COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

GRADO EN INGENIERÍA DE LAS TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

# PROYECTO TÉCNICO Y EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 934,57 kWp DEDICADA AL AUTOCONSUMO INDUSTRIAL.

Autor: Rodrigo Álvaro Mancha

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

2.022

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

***"Proyecto técnico y ejecución de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de 934,57 kWp dedicada al autoconsumo industrial."***

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

curso académico 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.: **Rodrigo Ávaro Mancha** Fecha: 30/06/2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G

Firmado digitalmente por ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G
Fecha: 2022.06.29 16:32:38 +02'00'

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso Fecha: 30/06/2022

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

GRADO EN INGENIERÍA DE LAS TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

# PROYECTO TÉCNICO Y EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 934,57 kWp DEDICADA AL AUTOCONSUMO INDUSTRIAL.

Autor: Rodrigo Álvaro Mancha

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

2.022

# Agradecimientos

*Agradecer en primer lugar a mi tutora Consuelo Alonso, sin su esfuerzo y dedicación no habría salido adelante este proyecto.*

*Agradecer a Lácteas del Jarama S.A. por la oportunidad que me ha dado al poder ser parte de la ejecución de un proyecto tan apasionante.*

*Finalmente, agradecer a mi familia, siempre ha estado ahí apoyándome en todo momento y teniendo claro que este proyecto iba a salir adelante, estoy profundamente agradecido.*

**PROYECTO TÉCNICO Y EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 934,57 kWp DEDICADA AL AUTOCONSUMO INDUSTRIAL.**

**Autor: Álvaro Mancha, Rodrigo.**

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: Lácteas del Jarama S.A. – Universidad Pontifica Comillas (ICAI)

# RESUMEN DEL PROYECTO

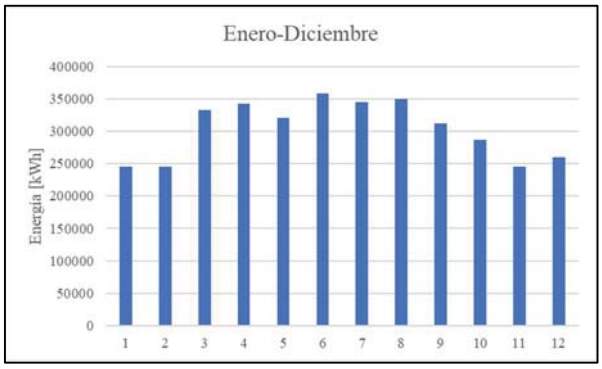
El presente proyecto tiene por objeto dimensionar una planta solar fotovoltaica destinada al autoconsumo. Esta planta se situará sobre las cubiertas de las naves industriales pertenecientes a Lácteas del Jarama S.A. Esta empresa madrileña tiene sus instalaciones en el municipio de Fuente el Saz de Jarama, a las afueras de la ciudad de Madrid.

En este proyecto no solo se dimensionará la planta mencionada, se comenta la situación actual del autoconsumo en España. A lo largo de los años, esta es una modalidad que ha ido cogiendo fuerza en el sector residencial y que ahora está presente en gran parte del sector industrial. Como se comenta en el proyecto, tras el fin del conocido "Impuesto al Sol", se comenzó a apostar fuerte por el autoconsumo fotovoltaico en España. En el año 2021, tras la crisis del Covid-19, la Unión Europea decide apostar por esta forma de generar energía de una manera limpia y destinada una partida de los conocidos "Fondos Next Generation" para ayudar al desarrollo de proyectos de autoconsumo. En concreto, en la Comunidad de Madrid se destinan de esos fondos 12M€. Como se menciona más adelante, es un detalle importante la subvención a la que opta la empresa propietaria al ejecutar un proyecto como el que se detalla, pudiendo llegar a alcanzar una ayuda del 25% de la inversión total destinada a la ejecución de la planta fotovoltaica.

Una vez comentado el contexto del autoconsumo en España, se describe el emplazamiento y el recurso solar del que se dispone en dicho lugar. Es vital conocer este detalle puesto que, de no ser un valor favorable, puede darse el caso que la planta solar no sea todo lo rentable que se espera. En el caso que nos ocupa, los datos de recursos solar y sombreados cercanos son considerablemente buenos. Se estima una irradiación solar global de **1.725,97 kWh/m2/año** y no hay ningún edificio colindante a las instalaciones que pueda hacer que las pérdidas por sombreado sean elevadas. Otro aspecto clave para la eficiencia de una planta solar fotovoltaica es la temperatura media del lugar donde se instale, la eficiencia de los módulos baja al aumentar la temperatura. En el caso de Fuente el Saz, se estima una temperatura media de 15ºC, valor razonable para el funcionamiento de la planta.

Se realiza un análisis de consumo previo a la instalación de la planta fotovoltaica. Este análisis muestra resultados favorables para la rentabilidad de una planta de estas característica. Debido al sector donde se enmarca la empresa propietaria, producción de

alimentos y distribución, especialmente destinado a hostelería y restauración, los momentos de más producción se corresponden con los momentos más productivos se la planta solar. En verano la producción de energía solar sube y el consumo por parte de Lácteas del Jarama S.A. también. El consumo total durante el último año fue de **3.643.052 kWh** con un coste total que asciende a los **420.000 €**, estas cifras tan elevadas hacen que este proyecto sea vital para la empresa, con ello podrán reducir un coste que crece a ritmos acelerados estos últimos meses. La evolución del consumo a lo largo del año se muestra a continuación:



