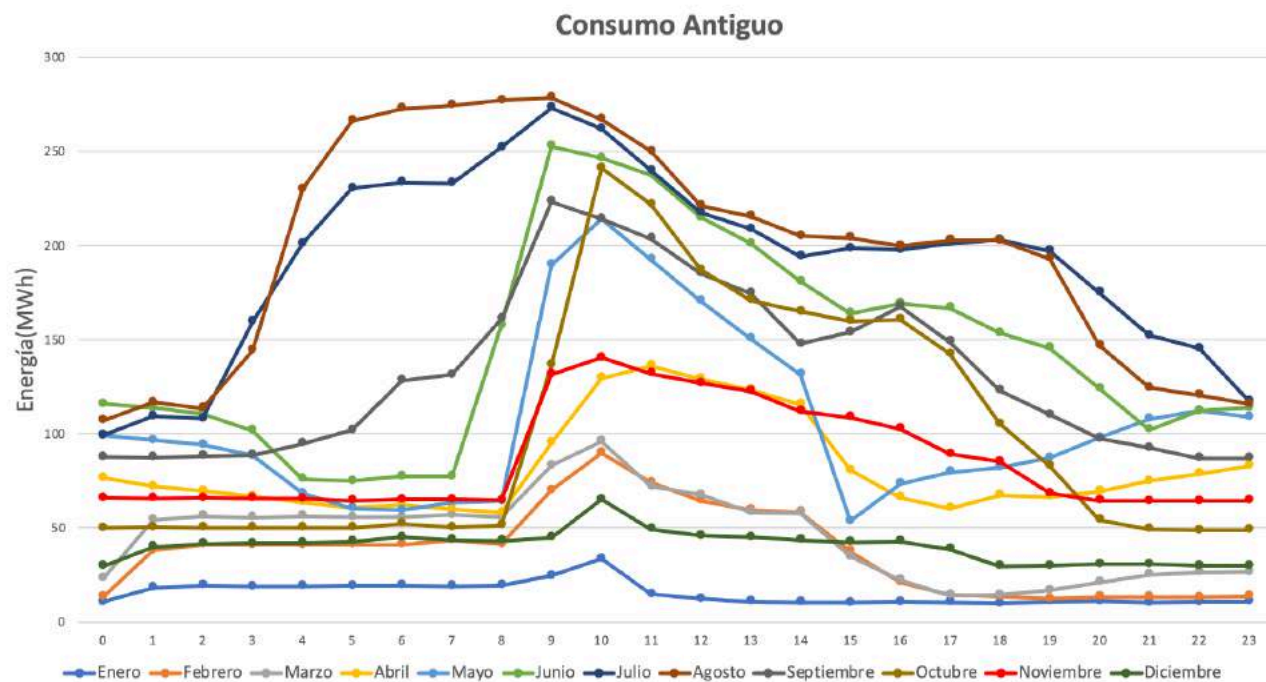


Figura 33: Consumo mensual actual sin la planta solar instalada. Fuente: Elaboración propia

En las figuras 29 y 30 podemos observar el efecto que tendría en los perfiles de consumo la planta solar. Vemos como claramente crea un valle en el consumo debido a toda la energía que está siendo sustituida por la de las placas solares. Al no tener almacenamiento, el resto de las horas donde no existe generación se mantiene igual.

Seguidamente, se muestran unas gráficas de los consumos horarios de algunos meses del año donde veremos los distintos consumos y generación.

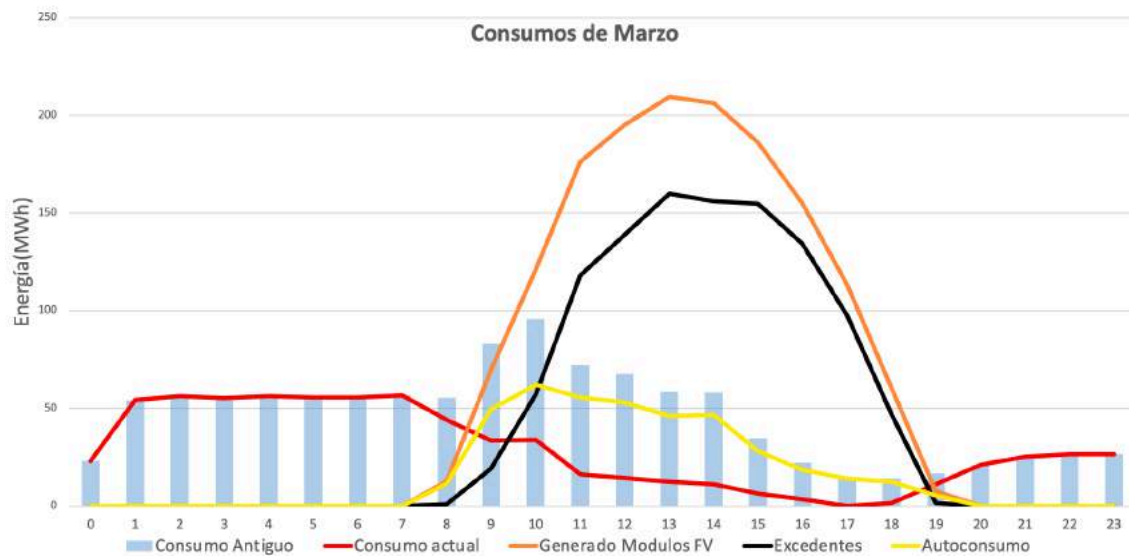


Figura 36: Generación y consumos horarios del mes de Marzo. Fuente: Elaboración propia

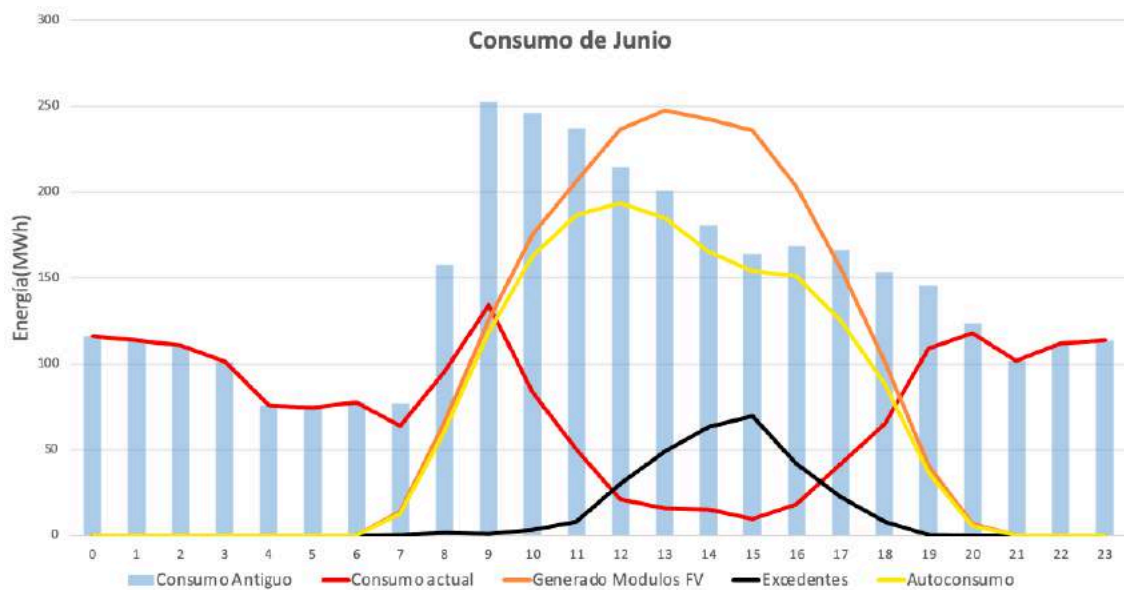


Figura 35: Generación y consumos horarios del mes de Junio. Fuente: Elaboración propia

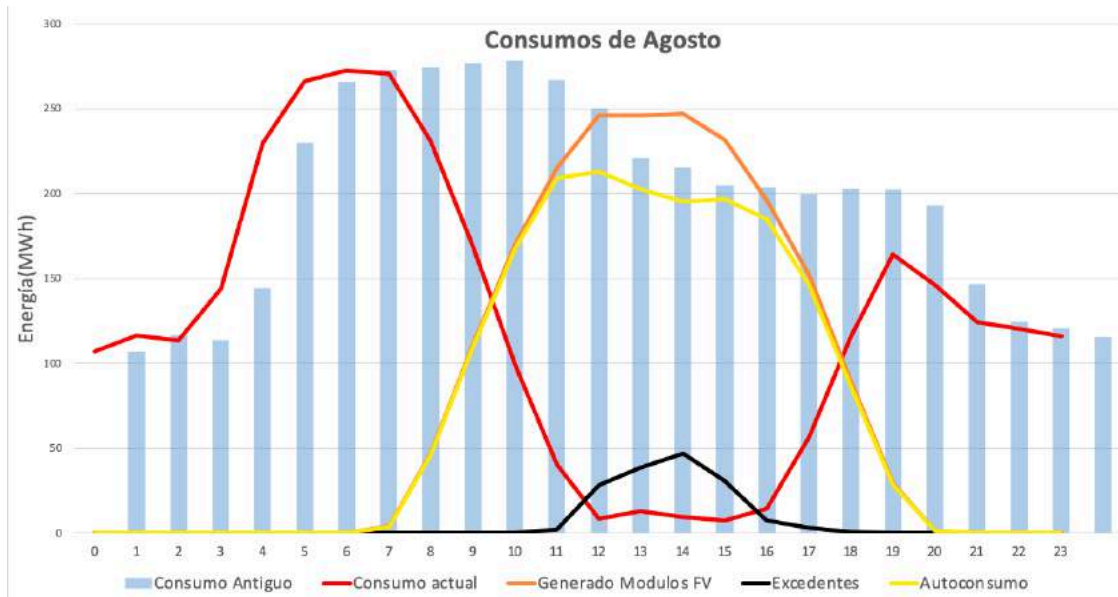


Figura 38: Generación y consumos horarios del mes de agosto. Fuente: Elaboración propia

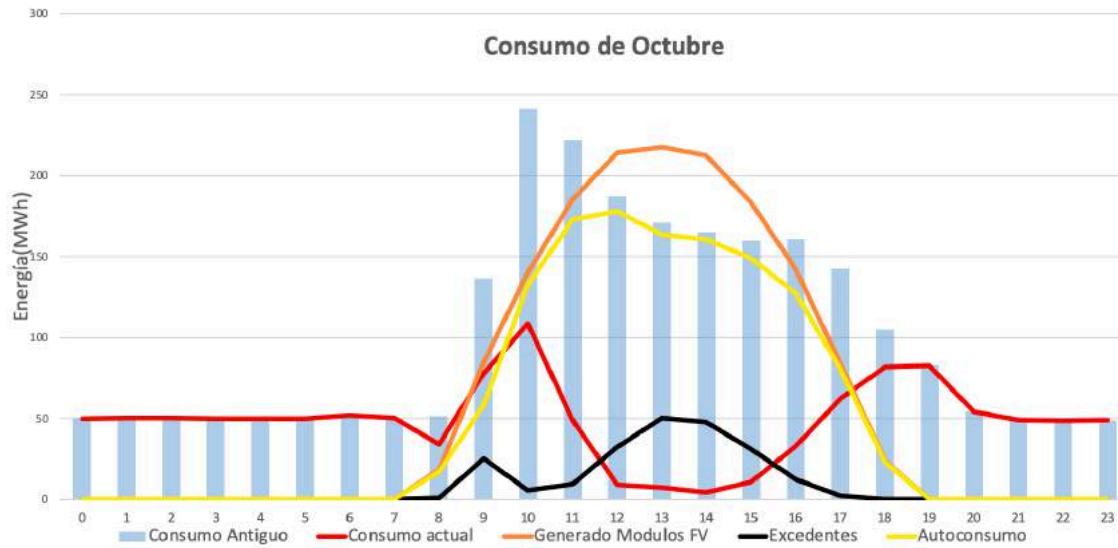


Figura 37: Generación y consumos horarios del mes de octubre. Fuente: Elaboración propia

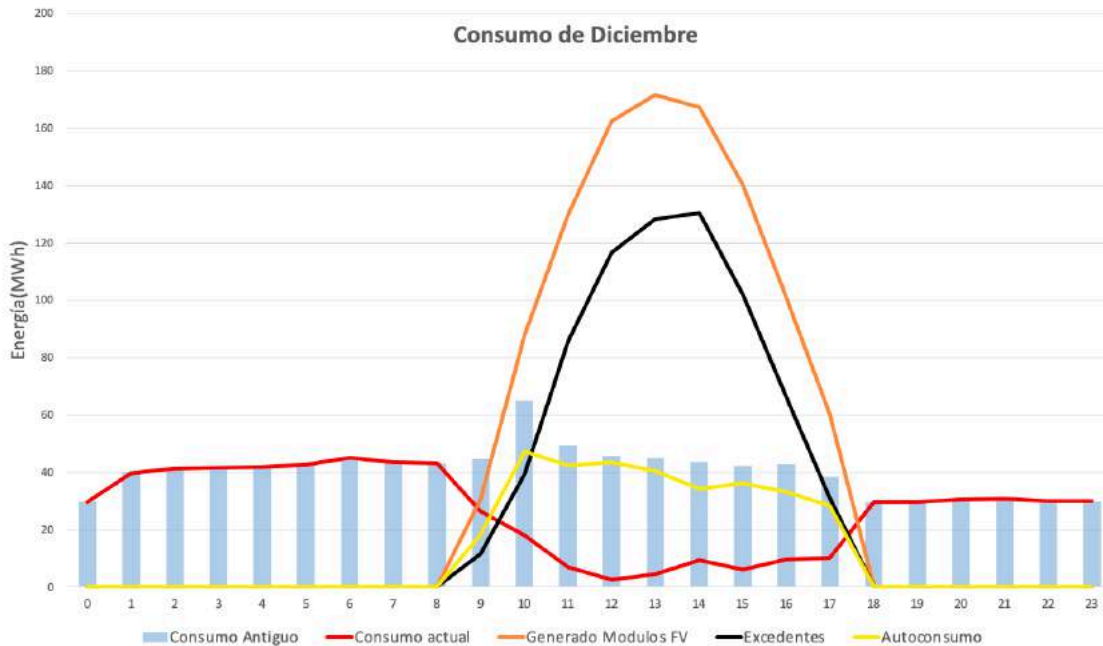


Figura 39: Generación y consumos horarios del mes de diciembre. Fuente: Elaboración propia

En las cinco figuras anteriores se puede observar el consumo antiguo previo a haber instalado las placas solares en las barras azules, el consumo actual en la línea roja, la energía generada por los módulos FV en naranja, la energía excedentaria en negro y la energía autoconsumida en amarillo.

En los meses de menos generación, representado por el mes de diciembre, se ve como el consumo es constante y bajo no pudiendo llenar la curva de generación. Se ve como esta generación hace bajar el consumo, aunque muchas horas sigue habiendo consumo.

En los meses donde la generación empieza a incrementarse, como serían marzo u octubre, vemos como la curva de generación ya ha aumentado hasta tener un pico sobrepasando los 200MWh. Aquí el consumo por parte de la finca varía por efectos externos, pero se ve como la curva de generación ayuda a bajar el consumo.

Finalmente tendríamos los meses de mayor consumo y generación que son junio, julio y agosto. Estos tienen un consumo muy elevado donde la curva se llena casi al completo, son los meses de mayor rendimiento de la planta donde los excedentes son pequeños.

Viendo estas curvas se aprecia como hay muchas horas en que la energía generada no se aprovecha bien y se queda en excedentes. Según nos informan desde la empresa, en los meses de más lluvia el agua se recoge, mediante bombas, de un barranco que atraviesa la finca desde el que se bombea a un pantano desde el que salen otras tuberías que bombearan agua al resto de pantanos, lo cual supone un importante consumo de energía. Todo este movimiento de agua está limitado por el caudal de las tuberías. Cuando no llueve también hay movimiento de agua entre pantanos por lo que hay un consumo energético similar además del consumo que provoca el riego. Debido a que la luz es más barata en horas de noche, intentaban realizar todas las funciones posibles durante la noche para abaratar al máximo la factura. Ahora que lo más interesante será consumir en las horas de mayor producción de energía, se intentará redistribuir la energía y “llenar” la curva de generación para maximizar el ahorro. De todo esto se deduce que sí que habrá parte de los excedentes que se convertirán en autoconsumo, por lo que todo lo que haga que aumente el autoconsumo ayudará a aumentar el ahorro y por tanto aumentar el VAN y el TIR del proyecto haciendo que sea más rentable.

10. Estudio económico

Para la realización del estudio económico, el ahorro estimado se ha calculado haciendo uso de la energía autoconsumida estimada. Para ello se ha hecho uso del programa PVsyst el cual calcula todos estos valores haciendo uso de las pérdidas y especialmente para este apartado de las pérdidas por envejecimiento. Este permite ir iterando para los distintos años y proporciona la estimación para ese año con sus pérdidas correspondientes.

El precio de la energía se ha preguntado al comercializador que suministra la energía a la finca. Los contratos de energía que se están cerrando ahora mismo, precios a 5 años, son de 148,45€. Más tiempo de 5 años no se están cerrando y a partir de ahí sería especular. Creen que algo razonable sería sobre unos 100€/MWh y a partir de ahí aplicar un 2% anual debido al IPC y un 0,5% debido a la subida del precio medio a largo de la vida útil de 25 años de la instalación.

En lo referente al IPC, a día de hoy, se encuentra en un 8,9%. Valores que no se veían desde la época de la post guerra o en la crisis de los 70. Años después se mantuvo en unos valores estables. En los últimos 20 años el valor medio del IPC en España ha sido un 2,2% y un 2% antes del 2020 previo a la pandemia. Como vemos en los gráficos el IPC fluctúa dependiendo de que acontecimiento ocurran en ese momento. Es por eso, que se usará un valor del 2% el cual se ve razonable habiendo sido el valor medio durante los últimos 20 años. Eventos fortuitos son muy difíciles, por no decir imposibles, de estimar por lo que no tendría sentido discutir si ocurrirá algo o no en estos futuros 25 años.



Figura 40: Gráfica del IPC anual en los últimos 20 años. Fuente: INE

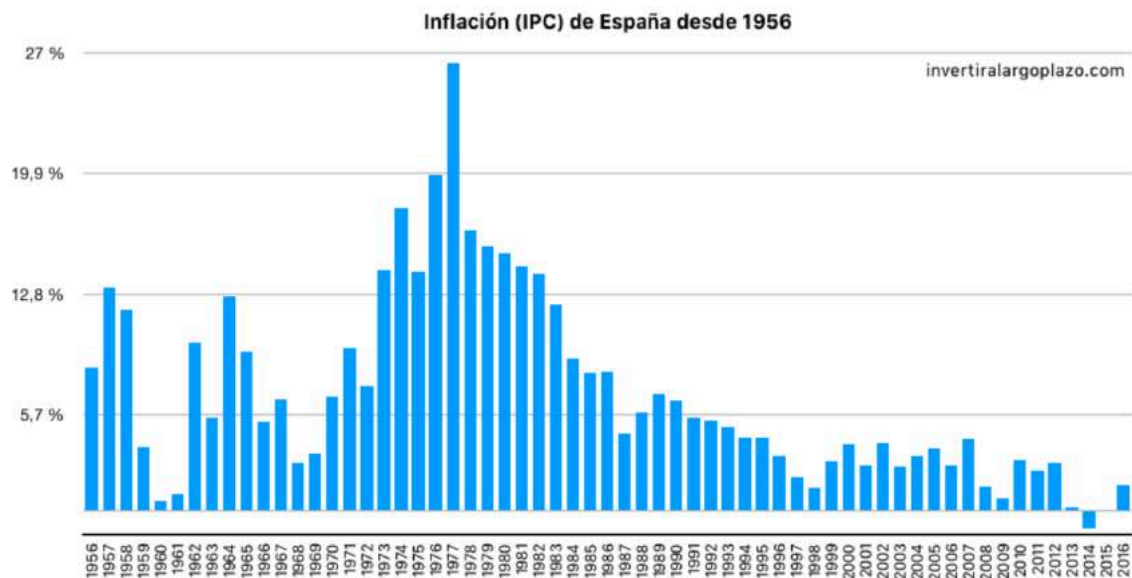


Figura 41: IPC anual en España desde el año 1956 hasta el año 2016. Fuente: www.invertiralargoplazo.com

Para el estudio de la viabilidad económica se han estudiado 3 escenarios con 3 potencias pico distintas. Se optimizó el diseño para 333kWp y se ha hecho otro con un 20% más de potencia y otro con un 20% menor. También se le añadirá una subvención del 20% que

actualmente está siendo proporcionada por el gobierno de España. Estas subvenciones funcionan dependiendo del dinero que haya a repartir y del número de gente que la solicite, correspondiéndole a cada solicitante la parte proporcional. Varían entre un 0 y 40%, por lo que tomaremos la media, un 20%. A esto se le añade la fiscalidad, la cual es la cantidad deducible de la amortización de una inversión. En este caso, al ser una sociedad limitada, la inversión se irá amortizando en una serie de años, en este caso siete. Esa parte proporcional se considerará como “gasto” en ese año fiscal por lo que nos “ahorraremos” un 25% en ese año lo que se convierte en un ahorro o flujo de caja positivo.

A continuación, se ofrece un resumen de los resultados pero el estudio económico detallado se encuentra en la sección de anexos.

Opción	Presupuesto inicial	VAN	TIR
272 [kWp]	185.147,54 €	522.082,47 €	31%
330 [kWp]	231.434,43 €	557.602,15 €	28%
399 [kWp]	277.721,32 €	575.816,34 €	24%

Tabla 7: Resultados del estudio de la viabilidad económica para las distintas potencias. Fuente: Elaboración propia

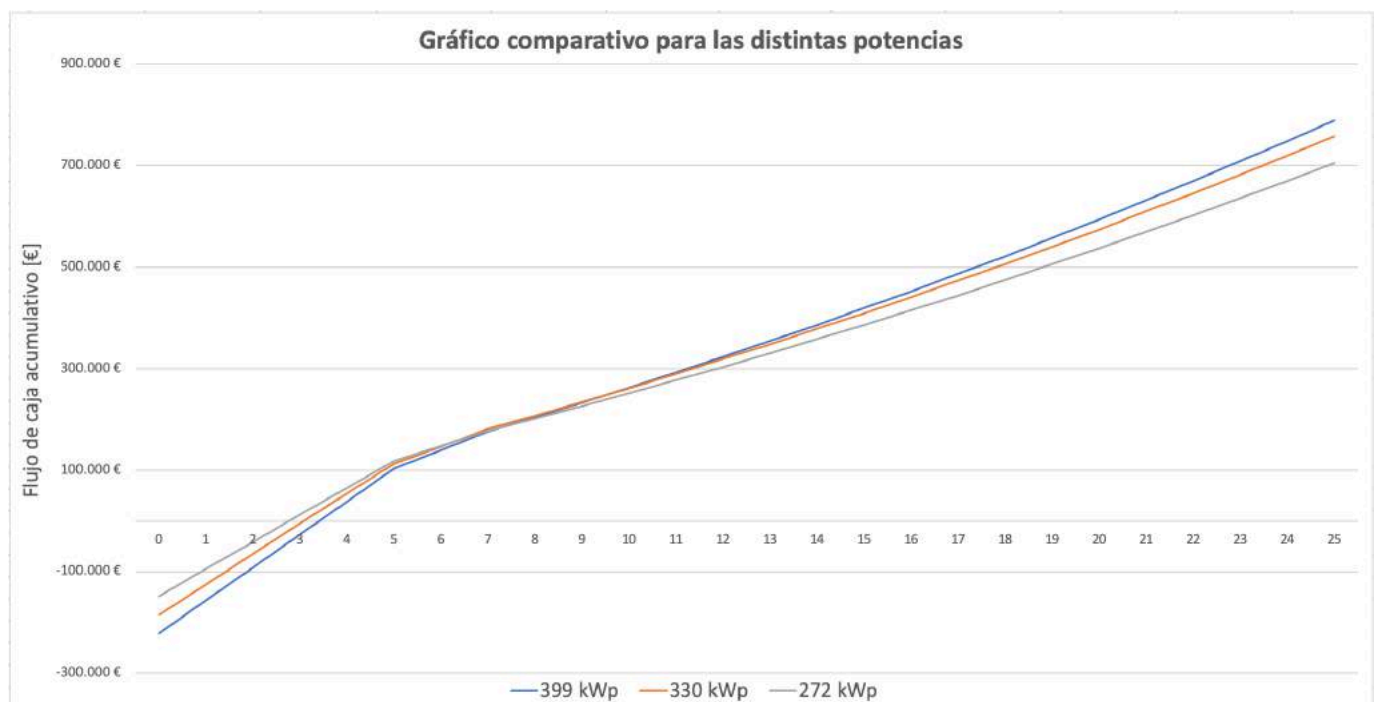


Figura 42: Gráfico comparativo de los flujos de caja para las distintas potencias pico instaladas. Fuente: Elaboración propia

Se observa como a menos potencia instalada mayor TIR aunque menor VAN, esto es debido a que la inversión para mayor potencia es mayor por lo que se tarda un poco más en amortizar pero a la larga daría más beneficio. Si observamos los VAN de cada caso partimos del caso de 330 kWp, se ve como si se aumenta la potencia un 20%, el VAN se ve aumentado, pero no un 20% que es la potencia de más que se ha instalado. Esto es debido a que el sistema no es capaz de consumir toda la potencia de más que se está generando, estando limitado por el consumo de la finca. En la zona intermedia se puede aproximar a ser lineal ya que por kW instalado que se aumenta se incrementará una misma cantidad el beneficio obtenido, pero conforme se va llegando a cierto punto ese kW de más extra que se instala no generará el mismo beneficio que los anteriores. Es por esto que hay que ver si sale rentable gastar ese dinero en ese aumento o en otra inversión externa a este proyecto.

11. Contaminación evitada

Para el cálculo de las emisiones evitadas se recurrirá al documento de IDEA “Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en España”. En él se explican los distintos procedimientos de cálculos para la obtención del CO₂ producido por energías no renovables. A modo de resumen dice que para la energía producida por el sistema peninsular de España, se contamina 0,472 kgCO₂/kWh si se considera solo fuentes no renovables o 0,331 kgCO₂/kWh si se consideran todas las energías en conjunto. Se usará el dato de 0,331 debido a que al fin y al cabo la energía que estamos “evitando” consumir proviene de la global mezclada. Haciendo la equivalencia y como este proyecto está calculado en MWh se usará **0,331 TCO₂/MWh**

A continuación, se muestra la tabla del cálculo del CO₂ evitado. Como se observa, equivale a unas 4800 toneladas de CO₂. Una tonelada de CO₂ equivale a lo que absorben 6 árboles maduros por lo que sería como plantar unos 1200 árboles.