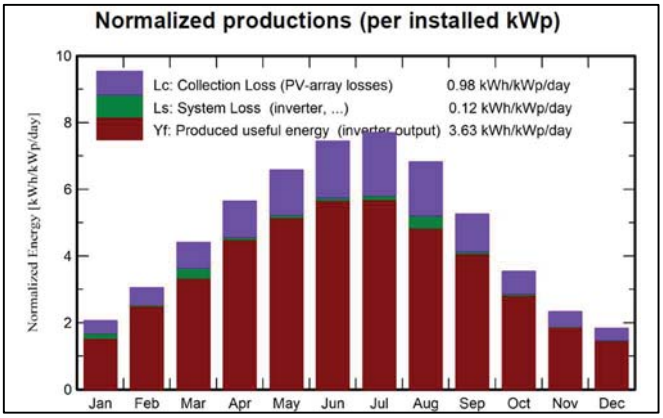

Para dimensionar de la manera más fiel posible la planta, se decide por llenar el máximo de cubiertas disponibles de módulos fotovoltaicos. Esta superficie alcanza más 7.000 $m^2$ pero no toda está en las condiciones óptimas para una obra de esta envergadura, por ello se realizan dos proyectos previos. El primero de ellos es la retirada de las cubiertas construidas en fibrocemento con alto contenido de amianto, mineral dañino para la salud de las personas. Y una vez finalizado ese trabajo, se rehabilitan todas la cubiertas, se sustituyen las cubiertas antiguas por cubiertas especialmente diseñadas para naves industriales. En este proyecto se explican ambos procesos y las mejoras que se obtienen con ellos.

Con ello presente, se dimensiona la planta fotovoltaica. Se realiza una simulación en el software PVsyst de una planta de **934,57 kWp** de potencia instalada en módulos y **780 kWn** de potencia nominal en inversores. Para alcanzar estos valores de potencia en la planta se dispone de 2.054 módulos fotovoltaicos marca JA-Solar de 455 Wp de potencia e inversores de la marca Huawei. Se alcanza la potencia nominal de la planta con 6 inversores SUN2000-100KTL de 100 kWn nominales y 3 inversores SUN2000-60KTL de 60 kWn nominales, este combinación suma los 780kWn mencionados. El ratio potencia instalada en módulos, potencia nominal en inversores es de 1.19, en este proyecto se explican las ventajas que tiene sobredimensionar la planta en potencia instalada.

Se detalla también en el proyecto la situación de cada uno de los módulos, con diferentes orientaciones e inclinaciones. La más desfavorable es la orientación Norte que hay en una de las cubiertas con una inclinación próxima al 10% y la más favorable es la orientación Sur de la cubierta con esta misma inclinación próxima al 10%.

En este estudio se detallan todas las pérdidas del sistemas, así como las causadas por las sombras. Se obtiene un resultado final de **1.123 MWh** de producción anual con unos excedentes de menores del 10%. Esta producción hace que Lácteas del Jarama S.A. se ahorre el coste de un 30% de la energía y la sustituya por una energía limpia y producida

directamente en sus cubiertas de una forma gratuita. El informe mencionado muestra la siguiente gráfica donde se representa le producción anual:




Se describen las características más importantes de la planta como son los módulos, inversores, estructura de anclaje, protecciones y cableado.

En cuanto al ahorro estimado y la contaminación evitada, se hace uso del informe de la simulación en PVsyst y de una serie de parámetros de conversión para realizar el estudio. Económicamente, con un precio medio de compra de energía de 115 €/MWh en el último año y una producción estimada de 1.123 MWh, teniendo en cuenta los costes de operación, se estima un ahorro anual de 120.000€ aproximadamente. Se realizar un estudio más detallado donde se desglosan los costes y los posibles escenarios de financiación. El resultado de este estudio, el VAN y el TIR para los diferentes escenarios, es el siguiente:

| Escenario | VAN | TIR |
|---|---|---|
| A | 1.624.830,24 € | 13% |
| B | 1.382.250,13 € | 10% |

A la vista de estos resultados, se afirma que el resultado del estudio de viabilidad económica es favorable.

El resultado del estudio de contaminación evitada muestra que, gracias a la instalación de la planta solar fotovoltaica, se evita la emisión de **20.917,57 tCO2** a lo largo de los 25 años de vida útil. Esta cifra es considerablemente elevada y es por ello que no solo es una ventaja económica, sino que la planta es una mejora clara en la sostenibilidad de la empresa.

De una forma descriptiva, se presenta un estudio básico de seguridad y salud donde se dejan claras las medidas a tomar frente a los posibles riesgos de la obra. En este estudio se tienen en cuenta todos los trabajos y la coordinación de las contratas encargadas de estos.

Finalmente se presenta el presupuesto de ejecución de la planta fotovoltaica, así como del resto de trabajos, este presupuesto se reparte en diferentes partidas quedando:

| Cápitulo | Proyecto | Resumen | Cantidad | Precio | Importe |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Total Capítulo 0. *Costes de desarrollo LJ:* | | | 25.000,00 € |
| | | Total Capítulo 1. *Proyectos previos a la instalción de la planta solar fotovoltaica.* | | | 222.794,05 € |
| | | Total Capítulo 2. *Estructura e instalción eléctrica.* | | | 59.345,59 € |
| | | Total Capítulo 3. *Módulos fotovoltaicos e inversores.* | | | 400.696,17 € |
| | | Total Capítulo 4. *Instalación.* | | | 130.818,24 € |
| | | | | TOTAL (sin IVA) | 838.654,05 € |
| | | | | TOTAL (con IVA) | 1.009.521,40 € |

Se presentan todos los anexos correspondientes al proyecto técnico. Gracias a la posibilidad de poder ejecutar el proyecto estudiado, se presenta un anexo donde se ve la evolución de las obras y el resultado hasta la fecha. En él se pueden ver ya alguno de los módulos fotovoltaicos e inversores instalados.

Se concluye que el proyecto es viable tanto técnica como económicamente y el resultado económico muestra la rentabilidad positiva que tiene para la empresa propietaria.

**TECHNICAL PROJECT AND EXECUTION OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR PLANT WITH AN INSTALLED POWER OF 934.57 KWP DEDICATED TO INDUSTRIAL SELF-CONSUMPTION.**

**Author: Álvaro Mancha, Rodrigo.**

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: Lácteas del Jarama S.A. – Universidad Pontifica Comillas (ICAI)

# ABSTRACT

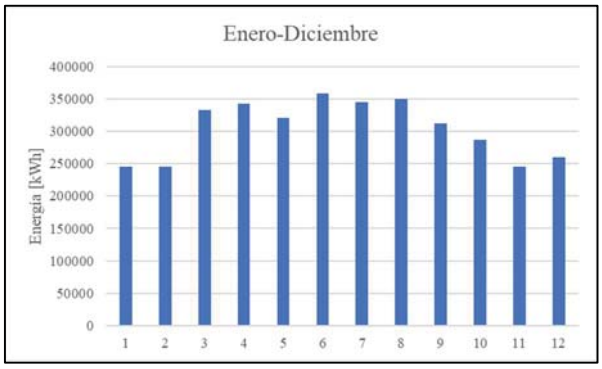
The purpose of this project is to dimension a photovoltaic solar plant for self-consumption. This plant will be located on the roofs of the industrial buildings belonging to Lácteas del Jarama S.A. This Madrid-based company has its facilities in the municipality of Fuente el Saz de Jarama, on the outskirts of the city of Madrid.

This project will not only dimension the aforementioned plant but will also comment on the current situation of self-consumption in Spain. Over the years, this is a modality that has been gaining strength in the residential sector and is now present in a large part of the industrial sector. As mentioned in the project, after the end of the well-known "Sun Tax", a strong commitment was made to photovoltaic self-consumption in Spain. In 2021, after the Covid-19 crisis, the European Union decided to support this way of generating energy in a clean way and earmarked an item of the well-known "Next Generation Funds" to help the development of self-consumption projects. Specifically, in the Community of Madrid, €12m of these funds have been earmarked. As mentioned below, an important detail is the subsidy available to the owner company when executing a project such as the one detailed below, which can reach a grant of 25% of the total investment for the execution of the photovoltaic plant.

Once the context of self-consumption in Spain has been discussed, the location and the solar resource available at the site are described. It is vital to know this detail since, if it is not a favorable value, the solar plant may not be as profitable as expected. In this case, the data on solar resources and nearby shading are considerably good. An overall solar irradiation of **1,725.97 kWh/m2/year** is estimated and there are no buildings adjacent to the installations that could cause shading losses to be high. Another key aspect for the efficiency of a photovoltaic solar plant is the average temperature of the place where it is installed; the efficiency of the modules decreases as the temperature increases. In the case of Fuente el Saz, an average temperature of 15ºC is estimated, which is a reasonable value for the operation of the plant.

A consumption analysis is carried out prior to the installation of the photovoltaic plant. This analysis shows favorable results for the profitability of a plant with these characteristics. Due to the sector in which the owner company operates, food production and distribution,

especially for the hotel and catering industry, the times of highest production correspond to the most productive times for the solar plant. In summer, the production of solar energy increases and so does the consumption by Lácteas del Jarama S.A. The total consumption during the last year was **3.643.052 kWh** with a total cost amounting to **420.000 €,** these high figures make this project vital for the company, with this they will be able to reduce a cost that is growing at an accelerated rate during the last months. The evolution of consumption over the year is shown below:

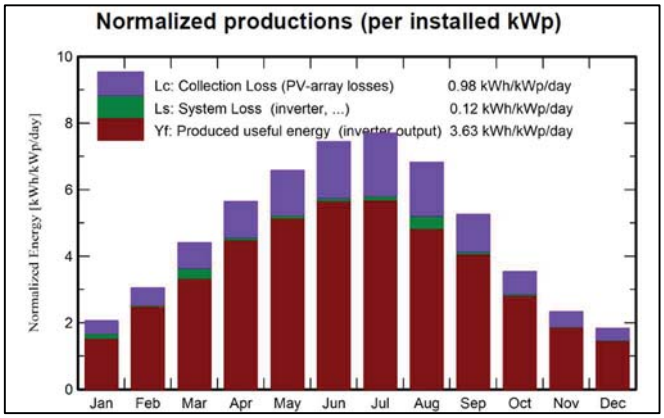



In order to dimension the plant as accurately as possible, it was decided to fill as many of the available roofs as possible with photovoltaic modules. This surface area is more than 7,000 $m^2$ but not all of it is in the optimum conditions for a project of this size, which is why two preliminary projects were carried out. The first is the removal of the roofs made of fiber cement with a high asbestos content, a mineral that is harmful to people's health. And once this work has been completed, all the roofs are rehabilitated, replacing the old roofs with roofs specially designed for industrial warehouses. This project explains both processes and the improvements obtained with them.

With this in mind, the PV system is dimensioned. A simulation is carried out in the PVsyst software of a plant with **934.57 kWp** of installed power in modules and **780 kWn** of nominal power in inverters. To achieve these power values in the plant, there are 2.054 JA-Solar photovoltaic modules of 455 Wp power and Huawei inverters. The nominal power of the plant is achieved with 6 SUN2000-100KTL inverters of 100 kWn nominal and 3 SUN2000-60KTL inverters of 60 kWn nominal, this combination adds up to the 780kWn mentioned. The ratio of installed power in modules to nominal power in inverters is 1.19. This project explains the advantages of oversizing the plant in terms of installed power.

The project also details the situation of each of the modules, with different orientations and inclinations. The most unfavorable is the north orientation of one of the roofs with a slope of about 10% and the most favorable is the south orientation of the roof with the same slope of about 10%.