Año	Producción anual [MWh]	T CO2
2023	602,33	199,37
2024	601,26	199,02
2025	600,16	198,65
2026	599,06	198,29
2027	597,60	197,80
2028	595,86	197,23
2029	593,86	196,57
2030	592,07	195,98
2031	589,62	195,16
2032	587,50	194,46
2033	585,61	193,84
2034	583,97	193,29
2035	582,40	192,77
2036	580,90	192,28
2037	579,46	191,80
2038	578,13	191,36
2039	576,89	190,95
2040	575,59	190,52
2041	574,06	190,02
2042	572,36	189,45
2043	570,04	188,68
2044	567,11	187,71
2045	563,94	186,66
2046	560,56	185,55
2047	557,07	184,39
		4821,81

Tabla 8: Toneladas de CO2 evitadas gracias a la planta solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

12. Análisis de sensibilidad

En esta sección se estudiarán distintas alternativas que podrían ocurrir a lo largo de la vida útil de este proyecto y cómo afectaría en cuanto a lo económico se refiere.

12.1. Cambio de precios de la electricidad

En el estudio económico se han supuesto unos precios que fueron aconsejados por el comercializador actual que tiene la empresa. Estos precios pueden variar, es más variarán, ya que es muy difícil saber cómo serán en el futuro, puede haber otra pandemia, otra crisis, etc. Y aquí veremos cómo afecta esto. Se partirá de la base del caso de 330kWp, ya que será el elegido como veremos en el apartado de conclusiones, con una subvención del 20% y un IPC del 2%.

Se han supuesto tres casos más, un caso donde, desde los precios actuales, empezando por 148,45 €/MWh, se irán aumentando junto con el IPC, otro con los precios que teníamos pre-pandemia, 50,5€/MWh, y que aumente con el IPC y el último se ha acudido a la página del OMIP (Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugués) el cual tiene una lista de precios a futuros para los siguientes años. Este empieza con 150, 115,77, 83,64, 62,985, 56,865 y luego aumenta con el IPC. En la página web para el resto de los años no bajaba, pero les hemos añadido el IPC para adaptarlos más a la realidad.

Opción	Presupuesto inicial	VAN	TIR
Caso base	231.424,43 €	557.602,15 €	28%
Precios pre-pandemia	231.424,43 €	215.984,55 €	11%
Precios constantes	231.424,43 €	981.843,16 €	32%
Precios OMIP	231.424,43 €	281.283,44 €	17%

Tabla 9: Tabla comparativa para los distintos casos de precios de electricidad. Fuente: Elaboración propia

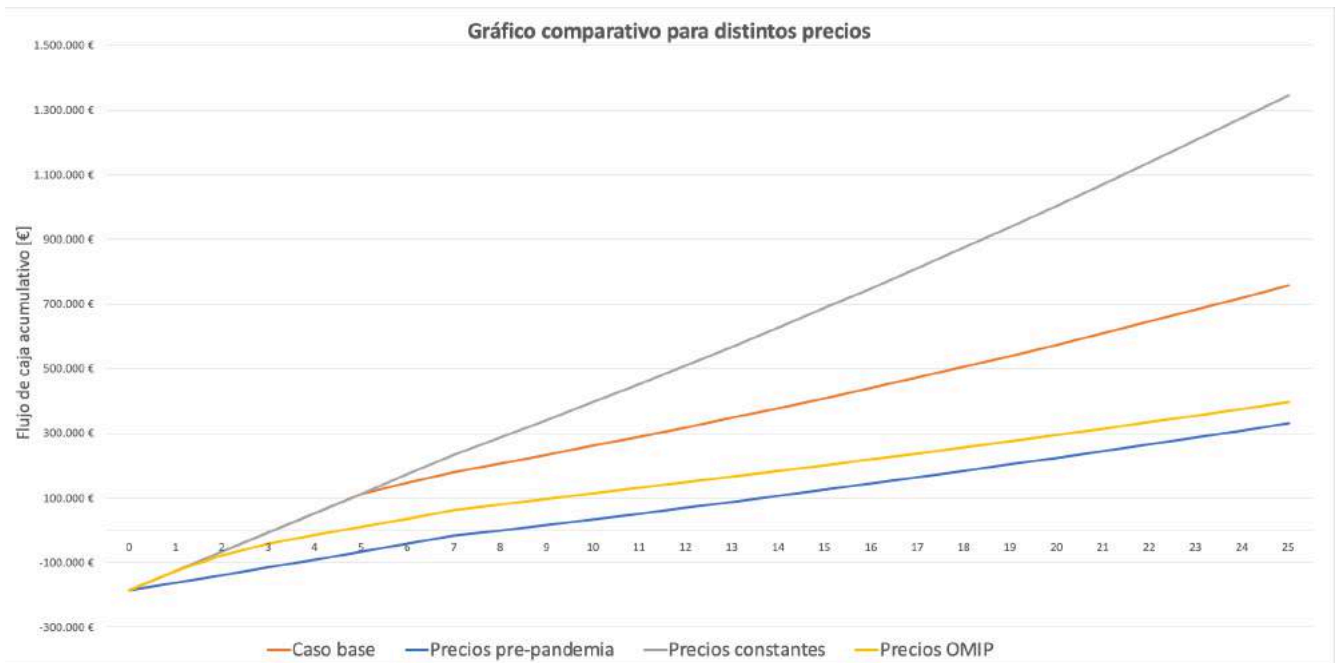


Figura 43.: Gráfico comparativo de los distintos flujos de caja para los casos con precios distintos de electricidad. Fuente: Elaboración propia

En la tabla y figura superior se observan los distintos casos anteriormente mencionados.

El caso base que pensamos que es algo “irreal” al ser un caso que considera que los precios no volverán a los pre-pandemia. Siempre que ha habido crisis los precios se han acabado estabilizando al cabo de los años y se espera que puede pasar lo mismo en este caso, pero debe considerarse que pudiera no ocurrir así y por tanto sería un supuesto con precios elevados.

Algo más intermedio sería el de los precios OMIP, quizás el mejor, algo más conservador.

Luego estarían como extremos, el de precios constantes, muy conservador y el caso opuesto en el que se mantienen los precios de pandemia.

Con esto se llega a la conclusión que conforme los precios de la electricidad aumenten, la instalación será más rentable. El pay-back (años en los que se ha pagado la inversión, cuando el flujo de caja corta el eje x y por tanto es 0) será menor, por lo que empezaremos a tener beneficios antes y el VAN será mayor.

12.2. Suceso extraordinario de una crisis/pandemia

En esta sección se analizará qué pasaría si durante los años de la vida útil de la instalación ocurriera algún suceso como una pandemia o una crisis económica. Observando gráficos del IPC históricos, como el que tenemos en la figura 44, y de precios de la electricidad, se ha visto que este tipo de eventos provocan un aumento del IPC y de los precios de la electricidad lo que se tendrán en cuenta a la hora de realizar el estudio económico en cuestión. Con la finalidad de que se vea realmente el efecto que esto causa, se comparan un caso con precios constantes durante los 25 años, en particular se usará el de la sección 12.1 “precios pre-pandemia” y otro que usa el anteriormente mencionado introduciendo a partir del año 10, donde el flujo de caja es positivo y la instalación ya ha sido amortizada, el “efecto crisis”. Esto supone que durante 5 años los precios aumenten a valores como los que tenemos actualmente y un IPC del 8%. Pasados estos 5 años durante 3 años irán descendiendo paulatinamente hasta volver a la normalidad y equipararse con los precios del otro caso. Está claro que todas las crisis son diferentes en cuanto a duración, efectos en los precios, etc. Pero todas provocan que el IPC y los precios de la electricidad aumenten. El que sea más o menos corta simplemente hará que, como veremos a continuación, el aumento del flujo de caja sea menor o mayor.

Opción	Presupuesto inicial	VAN	TIR
Precios pre-pandemia	231.424,43 €	215.984,55 €	11%
Precios pre-pandemia con crisis	231.424,43 €	372.379,07 €	15%

Tabla 11: Tabla comparativa entre el caso con crisis y sin crisis. Fuente: Elaboración propia

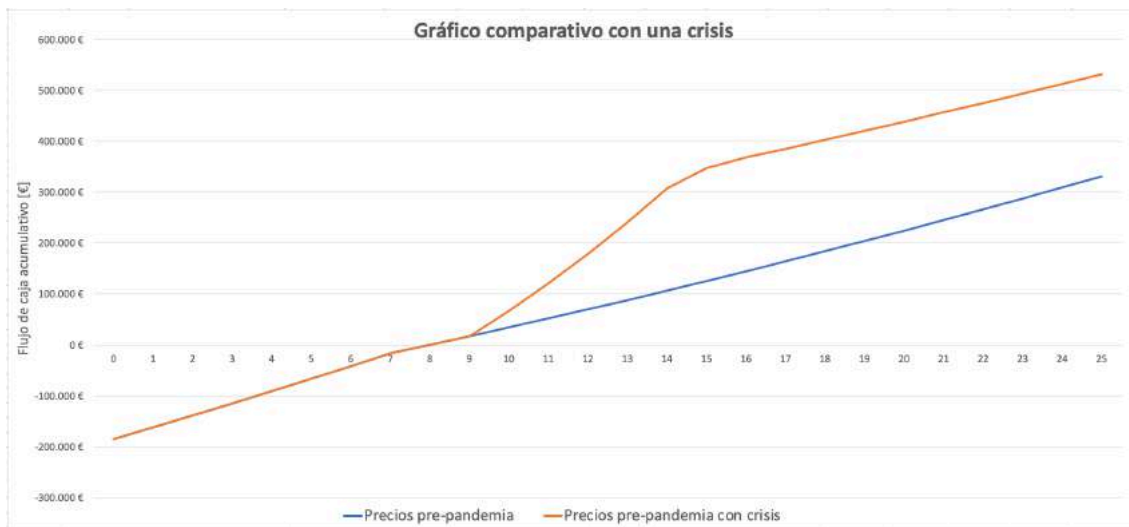


Figura 44: Gráfico comparativo entre caso sin crisis y con crisis. Fuente: Elaboración propia

Observando las figuras superiores se ve como hasta el año 7 los gráficos tienen una pendiente y pasado este año ésta baja. Esto es debido a que durante los primeros 7 años hay un flujo de caja positivo debido a la fiscalidad que se acaba cuando esta inversión ha sido amortizada. Una vez finalice hará que el flujo de caja sea menor y como todo lo demás se mantiene constante, la pendiente desciende.

En el año 10 ocurre la “crisis” la cual, como se ha mencionado antes, dispara los precios al alta y el IPC haciendo que el flujo de caja debido al ahorro por energía autoconsumida aumente. Y finalmente, cuando se llega al año 17, las dos vuelven a tener la misma pendiente, pero una con un incremento debido a este flujo de caja extra durante los años de la crisis. Por lo tanto, se concluye que una crisis provocaría que la inversión generase mayores ganancias causando que se amortice en menos años y empiece a generar beneficios antes.

12.3. Variando las subvenciones

En esta sección se analizará qué pasaría si variásemos las subvenciones del proyecto por parte del gobierno español. Estas subvenciones no son algo fijo ni siempre se conceden. Dependiendo del momento en el que se pida, la entidad beneficiada recibirá un importe u otro. Cada cierto tiempo se destina una cantidad de dinero fija a repartir y en función de

cuánta gente la haya pedido en ese momento, se puede recibir entre un 0 y un 40% del importe total del presupuesto de la instalación. Es por esto que será interesante ver cómo afectaría en el desarrollo económico de la planta solar.

Opción	Presupuesto inicial	VAN	TIR
Sin subvención	231.424,43 €	512.222,85 €	21%
Subvención del 20%	231.424,43 €	557.602,15 €	28%
Subvención del 40%	231.424,43 €	602.981,45 €	39%

Tabla 12: Tabla comparativa para los casos con diferentes subvenciones. Fuente: Elaboración propia

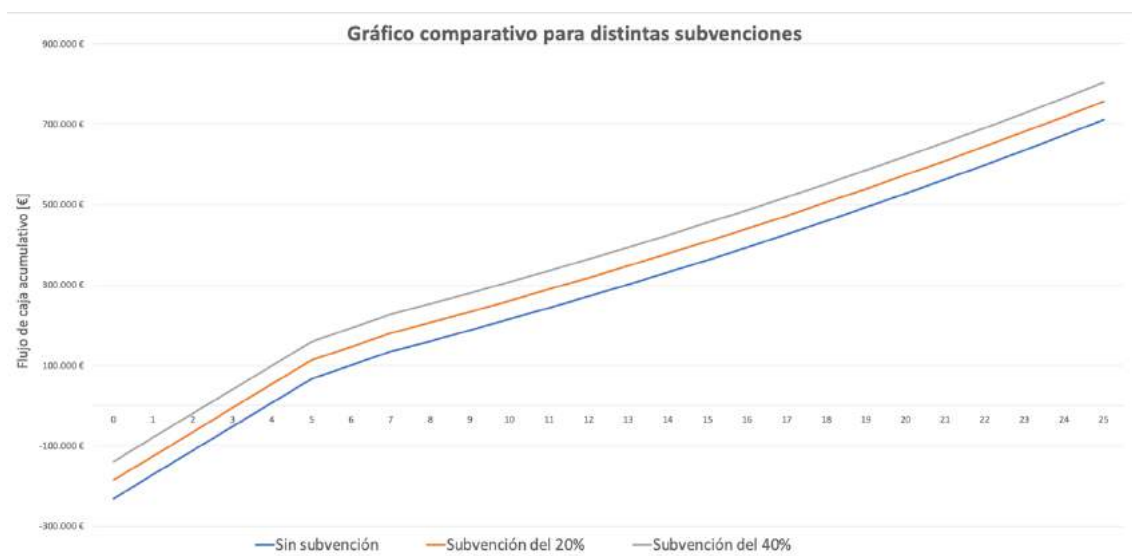


Figura 45: Gráfico comparativo de los flujos de caja para distintos porcentajes de subvención. Fuente: Elaboración propia

En la tabla y figura superiores podemos observar los distintos casos en función del porcentaje de subvención recibido. La subvención al ser un valor fijo que se aporta al inicio del estudio económico (normalmente se suele recibir el importe entre el primer y segundo año del proyecto por el tiempo que se emplea en tramitarla, en que sea aprobada y finalmente en recibir el dinero, pero por simplicidad se ha puesto al inicio). Esto lo que hace es subir toda la curva hacia arriba por el incremento del valor de la subvención. A mayor subvención el payback será menor, el VAN mayor y el TIR mayor por lo que cuanto mayor sea la subvención mejor, como era de esperar.