In this study, all the system losses are detailed, as well as those caused by shading. The final result is 1,123 MWh of annual production with a surplus of less than 10%. This production means that Lácteas del Jarama S.A. saves the cost of 30% of the energy and replaces it with clean energy produced directly on its roofs free of charge. The report mentioned above shows the following graph where the annual production is represented:




The most important characteristics of the plant are described, such as the modules, inverters, anchoring structure, protections and wiring.

As for the estimated savings and avoided pollution, the PVsyst simulation report and a series of conversion parameters are used to carry out the study. Economically, with an average energy purchase price of 115 €/MWh in the last year and an estimated production of 1,123 MWh, considering the operating costs, an annual saving of approximately 120,000 € is estimated. A more detailed study will be carried out where the costs and possible financing scenarios are broken down. The result of this study, the NPV and IRR for the different scenarios, is as follows:

| Escenario | VAN | TIR |
|---|---|---|
| A | 1.624.830,24 € | 13% |
| B | 1.382.250,13 € | 10% |

As we can see in the table, the results obtained in the study are favorable.

The result of the avoided pollution study shows that, thanks to the installation of the solar photovoltaic plant, the emission of 20,917.57 tCO2 is avoided over the 25-year service life. This figure is considerably high and is therefore not only an economic advantage, but also a clear improvement in the sustainability of the company.

In a descriptive way, a basic health and safety study is presented in which the measures to be taken against the possible risks of the construction site are made clear. This study takes into account all the works and the coordination of the contractors in charge of these works.

Finally, the budget for the execution of the photovoltaic plant is presented, as well as the rest of the works, this budget is divided into different items:

| Cápitulo | Proyecto | Resumen | Cantidad | Precio | Importe |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Total Capítulo 0. *Costes de desarrollo LJ:* | | | 25.000,00 € |
| | | Total Capítulo 1. *Proyectos previos a la instalción de la planta solar fotovoltaica.* | | | 222.794,05 € |
| | | Total Capítulo 2. *Estructura e instalción eléctrica.* | | | 59.345,59 € |
| | | Total Capítulo 3. *Módulos fotovoltaicos e inversores.* | | | 400.696,17 € |
| | | Total Capítulo 4. *Instalación.* | | | 130.818,24 € |
| | | | | TOTAL (sin IVA) | 838.654,05 € |
| | | | | TOTAL (con IVA) | 1.009.521,40 € |

All the annexes corresponding to the technical project are presented. Thanks to the possibility of being able to execute the studied project, an annex is presented where the evolution of the works and the result to date can be seen. Some of the installed photovoltaic modules and inverters can already be seen.

It is concluded that the project is both technically and economically feasible and the economic result shows the positive profitability for the owner company.

# *Índice General*

***Documento 1. Memoria descriptiva. ..... 13***

1. Objetivo ..... 14
2. Antecedentes ..... 14
3. Introducción ..... 14
4. Plan nacional integrado de energía y clima. ..... 15
5. Penetración del autoconsumo fotovoltaico en España. ..... 18
6. Subvenciones al Autoconsumo ..... 19
7. Localización de emplazamiento. ..... 21
8. Evaluación del potencial solar ..... 22
9. Descripción de las cubiertas. ..... 28
10. Marco regulatorio y normativa vigente. ..... 35
11. Análisis de consumo ..... 40
12. Dimensionamiento y producción estimada. ..... 44
13. Descripción de la planta solar fotovoltaica. ..... 62
14. Ahorro y contaminación evitada. ..... 74
15. Presupuesto de ejecución ..... 79
16. Estudio de viabilidad económica. ..... 80
17. Cronograma de ejecución. ..... 83
18. Objetivos de Desarrollo Sostenible. ..... 85
19. Estudio básico de seguridad y salud. ..... 86

20. Conclusiones. ..... 86

21. Bibliografía. ..... 88

***Documento Nº2. Planos. ..... 91***

0. Localización de emplazamiento. ..... 92

1. Plano 1.00 - Implantación sobre cubierta. ..... 95

2. Plano 2.00 - Distribución general de strings. ..... 96

3. Plano 3.00 - Distribución strings (norte) ..... 97

4. Plano 4.00 - Distribución strings (SUR). ..... 98

5. Plano 5.00 - Esquema unifilar 180 kWn (SUR). ..... 99

6. Plano 6.00 - Esquema unifilar 600 kWn (NORTE). ..... 100

***Documento Nº3. Pliego de condiciones. ..... 101***

1. Objetivo. ..... 102

2. Marco regulatorio. Normativa vigente. ..... 102

3. Disposiciones generales. ..... 103

4. Trabajos eléctricos generales. ..... 107

5. Componentes y materiales. ..... 112

***Documento Nº4. Presupuesto de ejecución. ..... 122***

1. Presupuesto global de todos los proyectos ..... 123

2. Presupuesto de la planta solar fotovoltaica. ..... 124

***Documento Nº5. Anexos. ..... 125***

Anexo I. Cálculos justificativos. ..... 126

Anexo II. Ejemplo Factura ..... 152

Anexo III. Dimensionamiento con PVsyst. ..... 155

Anexo IV. Estudio viabilidad económica. ..... 174

Anexo V. Objetivos de Desarrollo Sostenible. ..... 175

Anexo VI. Estudio básico de seguridad y salud. ..... 177

Anexo VII. Ejecución de la obra. ..... 195

Anexo VIII. Fichas técnicas. ..... 207

Anexo IX. Caída de tensión en los circuitos de CC. ..... 216

Anexo X. Expediente de subvención. ..... 219

# *Índice de Ilustraciones*

*Ilustración 1. Objetivo de potencia instalada en 2.030 Fuente: Elaboración propia con datos de map.gob.es ..... 17*

*Ilustración 2. Potencia de autoconsumo FV instalado en España. Fuente: Gobierno de España (map.gob.es) ..... 19*

*Ilustración 3. Situación de la planta dentro de Madrid. Fuente: Google Maps ..... 21*

*Ilustración 4. Detalle aéreo de las instalaciones dónde se va a instalar la planta. Fuente: Google Earth. ..... 22*

*Ilustración 5. Tipos de radiación solar. Fuente: E4e Soluciones ..... 24*

*Ilustración 6. Irradiación horizontal global y difusa [kWh/m2/mes]. Fuente: Elaboración propia. ..... 27*

*Ilustración 7. Temperatura media del emplazamiento. ..... 28*

*Ilustración 8. Distribución de naves. Fuente: Elaboración propia en AutoCAD con foto de Google Earth ..... 29*

*Ilustración 9. Detalle del panel MP Cubiertas ·G 1000. Fuente: Ficha técnica de MetalPanel ..... 30*

*Ilustración 10. Interior de nave "Almacén 103" antes de la retirada de uralita. Fuente: Elaboración propia. ..... 30*

*Ilustración 11. Interior de nave "Almacén 103" actual. Fuente: Elaboración propia ..... 31*

*Ilustración 12. Interior de una de las naves de Taller. Fuente: Elaboración propia ..... 32*

*Ilustración 13. Interior de la nave Calderas. Fuente: Elaboración propia ..... 32*

*Ilustración 14. General de las cubiertas Nave Comercial y Fábrica Norte. Fuente: Elaboración propia ..... 33*

*Ilustración 15. Nave Fábrica Sur. Fuente: Elaboración propia ..... 34*

*Ilustración 16. Nave Almacén Logístico. Fuente: Elaboración propia ..... 35*

*Ilustración 17. Evolución del consumo por horas a lo largo de un día. Fuente: Elaboración propia ..... 43*

*Ilustración 18. Evolución del consumo por horas a lo largo de una semana. Fuente: Elaboración propia ..... 43*

*Ilustración 19. Evolución del consumo por meses a lo largo de un año. Fuente: Elaboración propia ..... 43*

*Ilustración 20. Coordenadas con las que se realiza el estudio PVsyst. Fuente: PVsyst..... 45*

*Ilustración 21. Trayectorias solares en Fuente el Saz (Lat. 40.6161° N, Long. -3.5110° W, Alt. 637 m). Fuente: PVsyst ..... 45*

*Ilustración 22. Meteo mensual para las coordenadas fijadas en PVsyst (Base de datos Meteonorm 8.0). Fuente: PVsyst ..... 46*

*Ilustración 23. Modelo de la planta en SketchUp. Fuente: Elaboración propia en PVsyst 47*

*Ilustración 24. Modelo 3D de la planta en PVsyst. Fuente: Elaboración propia en PVsyst ..... 47*

*Ilustración 25. Parámetros de Orientación en PVsyst. Fuente: Elaboración propia en PVsyst ..... 48*

*Ilustración 26. Esquema simplificado de la planta conectada a red. Fuente: PVsyst..... 48*

*Ilustración 27. Definición del sistema de red. Fuente: PVsyst ..... 49*

*Ilustración 28. Datos básicos de la definición del módulo FV aportados por PVsyst. Fuente: PVsyst* ..... *50*

*Ilustración 29. Datos básicos de la definición del inversor SUN2000-100KTL aportados por PVsyst. Fuente: PVsyst* ..... *51*

*Ilustración 30. Datos básicos de la definición del inversor SUN2000-60KTL aportados por PVsyst. Fuente: PVsyst* ..... *51*

*Ilustración 31. Pestaña de Inversor dentro de la definición del sistema en PVsyst. Fuente: PVsyst* ..... *52*

*Ilustración 32. Pérdidas del circuito CC en PVsyst. Fuente: PVsyst* ..... *54*

*Ilustración 33. Pérdidas del circuito CA en PVsyst. Fuente: PVsyst* ..... *54*

*Ilustración 34. Pérdidas debido a la calidad del módulo, LID y desajuste. Fuente: PVsyst* ..... *55*

*Ilustración 35. Modificador del ángulo de incidencia, pérdidas debido a IAM. Fuente: PVsyst* ..... *55*

*Ilustración 36. Pérdida debido al envejecimiento de la planta (PVsyst). Fuente: PVsyst* .. *56*

*Ilustración 37. Resumen de pérdidas aportado por PVsyst. Fuente: PVsyst* ..... *56*

*Ilustración 38. Consumo mensual de LJ dibujado en PVsyst con el que se dimensiona el autoconsumo. Fuente: PVsyst.* ..... *57*

*Ilustración 39. Resultados principales de la simulación PVsyst. Fuente: PVsyst* ..... *59*

*Ilustración 40. Diagrama de pérdidas (Sankey) aportado por PVsyst. Fuente: PVsyst* ..... *60*

*Ilustración 41. Distribución de la energía consumida por LJ según los resultados de PVsyst. Fuente: Elaboración propia con datos de PVsyst.* ..... *61*

*Ilustración 42. Tabla obtenida del IDAE para el cálculo de reducción de emisiones. Fuente: IDAE* ..... *78*

*Ilustración 43. Fórmula para calcular el VAN de una inversión. Fuente: Economipedia* . *81*

*Ilustración 44. Fórmula para calcular el TIR de una inversión. Fuente: Economipedia*... *81*

*Ilustración 45. Resumen del cronograma del conjunto de trabajos.* ..... *83*

*Ilustración 46. Cronograma de ejecución Proyecto FV*..... *84*

*Ilustración 47. ODS presentes en este proyecto. Fuente: Elaboración propia con una ilustración de la ONU.* ..... *85*

*Ilustración 48. Herramienta de engaste manual Koban 0747783 KE-PV-01*..... *109*

*Ilustración 49. Conector de alambre eléctrico de crimpado-ojal.*..... *110*

*Ilustración 50. Marcado CE*..... *113*

*Ilustración 51. Esquema usado para el cálculo de la distancia mínima entre módulos. Fuente: CTE* ..... *128*