12.4. Inyectando los excedentes a la red

Para el proyecto en cuestión no se han tenido en cuenta que los excedentes son inyectados en la red y por tanto bonificados. Esto es debido a que actualmente la zona en la que se encuentra la finca tiene las líneas “saturadas”. En los últimos años se han añadido muchos campos solares en los alrededores provocando mucha inyección de energía para la cual la línea no estaba dimensionada. Esto provoca que de momento no se puedan conectar más usuarios a la red para inyectar potencia hasta que la red eléctrica sea mejorada.

Teniendo esto en cuenta se ha estudiado un caso donde se ve el efecto que tendría vender los excedentes en caso de que la subestación cercana a la finca volviese a dejar a usuarios nuevos inyectar y vender sus excedentes de energía no consumidos. Para ello se ha puesto un precio de venta de la electricidad de la mitad del precio de consumo. El precio de la energía excedentaria varía diariamente al igual que el de la electricidad, pero suele estar sobre la mitad. A continuación, se muestran los resultados.

Opción	Presupuesto inicial	VAN	TIR
Con venta de excedentes	231.424,43 €	557.602,15 €	28%
Sin venta de excedentes	231.424,43 €	823.462,79 €	51%

Tabla 13: Gráfico comparativo entre vender los excedentes o no. Fuente: Elaboración propia

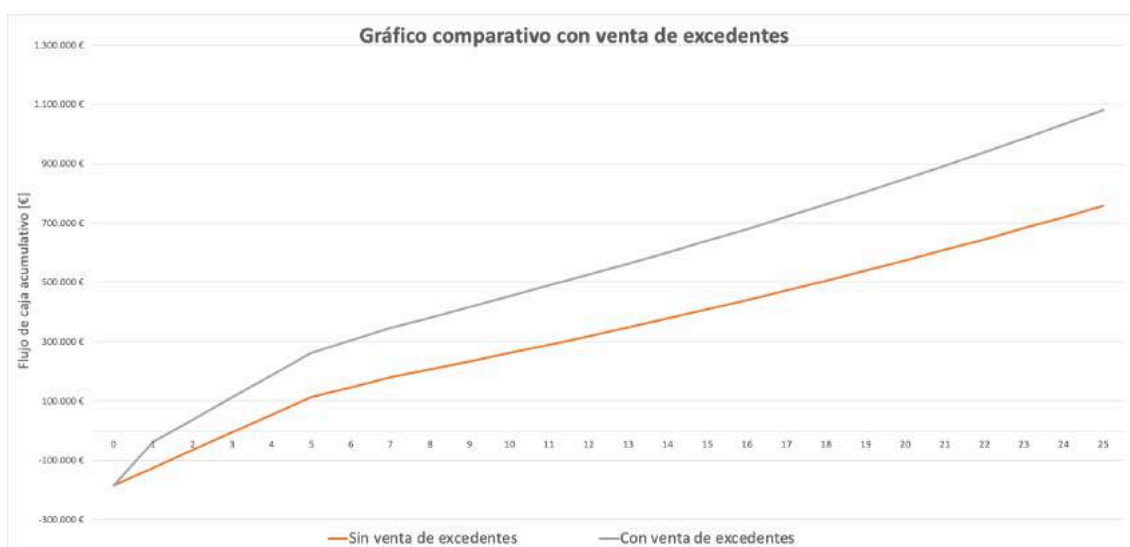


Figura 46: Gráfico comparativo de los flujos de caja de una instalación que vende excedentes o no. Fuente: Elaboración propia

En la tabla y figura superiores se observa lo interesante que sería vender los excedentes. Vender los excedentes significa tener un flujo de caja positivo adicional incrementando el total. Esto hace que el payback se vea reducido y el VAN y el TIR claramente incrementados. Posiblemente sea lo mejor que le podría pasar a la empresa en cuanto a beneficios se refiere.

13. Conclusiones

El objetivo principal de este documento es diseñar y dimensionar la segunda fase de una planta fotovoltaica de autoconsumo para una finca agrícola localizada en el pueblo de San Telmo, Huelva. Una vez se ha realizado el dimensionamiento se realiza un estudio de la viabilidad económica y posteriormente, un análisis de la sensibilidad.

En dicho documento no se ha mencionado la primera fase de la instalación ya que no afecta a dicho estudio. La planta llevaba funcionando más de un año por lo que los consumos con los que se ha diseñado ya tenían incluidos el efecto de esta planta. La primera fase lo que produce es la reducción del perfil de consumo, pero a la hora de diseñar, al estar en otra zona de la finca, no afecta para nada. El único efecto que tiene es el económico para los dueños de la empresa que pagarán menos en su factura de la luz.

La planta se localiza en una finca agrícola situada en el municipio de San Telmo, Huelva. Analizando el recurso solar del emplazamiento, su irradiación solar horizontal varía desde 71,2 kWh/m²/mes en enero hasta los 255,4 kWh/m²/mes en Julio. La temperatura media es de 18,6 °C y la humedad relativa del 59,5% (datos obtenidos de la base de datos PVGIS). Ahora, observando el gráfico se ve como tiene una ubicación idónea al no estar rodeada de nada que le haga sombra y afecte en su producción. Como vemos, esta zona es idónea para una instalación como esta, es más, en la zona que rodea a la finca cada vez

son más los campos solares instalados lo que nos hace ver que es un emplazamiento muy interesante.

Para elegir la ubicación donde iría situado dentro de la finca se han barajado distintas opciones eligiendo finalmente una explanada que no cuenta con ningún edificio o montículo cerca que pueda hacerle sombra en ciertas horas del día.

En lo referente al consumo se han sacado gráficas de éste y se han analizado tanto sus valores como su perfil. El consumo actual de la finca es de 866,1 MWh siendo enero y diciembre los meses de menor consumo y julio y agosto los de mayor lo que coincide con los meses de mayor y menor generación de la planta solar. Con todo esto, se ha diseñado para que el rendimiento sea el óptimo en verano haciendo que tanto la inclinación como el acimut hagan sacar el máximo provecho en los meses de verano.

Una vez se han elegido los parámetros anteriormente mencionados se ha dimensionado la planta para 3 potencias distintas: 272 kWp, 330 kWp y 399 kWp, siendo la elegida la de 330 kWp (los motivos de la elección se detallan más abajo).

Como resultado la planta contará con 612 módulos Hiku6 Mono PERC CS6W-540W de 540W y 3 inversores de la marca Huawei de modelo SUN 2000-100KTL-M resultando en una potencia pico de 330 kW. Para su soporte se eligieron la estructura rígida de hormigón de Solarblock con una pendiente de 20°. Con todo esto la planta es capaz de generar 587,75MWh siendo 366,13 MWh autoconsumidos y 204,88MWh de excedentes los cuales como se ha mencionado, no van a poder ser aprovechados de momento a la espera de poder conectarse a la red en el futuro y sacar provecho de ello.

En lo referente a lo económico, se presupuestaron los distintos escenarios y se calcularon sus rendimientos económicos como se muestra a continuación.

Opción	Presupuesto inicial	VAN	TIR
272 [kWp]	185.147,54 €	522.082,47 €	31%
330 [kWp]	231.434,43 €	557.602,15 €	28%
399 [kWp]	277.721,32 €	575.816,34 €	24%

Figura 47: Resultado del estudio económico para los distintos escenarios. Fuente: Elaboración propia.

Estos resultados se han mostrado y debatido con los dueños de la empresa los cuales, como ya comentamos previamente seleccionaron finalmente la opción de 330 kWp por cuestiones económicas, además se ha logrado sobradamente un TIR superior al 10% que era el que nos pedían.

Finalmente se ha hecho un análisis de sensibilidad donde se han estudiado sucesos que podrían ocurrir durante la vida útil de la instalación. Se ha analizado que pasaría si cambiasen los precios de la electricidad concluyendo que cuanto mayor sean los precios, mayor será la rentabilidad obtenida. También se ha valorado cómo podría afectar una crisis económica importante como la que originó la pandemia o la que está provocando a la actual guerra provocada por Rusia, y se concluye que como estas crisis lo que provocan es la subida de precios e IPC esta situación hace que la instalación resulte más rentable. También se valora el efecto económico de una posible subvención, que como es lógico siempre va a ser beneficioso. Finalmente, como ya mencionamos, se valora la posibilidad futura de que a empresa venda sus excedentes, lo que sería muy beneficioso al ser de todos casos analizados en este estudio el que mayor rentabilidad aportaría.

Lo que reduciría más la rentabilidad de la instalación sería que los precios de la electricidad se mantuviesen constantes con valores prepandemia, aunque aún así no descendería el TIR por debajo del 10% que imponía la empresa como requisito por lo que se da la instalación como favorable y viable económicamente.

14. Bibliografía

[1.] Radiación solar

<https://energia.roams.es/energia-renovable/energia-solar/radiacion-solar-espana/>

[2.]. Acimut

<https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/37.792N-6.937E>

[3.] Irradiación

https://es.wikipedia.org/wiki/Irradiación_solar

[4.] Lakshar

<https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>

[5.]REBT

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjZ46HS1u76AhUfgf0HHScvCqwQFnoECAwQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.boe.es%2Fbiblioteca_juridica%2Fcodigos%2Ffabrir_pdf.php%3Ffich%3D326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC.pdf&usg=AOvVaw3MFkI1me_mvc3gzJEU1bT-

[6.] IPC

<https://www.ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=50902#!tabs-grafico>

[7.] IPC

<https://invertiralargoplazo.com/inflacion-ipc-en-espana-desde-el-ano-1956>

[8.] IDEA EMISIONES CO2

https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf

[9.] Toneladas de CO₂ árbol

<https://climate.selectra.com/es/actualidad/co2-arbol>

[10.] Onu desarrollo sostenible

<http://onu.org.gt/objetivos-de-desarrollo/>

ANEXO I

OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En el año 2015 tras el cumplimiento de los “8 Objetivos de Desarrollo del Milenio” (ODM) los estados pertenecientes a las Naciones Unidas acordaron una nueva agenda para 2030. En ella se recogen una serie de metas que irían a favor del planeta, las personas y la prosperidad. Entre los principales objetivos se encuentran, erradicar la pobreza, promover la prosperidad y el bienestar para todos, proteger el medio ambiente y hacer frente al cambio climático a nivel mundial.

Estos objetivos son un total de 17 con sus 169 metas de carácter indivisible, de alcance mundial y de aplicación universal. Cada país podrá fijar sus propias metas nacionales tomando como base dichos objetivos.

A continuación, se exponen los distintos objetivos:

1. Poner fin a la pobreza en todas sus formas en todo el mundo.
2. Poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora de la nutrición y promover la agricultura sostenible.
3. Garantizar una vida sana y promover el bienestar para todos en todas las edades.
4. Garantizar una educación inclusiva, equitativa y de calidad y promover oportunidades de aprendizaje durante toda la vida para todos.
5. Lograr la igualdad entre los géneros y el empoderamiento de todas las mujeres y niñas
6. Garantizar la disponibilidad de agua y su ordenación sostenible y el saneamiento para todos.
7. **Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.**
8. **Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos.**
9. **Construir infraestructura resiliente, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación.**
10. Reducir la desigualdad en y entre los países.

11. Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.
- 12. Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.**
- 13. Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos (tomando nota de los acuerdos celebrados en el foro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático).**
14. Conservar y utilizar en forma sostenible los océanos, los mares y los recursos marinos para el desarrollo sostenible.
15. Proteger, restablecer y promover el uso sostenible de los ecosistemas terrestres, efectuar una ordenación sostenible de los bosques, luchar contra la desertificación, detener y revertir la degradación de las tierras y poner freno a la pérdida de la diversidad biológica.
16. Promover sociedades pacíficas e inclusivas para el desarrollo sostenible, facilitar el acceso a la justicia para todos y crear instituciones eficaces, responsables e inclusivas a todos los niveles.
17. Fortalecer los medios de ejecución y revitalizar la alianza mundial para el desarrollo sostenible



Producción en colaboración con TROLLBACK © COMPANY | TheGlobalGoals@trollback.com | +1.212.028.1010
Para cualquier duda sobre la utilización, por favor comuníquese con: dpc@campuscomillas.org

Figura 48: Objetivos de desarrollo sostenible Agenda de 2030. Fuente: ONU

Entre la lista de objetivos se han resaltado 5 de ellos que cumple el proyecto que se realizará.

Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

Este proyecto, mediante la producción de energía renovable, genera una energía la cual es asequible, ya que se oferta a coste 0 haciendo que baje el precio de la luz. Segura, al no tener ningún tipo de caldera o proceso que en caso de accidente o malfuncionamiento pudiera originar una catástrofe, como lo podría ser una central térmica; el único peligro que existe es que debido a los componentes metálicos que contiene podría atraer rayos, pero existe un equipo de prevención que hace que esa planta sea totalmente segura. Sostenible, ya que aprovecha el sol como fuente principal de producción y no hace uso de ningún otro recurso perjudicial para su entorno. Finalmente, moderna ya que es de las energías que más se está desarrollando en los últimos años.

Objetivo 8: Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos.

Además del crecimiento sostenible comentado previamente, estos proyectos de plantas solares crean muchos trabajos y variados. Se requieren muchos trabajadores de distintos ámbitos ya sea el que produce los soportes para los módulos FV o un electricista hasta las empresas que dimensionan estos proyectos. Estas energías están en pleno auge. Cada vez más empresas nuevas salen cada día dedicadas a este ámbito promoviendo el emprendimiento.

Objetivo 9: Construir infraestructura resiliente, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación.

Como se ha comentado la fotovoltaica está en pleno auge. Cada vez hay más puestos de trabajos dedicados a ello donde la innovación está a la orden del día intentado mejorar cada uno de los diferentes componentes que forman una planta como esta. La competencia promueve que la empresa o institución que se dedica a ello aporte algo nuevo

para poder vender lo máximo. Esto se transforma en algo bueno ya que significa que la innovación está en constante desarrollo.

Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.

Generando energía mediante las fuentes renovables se evita que tecnologías como el gas o el carbón produzcan electricidad, este tipo de energías contaminan y dañan el medioambiente, no solo el aire si no todo el entorno que le rodea. Todo lo que consiga que este tipo de energías se vean reducidas y sustituidas por tecnologías que aportan totalmente lo opuesto, promoviendo una modalidad de consumo y producción sostenible, siempre será beneficioso.

Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos (tomando nota de los acuerdos celebrados en el foro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático).

No hay mejor forma de combatir el medioambiente que generando energía mediante fuentes renovable que sustituyan las convencionales. Energías limpias las cuales no generan ningún tipo de residuo que ayudan directamente a frenar el cambio climático.

ANEXO II

INFORME PVSYST



Versión 7.2.19

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Proyecto Citricos Gintero

Variante: Citricos Gintero con 330 kWp

Cobertizos en el suelo

Potencia del sistema: 330 kWp

Lomero - Spain

Autor(a)

Alejandro Ferrer Colomer (Spain)



Proyecto: Proyecto Citricos Gineró

Variante: Citricos Gineró con 330 kWp

Alejandro Ferrer Colomer (Spain)

PVsyst V7.2.19

VC0, Fecha de simulación:
18/10/22 17:52
con v7.2.19

Resumen del proyecto

Sitio geográfico Lomero España	Situación Latitud 37.79 °N Longitud -6.94 °W Altitud 325 m Zona horaria UTC+1	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo Lomero PVGIS api TMY		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Simulación para el año n° 10	Cobertizos en el suelo	Necesidades del usuario
Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 20 / 0 °	Sombreados cercanos Según las cadenas Efecto eléctrico 50 %	Ext. definida como archivo plantilla_pvsyst_nueva.csv
Información del sistema		
Generador FV Núm. de módulos Pnom total	612 unidades 330 kWp	Inversores Núm. de unidades 3 unidades Pnom total 300 kWca Proporción Pnom 1.102

Resumen de resultados

Energía producida 571.0 MWh/año	Producción específica 1728 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 78.39 %
Energía usada 866.1 MWh/año		Fracción solar (SF) 42.27 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos especiales	8
Gráficos predefinidos	9
Evaluación P50 - P90	10
Costo del sistema	11
Balance de emisiones de CO ₂	12



Proyecto: Proyecto Citricos Gintero

Variante: Citricos Gintero con 330 kWp

Alejandro Ferrer Colomer (Spain)

PVsyst V7.2.19

VC0, Fecha de simulación:
18/10/22 17:52
con v7.2.19

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación
Plano fijo
Inclinación/Azmut 20 / 0 °

Horizonte

Horizonte libre

Cobertizos en el suelo

Configuración de cobertizos

Núm. de cobertizos 17 unidades

Tamaños

Espaciamiento cobertizos 4.75 m
Ancho de colector 2.31 m
Proporc. cob. suelo (GCR) 48.6 %
Banda inactiva superior 0.02 m
Banda inactiva inferior 0.30 m

Ángulo límite de sombreado

Ángulo límite de perfil 17.3 °

Sombreados cercanos

Según las cadenas
Efecto eléctrico 50 %

Modelos usados

Transposición Perez
Difuso Importado
Circunsolar separado

Necesidades del usuario

Ext. definida como archivo
plantilla_pvsyst_nueva.csv

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
11259	25437	34236	58932	78880	104668	142848	147216	95526	75278	61910	29948	866138	kWh

Características del generador FV

Módulo FV

Fabricante Generic
Modelo CS6W-540MS 1500V
(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 540 Wp
Número de módulos FV 612 unidades
Nominal (STC) 330 kWp
Módulos 34 Cadenas x 18 En series
En cond. de funcionam. (50°C)
Pmpp 303 kWp
U mpp 670 V
I mpp 452 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 330 kWp
Total 612 módulos
Área del módulo 1569 m²

Inversor

Fabricante Generic
Modelo SUN2000-100KTL-M1-480Vac
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 100 kWca
Número de inversores 3 unidades
Potencia total 300 kWca
Voltaje de funcionamiento 200-1000 V
Potencia máx. (=>40°C) 110 kWca
Proporción Pnom (CC:CA) 1.10

Potencia total del inversor

Potencia total 300 kWca
Número de inversores 3 unidades
Proporción Pnom 1.10

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 3.0 %

Pérdida diodos serie

Caída de tensión 0.7 V
Frac. de pérdida 0.1 % en STC

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 2.0 %

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 24 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.5 %



Proyecto: Proyecto Citricos Gineró

Variante: Citricos Gineró con 330 kWp

Alejandro Ferrer Colomer (Spain)

PVsyst V7.2.19

VC0, Fecha de simulación:
18/10/22 17:52
con v7.2.19

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.1 %

Módulo de degradación media

Año n° 10

Factor de pérdida 0.4 %/año

Desajuste debido a la degradación

Dispersión Imp RMS 0.4 %/año

Dispersión Vmp RMS 0.4 %/año

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo 1.1 %
4.0 días,
3 períodos

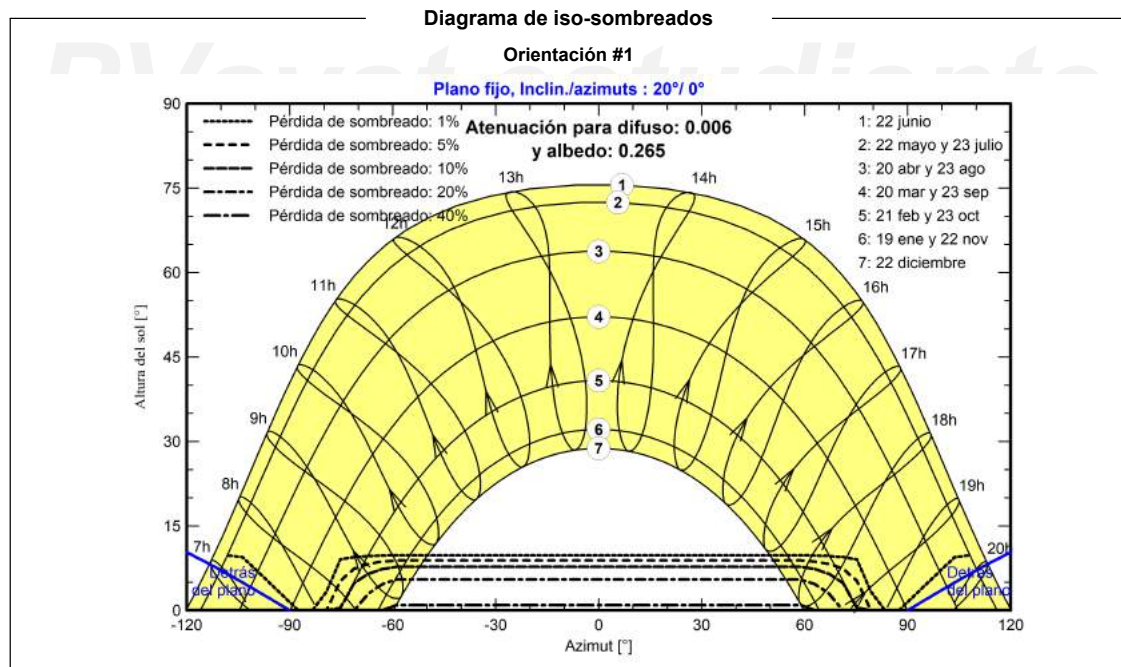
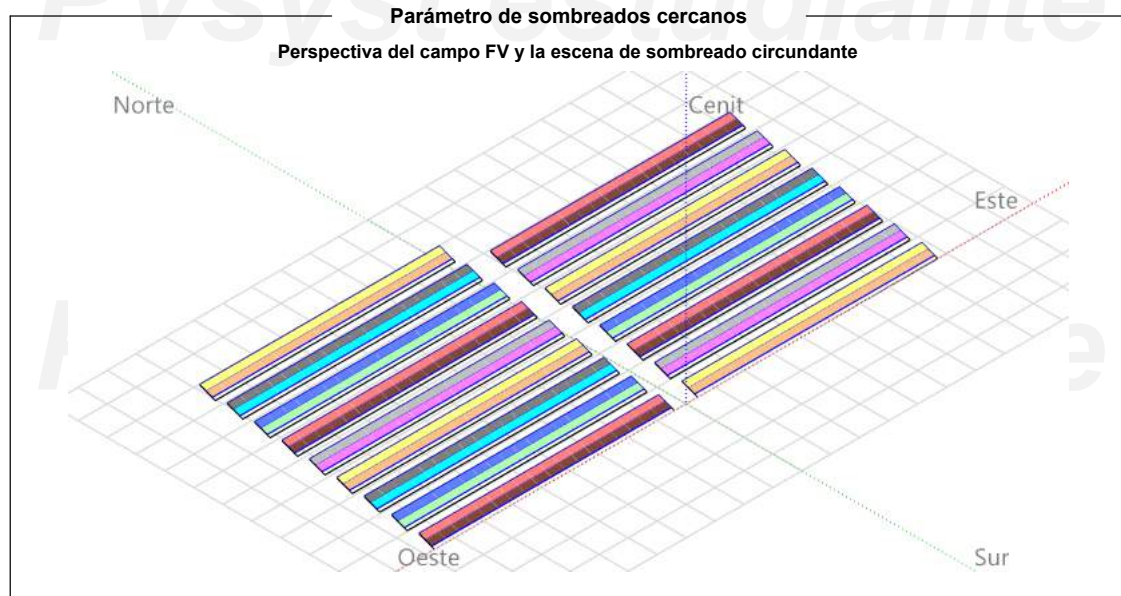


PVsyst V7.2.19
VC0, Fecha de simulación:
18/10/22 17:52
con v7.2.19

Proyecto: Proyecto Citricos Ginero

Variante: Citricos Ginero con 330 kWp

Alejandro Ferrer Colomer (Spain)





Proyecto: Proyecto Citricos Gineró

Variante: Citricos Gineró con 330 kWp

PVsyst V7.2.19

VC0, Fecha de simulación:
18/10/22 17:52
con v7.2.19

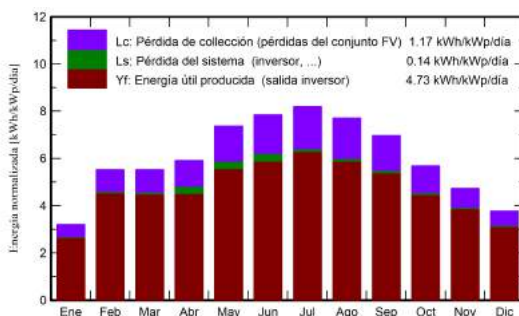
Alejandro Ferrer Colomer (Spain)

Resultados principales

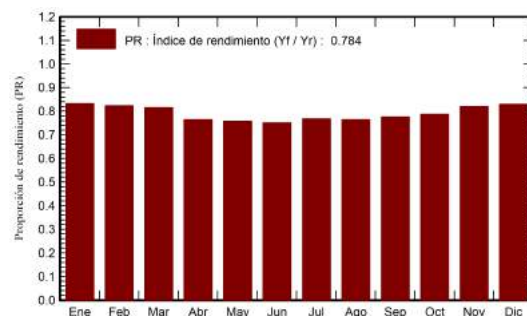
Producción del sistema

Energía producida	571.0 MWh/año	Producción específica	1728 kWh/kWp/año
Energía usada	866.1 MWh/año	Proporción de rendimiento (PR)	78.39 %
		Fracción solar (SF)	42.27 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	71.2	32.84	11.55	99.3	93.9	27.77	11.3	3.74	23.60	7.52
Febrero	113.9	30.76	11.78	154.7	147.1	42.74	25.4	11.68	30.38	13.75
Marzo	143.8	50.03	12.91	171.2	162.5	46.93	34.2	12.51	33.65	21.73
Abril	165.7	67.78	16.36	177.4	168.2	47.89	58.9	23.26	21.59	35.67
Mayo	226.4	66.86	20.46	228.6	216.7	60.36	78.9	36.02	21.18	42.86
Junio	240.3	67.45	23.11	235.5	223.5	61.78	104.7	49.44	9.00	55.22
Julio	255.4	55.04	26.20	254.0	241.6	65.76	142.8	58.21	6.31	84.64
Agosto	225.6	53.00	27.17	239.0	227.3	61.58	147.2	55.52	4.91	91.69
Septiembre	180.2	43.26	24.82	209.0	198.8	54.56	95.5	41.80	11.76	53.73
Octubre	136.5	39.84	22.26	176.3	167.6	46.72	75.3	39.15	6.75	36.13
Noviembre	97.2	27.68	14.42	142.0	134.8	39.06	61.9	24.76	13.69	37.15
Diciembre	75.8	24.66	11.67	117.1	110.8	32.59	29.9	10.03	22.06	19.91
Año	1932.1	559.20	18.60	2204.1	2092.6	587.73	866.1	366.12	204.86	500.02

Legendas

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



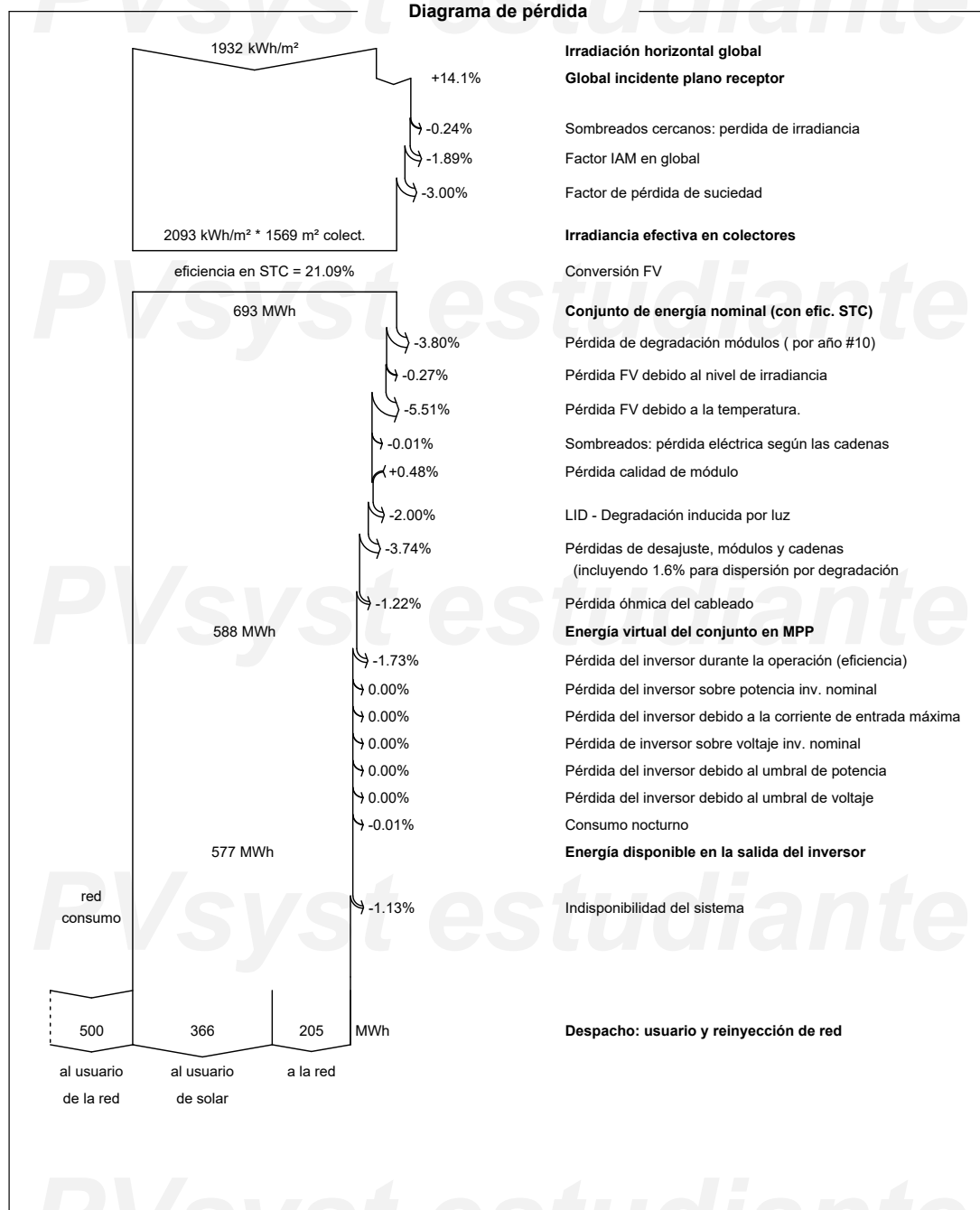
Proyecto: Proyecto Citricos Ginero

Variante: Citricos Ginero con 330 kWp

Alejandro Ferrer Colomer (Spain)

PVsyst V7.2.19

VC0, Fecha de simulación:
18/10/22 17:52
con v7.2.19





Proyecto: Proyecto Citricos Ginero

Variante: Citricos Ginero con 330 kWp

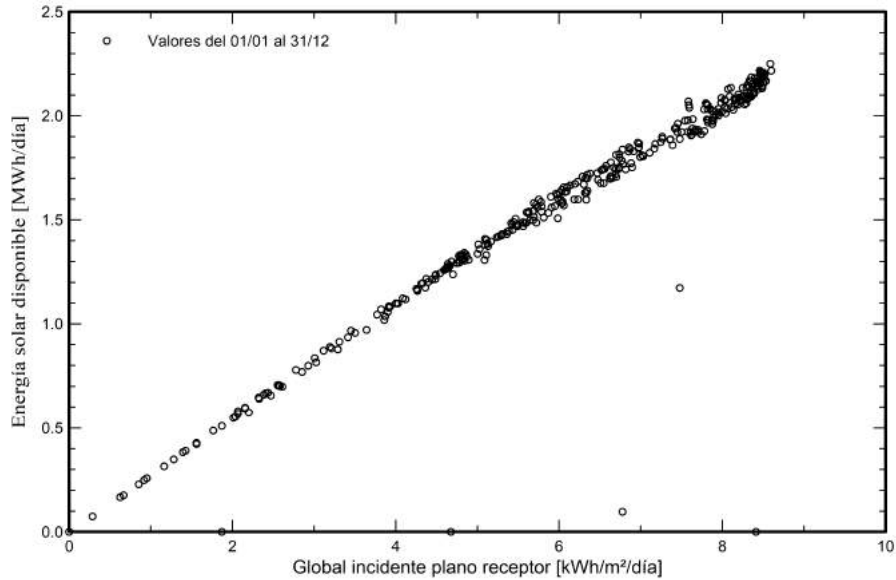
Alejandro Ferrer Colomer (Spain)

PVsyst V7.2.19

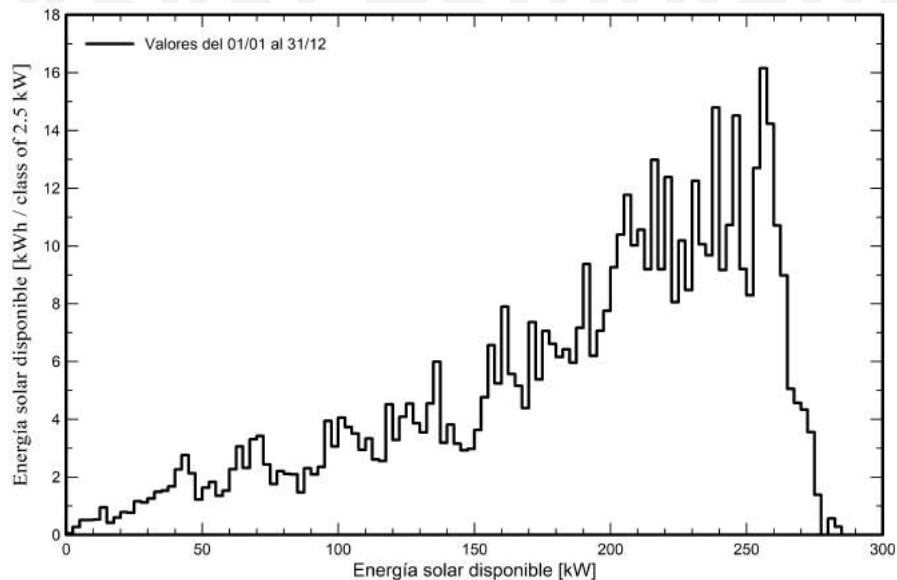
VC0, Fecha de simulación:
18/10/22 17:52
con v7.2.19

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.2.19
VC0, Fecha de simulación:
18/10/22 17:52
con v7.2.19

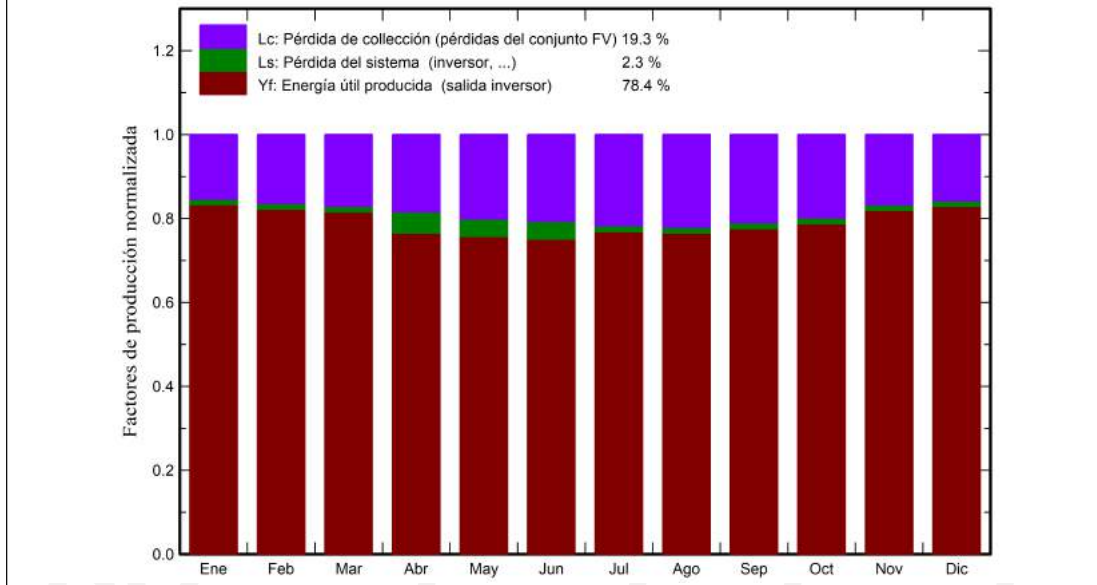
Proyecto: Proyecto Citricos Ginero

Variante: Citricos Ginero con 330 kWp

Alejandro Ferrer Colomer (Spain)

Gráficos predefinidos

Producción normalizada y factores de pérdida





Proyecto: Proyecto Citricos Giner

Variante: Citricos Giner con 330 kWp

Alejandro Ferrer Colomer (Spain)

PVsyst V7.2.19

VC0, Fecha de simulación:
18/10/22 17:52
con v7.2.19

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente PVGIS api TMY
Tipo TMY, multianual
Variabilidad año a año(Varianza) 2.5 %

Desviación especificada

Cambio climático 0.0 %

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática) 3.1 %

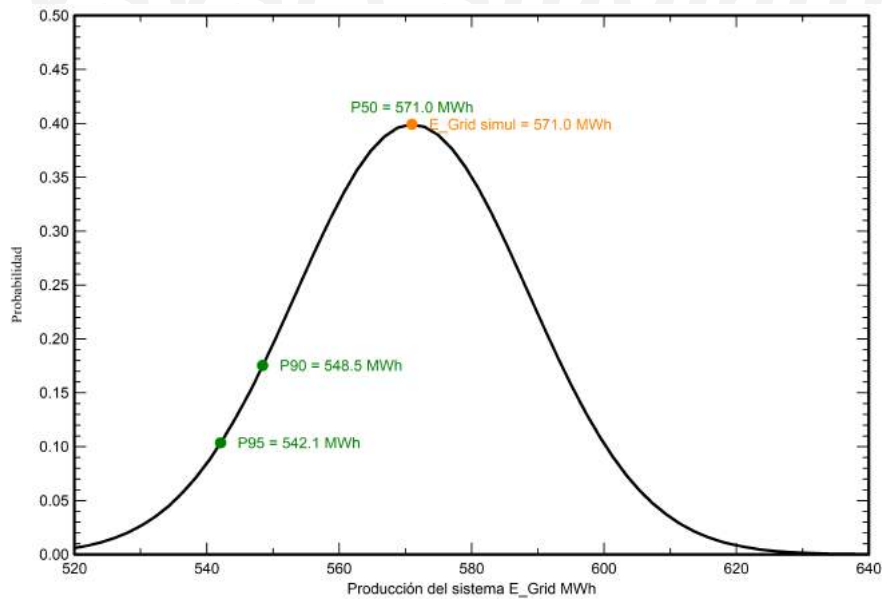
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV 1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor 0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste 1.0 %
Incertidumbre de degradación 1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad 17.6 MWh
P50 571.0 MWh
P90 548.5 MWh
P95 542.1 MWh