*Ilustración 52. Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra. Fuente: ITC-BT-18* ..... *147*

*Ilustración 53. Plano de las instalaciones con la zona de acopio detallada.* ..... *187*

*Ilustración 54. Fotos de las cubiertas de Almacén 103 sin la primera capa de uralita.* .. *195*

*Ilustración 55. Proceso de retirada de uralita.*..... *196*

*Ilustración 56. Cubierta de Taller y Almacén 103 sin uralita* ..... *196*

*Ilustración 57. Cubiertas de Almacén 103 en proceso de desamiantado.* ..... *197*

*Ilustración 58. Nave Calderas sin uralita y uralita empaqueta lista para su retirada y posterior vertido.* ..... *197*

*Ilustración 59. Cubierta de Almacén 103 lista para la rehabilitación.* ..... *198*

*Ilustración 60. Proceso de rehabilitación de cubiertas en Almacén 103 y Taller* ..... *199*

*Ilustración 61. Cubiertas de Comercial y Fábrica Norte finalizadas* ..... *199*

*Ilustración 62. Subida de paneles de cubierta a la nava Fábrica Sur* ..... *200*

*Ilustración 63. Cubierta de la Fábrica Sur previa a su rehabilitación* ..... *200*

*Ilustración 64. Cubierta de Fábrica Sur rehabilitada.* ..... *201*

*Ilustración 65. Situación de los inversores SUR (180 kWn)* ..... *202*

*Ilustración 66. Llegada de 22 de los 56 palets de módulos.* ..... *203*

*Ilustración 67. Recepción y subida de los módulos* ..... *203*

*Ilustración 68. Subida de los módulos a la cubierta de Almacén Logístico* ..... *203*

*Ilustración 69. Subida de los módulos a la cubierta de Almacén Logístico (bis)* ..... *204*

*Ilustración 70. Subida de los módulos a las cubiertas de Oficinas* ..... *204*

*Ilustración 71. Colocación de los módulos en la cubierta de Oficinas* ..... *205*

*Ilustración 72. Resultado de los módulos situados en la cubierta de Almacén 103* ..... *205*

*Ilustración 73. Resultado de los módulos situados en las cubiertas de Taller* ..... *205*

# Índice de Tablas

*Tabla 1. Base de datos Meteonorm 8. Fuente: PVsyst* ..... 25

*Tabla 2. Base de datos NASA-SSE. Fuente: PVsyst* ..... 26

*Tabla 3. Base de datos PVGIS. Fuente: PVsyst* ..... 26

*Tabla 4. Media de las bases de datos Meteonorm, NASA-SSE y PVGIS. Fuente: Elaboración propia.* ..... 27

*Tabla 5. Precios contratados en el suministro eléctrico. Fuente: Elaboración propia.* ..... 41

*Tabla 6. Consumo de energía anual en función de los periodos contratados. Fuente: Elaboración propia* ..... 41

*Tabla 7. Distribución de los subconjuntos de PVsyst. Fuente: Elaboración propia con datos de PVsyst* ..... 53

*Tabla 8. Ámbito de aplicación Sección HE 5 (CTE). Fuente: CTE* ..... 63

*Tabla 9. Características técnicas de los módulos Fuente: Elaboración propia.* ..... 64

*Tabla 10. Características técnicas de los inversores. Fuente: Elaboración propia* ..... 65

*Tabla 11. Colores de los diferentes cables aislados. Fuente: Elaboración propia* ..... 68

*Tabla 12. Tasas máximas de armónicos según ITC BT-40. Fuente: Elaboración propia* .. 72

*Tabla 13. Resistencia de aislamiento mínima de la instalación. Fuente: Elaboración propia* ..... 73

*Tabla 14. Base de datos meteorológicos usada para realizar las simulaciones. Fuente: Elaboración propia* ..... 74

*Tabla 15. Ahorro anual gracias a la planta fotovoltaica (sin considerar sustitución inversores). Fuente: Elaboración propia ..... 76*

*Tabla 16. Ahorro anual gracias a la planta fotovoltaica (considera sustitución inversores). Fuente: Elaboración propia ..... 77*

*Tabla 17. Toneladas de CO2 reducidas gracias a la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia ..... 78*

*Tabla 18. Resumen presupuesto completo. ..... 79*

*Tabla 19. Tasas e impuestos a pagar por LJ al AYTO. de Fuente el Saz. Fuente: Elaboración propia ..... 80*

*Tabla 20. Resultado del estudio de viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia ... 82*

*Tabla 21. Resultado del estudio de viabilidad económica (bis). Fuente: Elaboración propia ..... 88*

*Tabla 22. Niveles de compatibilidad electromagnética para las tasas de los armónicos de tensión. Fuente: UNE-EN IEC 61000-3-2:2019 ..... 119*

*Tabla 23. Límites fijados de emisión de armónicos. Fuente: UNE-EN IEC 61000-3-2:2019 ..... 119*

*Tabla 24. Presupuesto de la obra completa incluido los proyectos previos. Fuente: Elaboración propia. ..... 123*

*Tabla 25. Presupuesto de la planta solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia..... 124*

*Tabla 26. Pérdidas límite según CTE para instalaciones fotovoltaica. Fuente: CTE ..... 126*

*Tabla 27. Valores significativos del valor k, en función de la altitud del lugar. Fuente: CTE ..... 127*

*Tabla 28. Detalles de los inversores, MPPT. Fuente: Elaboración propia..... 129*

*Tabla 29. Valores de funcionamiento de la serie de 16 módulos para diferentes valores de temperatura. Fuente: Elaboración propia ..... 131*

*Tabla 30. Valores de funcionamiento de la serie de 19 módulos para diferentes valores de temperatura. Fuente: Elaboración propia ..... 131*

*Tabla 31. Valores de funcionamiento de la serie de 20 módulos para diferentes valores de temperatura. Fuente: Elaboración propia ..... 132*

*Tabla 32. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 1. Fuente: Elaboración propia ..... 134*

*Tabla 33. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 2. Fuente: Elaboración propia ..... 134*

*Tabla 34. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 3. Fuente: Elaboración propia ..... 135*

*Tabla 35. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 4. Fuente: Elaboración propia ..... 135*

*Tabla 36. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 5. Fuente: Elaboración propia ..... 136*

*Tabla 37. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 6. Fuente: Elaboración propia ..... 136*

*Tabla 38. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 7. Fuente: Elaboración propia ..... 137*

*Tabla 39. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 8. Fuente: Elaboración propia ..... 137*

*Tabla 40. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 9. Fuente: Elaboración propia ..... 138*

*Tabla 41. Caída de tensión AC1. Fuente: Elaboración propia ..... 140*

*Tabla 42. Caída de tensión AC2. Fuente: Elaboración propia ..... 141*

*Tabla 43. Sobredimensionamiento de los conductores AC1. Fuente: Elaboración propia ..... 142*

*Tabla 44. Sobredimensionamiento de los conductores AC2. Fuente: Elaboración propia ..... 143*

*Tabla 45. Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra según ITC-BT-18. Fuente: ITC-BT-18 ..... 148*

*Tabla 46. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: UTC-BT-18..... 149*

*Tabla 47. Características mínimas para tubos en canalizaciones superficiales. Fuente: UTC-BT-18 ..... 149*

*Tabla 48. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalizaciones superficiales en función del número de conductores y la sección de estos. Fuente: UTC-BT-18..... 150*

*Tabla 49. Características mínimas para canalizaciones de tubos al aire o aéreas. Fuente: UTC-BT-18 ..... 150*

*Tabla 50. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en aéreas superficiales en función del número de conductores y la sección de estos. Fuente: UTC-BT-18 ..... 151*

# DOCUMENTO 1. MEMORIA DESCRIPTIVA.

# 1. OBJETIVO

El objeto del siguiente proyecto técnico es presentar, mediante este documento, mi Proyecto de Fin de Grado. Este consiste en el diseño y ejecución de una planta solar fotovoltaica destinada al autoconsumo industrial de una empresa ubicada en Madrid. Para ello se estudian los consumos de esta, con ellos se dimensiona una planta solar acorde con la disponibilidad de cubiertas. Esta planta está dentro de lo regulado como autoconsumo sin excedentes y se mantiene la conexión a red de las instalaciones.

En el presente documento se presenta todos los aspectos más relevantes de la planta a diseñar, así como el contexto actual del autoconsumo solar fotovoltaico global. Además, se presentan también los resultados de la ejecución de la obra hasta la fecha de entrega del presente documento.

# 2. ANTECEDENTES

La planta solar resultante del siguiente estudio de será la primera planta solar fotovoltaica instalada en las instalaciones de la empresa en cuestión. Gracias a la naturaleza modulable de una planta de estas características, se deja la puerta abierta a posibles ampliaciones a medida que se amplíen las naves.

Cabe destacar la presencia de una fuente de generación eléctrica en las instalaciones, esta es una central de cogeneración de 190 kW de potencia, instalada en 2018 con el fin de reducir los costes de la electricidad. Ahora mismo, debido al elevado coste del gas, está funcionando únicamente en labores de mantenimiento.

# 3. INTRODUCCIÓN.

Lácteas del Jarama S.A. (en adelante LJ) es una empresa madrileña fundada en el año 1.968, dedicada al sector de la alimentación y distribución de alimentos destinados al mundo de la hostelería y retail. Actualmente consta con alrededor de 300 empleados y diversas delegaciones en España y Portugal. Es una empresa con un consumo de electricidad considerable debido a los procesos productivos que se realizan en sus instalaciones y toda la generación de frío necesaria para la correcta conservación de sus productos.

Debido a la situación actual, donde los precios de la electricidad están sufriendo un periodo de subida constante y sin razones para pensar que los precios van a volver a sus valores de años pasados, LJ decide apostar con las energías renovables, especialmente por la solar fotovoltaica. Adjudica el proyecto de la instalación de una planta solar fotovoltaica sin almacenamiento ni vertido a red. Esto no solo ayuda a reducir los costes económicos, se contribuye a reducir las emisiones gracias al consumo de energía limpia, libre de contaminantes atmosféricos.

Dentro de las posibilidades detalladas en el RD 244/2019 por el que se detallan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, la planta solar fotovoltaica podría acogerse en una de las siguientes modalidades:

- Autoconsumo sin excedentes. *"En estas modalidades se deberá instalar un mecanismo anti-vertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución."*
- Autoconsumo con excedentes. *"En estas modalidades las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución."*

En el caso de LJ, debido a la burocracia que lleva consigo la modalidad de autoconsumo con excedentes y con un resultado de generación apenas sin excedentes, decide acogerse a un autoconsumo sin excedentes conectado a red.

De aquí en adelante se presenta con detalle todos los aspectos más relevantes de la planta a diseñar. Con el consumo anual de LJ y las cubiertas disponibles para la instalación de módulos se dimensionará la planta. Se tendrá en cuenta el recurso solar la zona, así como las consideraciones técnicas por parte de LJ.

## *4. PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA.*

Una de las mayores preocupaciones de la sociedad actual es el cuidado del medioambiente y la búsqueda por reducir el consumo de aquellos combustibles fósiles que producen los denominados "gases invernadero". Si se continua con el ritmo de consumo y contaminación que ha tenido la sociedad con el paso del tiempo, es inevitable que la Tierra sufra cambios que afecten al conjunto de los seres vivos de una forma crítica.

A nivel mundial se está buscando continuamente la forma de seguir avanzando como sociedad sin hipotecar el futuro de las nuevas generaciones. En octubre de 2016 la Unión Europea ratificó el Acuerdo de París, donde los países miembros renuevan su compromiso con las políticas energéticas y de cambio climático. La comunidad europea promueve estas iniciativas con el fin de actualizar los principales objetivos marcados para alcanzar en el año 2.030. Esos objetivos son (*ref.* [2], [3], [5]) :

- 40% de reducción de emisiones de GEI[1] respecto a 1990.
- 32% de generación renovable sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5% de mejora de eficiencia energética.
- 15% de interconexión eléctrica de los Estados miembros.

Para el seguimiento del cumplimiento de estos objetivos, la UE demanda a cada uno de los estados miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). En España el PNIEC 2021-2030 pretende reflejar el compromiso mencionado y dejar patente la colaboración del estado con el conjunto de la Unión Europea. Se identifican los retos y oportunidades que tenemos a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía, estas son la descarbonización (con la apuesta por la renovables incluida), la eficiencia energética, la seguridad energética, el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad.

El PNIEC tiene en cuenta todos los actores, aportándoles la flexibilidad y gestionabilidad necesaria para enfocar sus acciones hacia la transición energética y descarbonización de la economía sin que sus cuentas de resultados se vean afectadas. De esta manera, se pelea por capturar el máximo de oportunidades de desarrollo socioeconómicas y con la creación de empleo como objetivo subyacente.

Cabe destacar que en España tres de cada cuatro toneladas de GEI se originan en la generación de energía, por ello la descarbonización es un pilar central sobre el que se apoya la transición energética. Una economía neutra en emisiones de GEI es la meta en el que se centran para conseguir los objetivos del horizonte 2050.

[1] GEI: Gases de Efecto Invernadero

No todo es la descarbonización y la apuesta por las renovables, la eficiencia como principio fundamental es básica en el PNIEC. Como se menciona arriba, el objetivo es alcanzar una mejora del 39,5% en materia de eficiencia energética. Una mejora en esta eficiencia aumentará la seguridad e independencia de nuestro sistema energético. Se dejará de ser tan dependientes de los combustibles fósiles, no solo perjudiciales para el medio ambiente, sino sujetos a una gran volatilidad debido a cuestiones geopolíticas.

Uno de los puntos del PNIEC que más aplica a la ejecución de esta memoria es el de aumentar en un 42% la potencia instalada renovable, fundamentalmente hidráulica, eólica y solar. Con la apuesta por el autoconsumo como uno de los pilares para alcanzar este objetivo, no solo se consigue reducir las emisiones del país, se consigue favorecer la participación de diversidad de actores que no tengan que estar sujetos a los precios de la electricidad y vean en ellos un gran coste.

En conclusión, el objetivo a largo plazo que sirve de guía en el PNIEC es "*convertir a España en un país neutro en carbono en 2050."* La consecución de este objetivo se basa en la descarbonización del sistema energético y la mejora en la eficiencia de este. Se trabaja para conseguir que en el año 2030 haya una potencia instalada de 161 GW distribuidos de la siguiente manera:

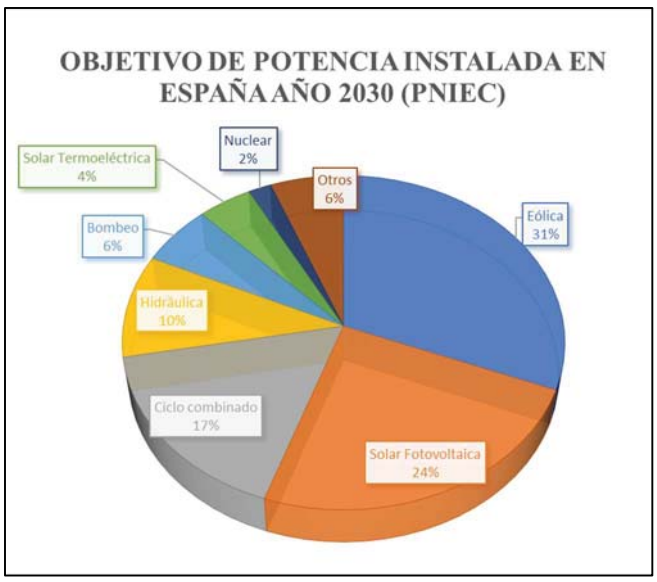



Ilustración 1. Objetivo de potencia instalada en 2.030 Fuente: Elaboración propia con datos de map.gob.es

Con esto se establece una generación renovable próxima al 74% del total. Y se reduciría el coste marginal de la generación en un 31%, produciendo un ahorro cercano a 6.000 M€ para el sistema energético, este ahorro se repercute directamente a la sociedad con la bajada de los precios de la electricidad.

## 5. *PENETRACIÓN DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA.*

El Real Decreto 244/2019 del 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica define el autoconsumo como el "*consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos".* En definitiva, se entiende por autoconsumo el consumir la energía que uno mismo produce en un lugar determinado, ya sea una casa o una industria.

Se puede decir que es una realidad que la tecnología fotovoltaica es la que mayor grado de desarrollo tecnológico está teniendo cuando hablamos de autoconsumo. Según cifras de la UNEF[2], en el año 2.019 se instalaron más de 450 MW, si comparamos con la potencia instalada de esta modalidad en 2.018, aumenta en más de un 95%. A pesar de la crisis sanitaria ocurrida en el año 2.020, este crecimiento no dejó de crecer, se aumentó la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico en más de 590 MW. (*ref.* [4], [11], [12])

A continuación, se presentan una gráfica obtenida de la web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico donde se puede observar la evolución comentada:

[2] Unión Española de Fotovoltaica