Distribución de probabilidad





Proyecto: Proyecto Citricos Ginero

Variante: Citricos Ginero con 330 kWp

Alejandro Ferrer Colomer (Spain)

PVsyst V7.2.19

VC0, Fecha de simulación:
18/10/22 17:52
con v7.2.19

Costo del sistema

Costes de instalación

Artículo	Cantidad unidades	Costo EUR	Total EUR
Total			0.00
Activo amortizable			0.00

Costos de operación

Artículo	Total EUR/año
Total (OPEX)	0.00

Resumen del sistema

Costo total de instalación	0.00 EUR
Costos de operación	0.00 EUR/año
Energía no utilizada	366 MWh/año
Energía vendida a la red	205 MWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	0.000 EUR/kWh



PVsyst V7.2.19

VC0, Fecha de simulación:
18/10/22 17:52
con v7.2.19

Proyecto: Proyecto Citricos Gineró

Variante: Citricos Gineró con 330 kWp

Alejandro Ferrer Colomer (Spain)

Balance de emisiones de CO₂

Total: 2332.6 tCO₂

Emisiones generadas

Total: 579.30 tCO₂

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

Emisiones reemplazadas

Total: 4097.2 tCO₂

Sistema de producción: 571.03 MWh/año

Emisiones del ciclo de vida de la red: 287 gCO₂/kWh

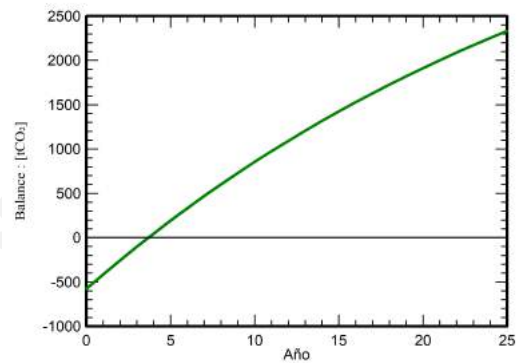
Fuente: Lista IEA

País: Spain

Toda la vida: 25 años

Degradación anual: 3.0 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo

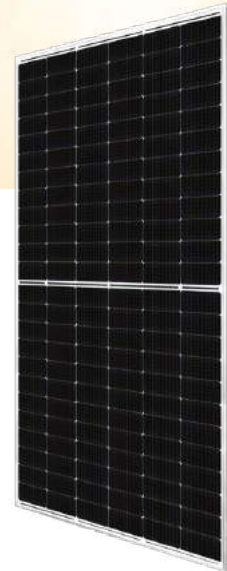


Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	330 kWp	566020
Soportes	1.91 kgCO ₂ /kg	6120 kg	11715
Inversores	522 kgCO ₂ /unidades	3.00 unidades	1566

ANEXO III

HOJA DE CARACTERÍSTICAS MÓDULO FV





HiKu6 Mono PERC

530 W ~ 550 W
CS6W-530 | 535 | 540 | 545 | 550MS

MORE POWER

-  Module power up to 550 W
Module efficiency up to 21.5 %
-  Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 5.6 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
CEC listed (US California)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



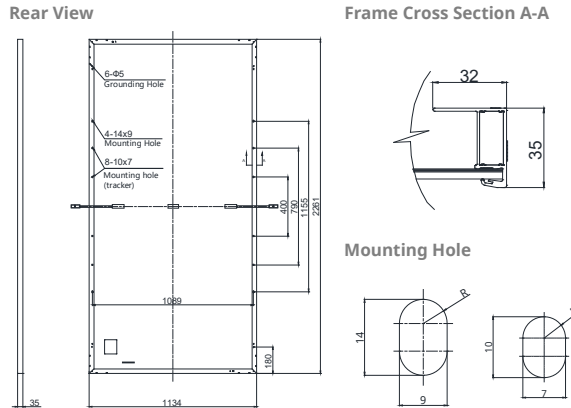
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 55 GW deployed around the world since 2001.

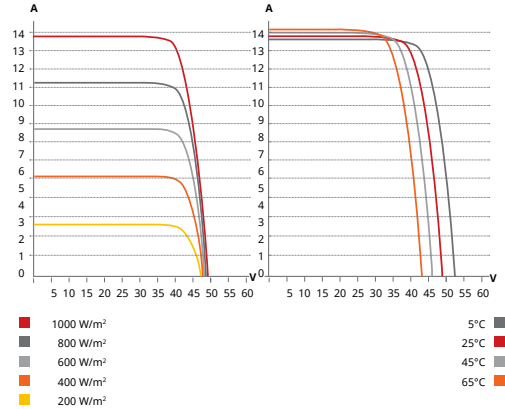
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6W-530MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Nominal Max. Power (Pmax)	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	12.96 A	13.02 A	13.08 A	13.14 A	13.20 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.8 V	49.0 V	49.2 V	49.4 V	49.6 V
Short Circuit Current (Isc)	13.80 A	13.85 A	13.90 A	13.95 A	14.00 A
Module Efficiency	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	25 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Nominal Max. Power (Pmax)	397 W	401 W	405 W	409 W	412 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.38 A	10.42 A	10.47 A	10.52 A	10.55 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.1 V	46.3 V	46.5 V	46.7 V	46.9 V
Short Circuit Current (Isc)	11.13 A	11.17 A	11.21 A	11.25 A	11.29 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2261 x 1134 x 35 mm (89.0 x 44.6 x 1.38 in)
Weight	27.8 kg (61.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) (supply additional jumper cable: 2 lines / Pallet) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.



CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

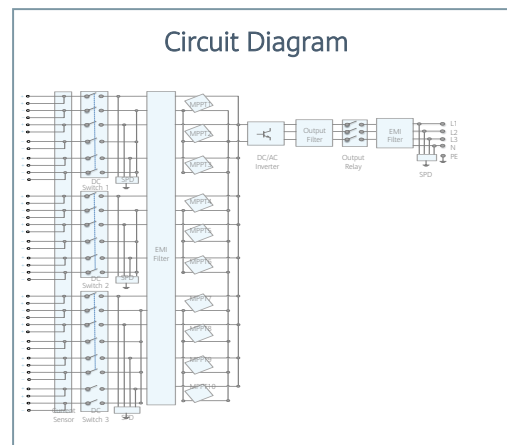
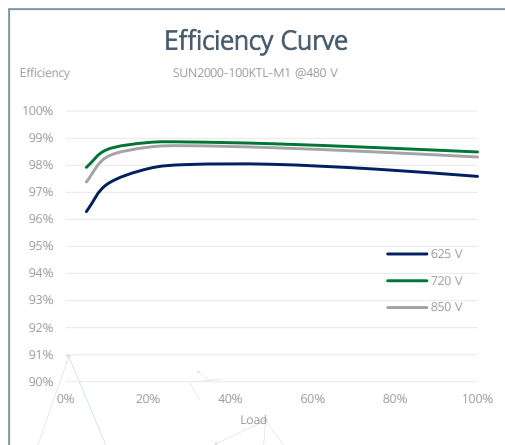
ANEXO IV

HOJA DE CARACTERÍSTICAS INVERSOR

SUN2000-100KTL-M1
Smart String Inverter



- 
 10
MPP Trackers
- 
 98.8% (@480V)
Max. Efficiency
- 
 String-level
Management
- 
 Smart I-V Curve
Diagnosis Supported
- 
 MBUS
Supported
- 
 Fuse Free
Design
- 
 AFCI & PID Recovery
Optional
- 
 IP66
Protection



SUN2000-100KTL-M1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of Inputs	20
Number of MPP Trackers	10
Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Protection ¹	Yes
AC Surge Protection ¹	Yes
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
PID Recovery	Optional
Arc Fault Protection	Optional
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes (isolation transformer required)
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	90 kg (198.4 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683 AS4777.2:2015

1: Compatible Type II protection class according to IEC / EN 61643-11

ANEXO V

HOJA DE CARACTERÍSTICAS SOPORTE MÓDULOS FV

SOLARBLOC®  **PRETENSADOS DURÁN**

HUERTOS SOLARES H-S/18

**PIONEROS EN INNOVACIÓN Y
DESARROLLO DE ESTRUCTURAS
DE HORMIGÓN PARA PANELES
SOLARES.**

www.solarbloc.es
www.pretensadosduran.com

SOLARBLOC® H-S/18 **CIMENTACIÓN Y ESTRUCTURA** **PARA HUERTOS SOLARES**

La nueva estructura patentada SOLARBLOC H-S/18 ha sido diseñada para sustituir y simplificar nuestro anterior modelo para huertos solares.

El objetivo principal como en todos nuestros soportes y estructuras SOLA BLOC es el de facilitar los trabajos de instalación, acortar los tiempos de ejecución y reducir los componentes necesario para la instalación de módulos fotovoltaicos.

CARACTERÍSTICAS

- 1ª | SOLARBLOC H-S/18 es un gran formato destinado a la construcción de parques solares. Permite fijar los panel directamente **sin necesidad de realizar cimentación o hincado alguno.**
- 2ª | La gama SOLARBLOC se caracteriza por ser de hormigón de **alta densidad y resistencia** a los agentes químicos y atmosféricos, consiguiendo una gran durabilidad.
- 3ª | Cada estructura SOLARBLOC H-S/18 tiene un peso de 560kg, necesario para contrarrestar los efectos del viento y agentes externos, cuenta con un **centro de gravedad bajo para darle estabilidad** al conjunto y así considerarlo como cimentación superficial.
- 4ª | Con el nuevo SOLARBLOC H-S/18 la **instalación es inmediata**, se descargan del camión, se colocan en el sitio definitivo y listo para fijar los módulos con sus anclajes.
- 5ª | SOLARBLOC H-S/18 **incorpora**, al igual que el resto de nuestros modelos, **carriles de hormigón donde fijar los módulos** mediante tornillería estandarizada, fabricándose en cuatro grados distintos, 15º, 20º, 25º y 30º.
- 6ª | SOLARBLOC H-S/18 dispone de dos aberturas transversales para manipular la pieza con carretilla elevadora **sin riesgo.**



SOLARBLOC®  PRETENSADOS DURÁN

Grupo Durán
empresas

HUERTOS SOLARES



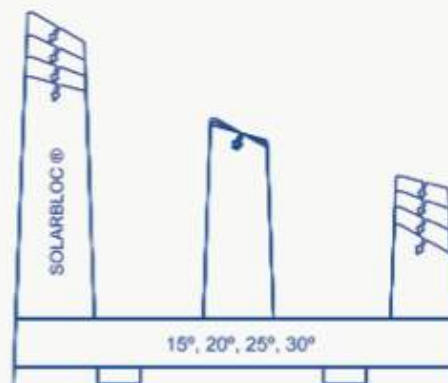
SENCILLEZ DE MONTAJE

Solarbloc® H-S/18 permite hacer mesas de 2 módulos en horizontal, optimizando el espacio y minimizando las zonas de sombras.

CARACTERÍSTICAS Y OBSERVACIONES DEL MONTAJE.

- 1º Elegir la estructura Solarbloc® H-S/18 con los grados de inclinación que nos convenga.

Las estructuras Solarbloc® H-S/18 se fabrican en cuatro grados distintos, 15°, 20°, 25° y 30°. Debemos elegir la inclinación del soporte más idónea teniendo en cuenta las necesidades de la instalación.



2º Preparar y marcar la zona de trabajo.



Una vez seleccionado el tipo de ángulo, tenemos que conocer y preparar la superficie donde se colocarán los Solarbloc® H-S/18.

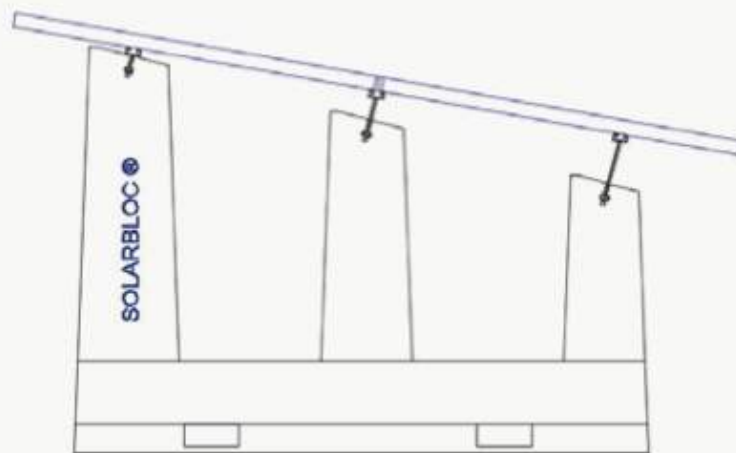
El terreno o la superficie donde se apoyen los Solarbloc® H-S/18 debe ser lo más plano posible, por lo que es necesario conocer las diferencia de cota que habrá entre los Solarbloc® H-S/18 para plantear las actuaciones necesarias en el terreno, o bien sobre los herrajes de fijación de módulos.



En función a las dimensiones del módulo la separación entre las estructuras Solarbloc® H-S variará.



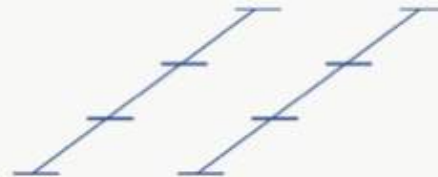
Solarbloc® H-S tolera una diferencia de cota entre los planos de apoyo del 4% de la longitud del módulo, sin tener que nivelar los herrajes de sujeción de módulos.



En superficies con cambios de planos en los puntos de apoyo de cada Solarbloc® H-S, se nivelarán los herrajes de sujeción de los módulos mediante los tornillos de nivelación.



Marcar la ubicación de cada Solarbloc® H-S/18 y medir las diferencias de cota que habrá en la base de cada estructura, es necesario para decidir en función a la tolerancia, las actuaciones a realizar previas a la colocación definitiva de las estructuras. Actuaciones que serán sobre el terreno o posteriores sobre los herrajes de sujeción.



Para este paso, es conveniente hacer una plantilla o matriz con la separación que requiere cada estructura y que posteriormente utilizaremos para la colocación insitu de cada Solarbloc® H-S/18.



3º Colocar las estructuras Solarbloc® H-S/18 en las zonas establecidas.

Las estructuras tienen una masa de 560kg aprox. Los Solarbloc® H-S/18 se entregan sobre camión con las piezas cruzadas para repartir el peso de la carga. Para su descarga y colocación en obra solo se necesita una carretilla elevadora.



3.1. Manipulación del soporte

1. Desplazar las estructuras al lugar seleccionado a ras de suelo.
2. Colocar las estructuras formando filas según el replanteo establecido.



Podemos ayudarnos de una plantilla o matriz con la separación necesaria entre cada soporte, con este útil el posicionamiento final de cada estructuras Solarbloc® H-S/18 se hace más rápido y preciso.



Se recomienda hacer el posicionamiento final con las estructuras Solarbloc® H-S/18 suspendidas mediante eslingas, a fin de obtener mayor precisión en su colocación.

Unir todos los Solarbloc® H-S/18 mediante una cuerda de replanteo por el carril del pilar central servirá para comprobar visualmente la nivelación y alineación.
(Seguir los pasos del documento Guía de Montaje).

4^o **Ensamblar los herrajes a la estructura Solarbloc® H-S/18 para fijar los paneles solares.**

Tras colocar los Solarbloc® H-S/18, se procederá a ensamblar los herrajes de fijación de módulos, éstos se montan sobre los carriles de hormigón de las estructura.

Cada estructura Solarbloc® H-S/18 tiene dos pilares extremos y un pilar central:

- **Sobre los pilares extremos** van colocados los carriles metálicos cortos de 200mm. *Cada estructura Solarbloc® H-S lleva 2.*

- **Sobre los pilares centrales** van colocados los carriles metálicos largos de 800mm. *Cada estructura Solarbloc® H-S lleva 1.*

Estos carriles metálicos (cortos y largos) se atornillan por su punto medio a la cabeza de cada pilar, para ésto se utilizan Tornillos niveladores.



4.1. Carril metálico de 800mm con Grapa Omega de Aluminio para pilares centrales:



4.2. Carril metálico de 200mm con Grapa Omega de Aluminio para pilares extremos:



HERRAJES SOBRE SOLARBLOC H-S/18 INTERMEDIOS DE FILAS O MESAS.

Todos los carriles con Grapa Omega de Aluminio



4.3. Carril metálico de 200mm con Grapa Fijación Final para pilares extremos:



HERRAJES SOBRE SOLARBLOC H-S/18 FINALES MESA O FILAS

Carriles cortos con Grapa Fijación Final
Carril largo con Grapa Omega de Aluminio



(Seguir los pasos del documento Guía de Montaje).

5º Instalar los módulos sobre Solarbloc® H-S/18.

Sobre los carriles metálicos (cortos y largos) se apoyaran los módulos, que irán sujetos con grapas de aluminio (Omegas o Finales), atornilladas a los carriles metálicos con su tornillería correspondiente.

1. Apoyar el módulo de la fila inferior.

2. Colocar el módulo de la fila superior y **ajustar los anclajes** al marco del panel.

3. Por ultimo, repetir la operación en la siguiente estructura y apretar los anclajes para fijar los módulos.



*Par de apriete máximo 15Nm

SOLARBLOC®

El sistema de montaje SOLARBLOC® es un producto innovador y exclusivo. Diseñado, desarrollado, fabricado y registrado por PRETENSADOS DURÁN S.L.



PRETENSADOS DURÁN S.L.

Le responderá a cualquier duda o
consulta sobre sus productos SOLARBLOC®.

Email:

fabrica@pretensadosduran.com

Oficinas centrales:

C/ Juan Ignacio Rodríguez Marcos, 1 A
06010 Badajoz (España)

Tlfno.:

(+34) 924 244 203 / (+34) 924 480 112

www.solarbloc.es

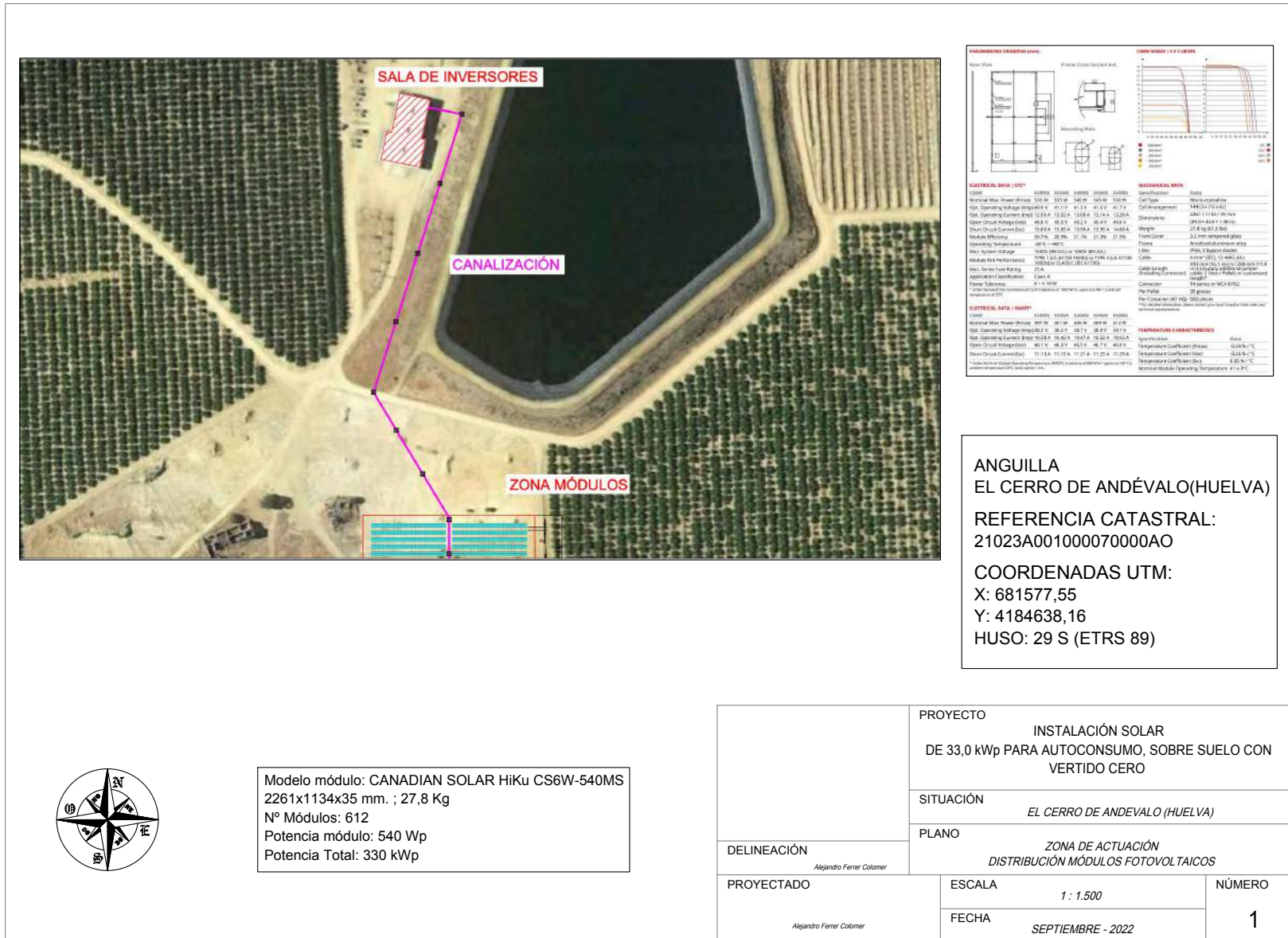
www.pretensadosduran.com

[\(Seguir los pasos del documento Guía de Montaje\)](#)

SOLARBLOC®  PRETENSADOS DURÁN

ANEXO VI

PLANOS DISPOSICIÓN PLANTA SOLAR



ANEXO VII

PRESUPUESTO DETALLADO

Nº	Descripción	Importe
1 ud	El sistema de fijación de módulos será en integración arquitectónica.	20.530,42 €
612 ud	Módulos fotovoltaicos tier 1 formados por células de silicio monocristalino de alta eficiencia con tolerancia positiva de 545 Wp de dimensiones 2261 x 1134 mm y un peso de 27,8 kg. Cuentan con una garantía de 25 años.	109.495,59 €
3 ud	Inversor 100kW con tensión nominal de red de 3x480 V para una frecuencia de red de 50 Hz y un rendimiento del 98% con protección IP65, cuentan con garantía de 5 años.	28.886,79 €
1 Ud	Instalación eléctrica en baja tensión, incluido cableado y conexionado de string en CC y conexión CA hasta punto conexión.	53.607,22 €
1 Ud	Instalación de sistemas de seguridad de protección colectiva para el montaje y posterior mantenimiento	6.843,47 €
1 Ud	Ingeniería y dirección de obra	6.843,47 €
1 Ud	Gestión y tramitación de las autorizaciones necesarias, sin incluir tasas e impuestos.	3.421,74 €
1 Ud	Malla antihierba con precio de instalación incluido	1.145,73 €
1 Ud	Movimiento de tierra	660,00 €
Precio del presupuesto total		231.434,43 €

Tabla 14: Presupuesto detallado de la instalación. Fuente: Elaboración propia

ANEXO VIII

ESTUDIO ECONÓMICO

INVERSIÓN DE 330kWp con un IPC DEL 2% con el 20% de SUBVENCIÓN													
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
Ahorro	Autoconsumo Anua [MWh]	375,24	374,57	373,89	373,2	372,29	371,21	369,96	368,85	367,32	366	364,82	
	Precio [€/MWh]	148,45	148,45	148,45	148,45	148,45	80	82	84,05	86,15125	88,30503125	90,51265703	
	Ahorro anual[€]	55.704,38 €	55.604,92 €	55.503,97 €	55.401,54 €	55.266,45 €	29.696,80 €	30.336,72 €	31.001,84 €	31.645,08 €	32.319,64 €	33.020,83 €	
	Fiscalidad	8.265,52 €	8.265,52 €	8.265,52 €	8.265,52 €	8.265,52 €	8.265,52 €	8.265,52 €	8.265,52 €				
Costes	Mantenimiento	- 3.972,00 €	- 4.052,00 €	- 4.133,04 €	- 4.215,70 €	- 4.300,01 €	- 4.386,02 €	- 4.473,74 €	- 4.563,21 €	- 4.654,47 €	- 4.747,56 €	- 4.842,52 €	
	Inversión	-231.434,43 €											
Subención		46.286,89 €											
Flujo de caja	Flujo de caja a	-185.147,54 €	59.997,89 €	59.818,43 €	59.636,45 €	59.451,35 €	59.231,95 €	33.576,30 €	34.128,50 €	26.438,63 €	26.990,60 €	27.572,08 €	28.178,31 €
	Flujo de caja a	-185.147,54 €	-125.149,65 €	- 65.331,22 €	- 5.694,77 €	53.756,58 €	112.988,53 €	146.564,83 €	180.693,33 €	207.131,97 €	234.122,57 €	261.694,65 €	289.872,96 €

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
363,8	362,82	361,89	360,99	360,16	359,39	358,58	357,63	356,57	355,12	353,3	351,32	349,22	347,04
92,77547346	95,09486029	97,4722318	99,9090376	102,4067635	104,9669326	107,5911059	110,2808836	113,0379057	115,8638533	118,7604497	121,7294609	124,7726974	127,8920149
33.751,72 €	34.502,32 €	35.274,23 €	36.066,16 €	36.882,82 €	37.724,07 €	38.580,02 €	39.439,75 €	40.305,93 €	41.145,57 €	41.958,07 €	42.765,99 €	43.573,12 €	44.383,64 €
- 4.939,37 €	- 5.038,15 €	- 5.138,92 €	- 5.241,69 €	- 5.346,53 €	- 5.453,46 €	- 5.562,53 €	- 5.673,78 €	- 5.787,25 €	- 5.903,00 €	- 6.021,06 €	- 6.141,48 €	- 6.264,31 €	- 6.389,60 €
28.812,35 €	29.464,16 €	30.135,31 €	30.824,47 €	31.536,29 €	32.270,61 €	33.017,49 €	33.765,97 €	34.518,67 €	35.242,57 €	35.937,01 €	36.624,51 €	37.308,81 €	37.994,05 €
318.685,31 €	348.149,47 €	378.284,78 €	409.109,25 €	440.645,55 €	472.916,15 €	505.933,64 €	539.699,62 €	574.218,29 €	609.460,86 €	645.397,87 €	682.022,39 €	719.331,20 €	757.325,25 €

VAN 557.602,15 €
TIR 28%

Tabla 15: Estudio de la viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia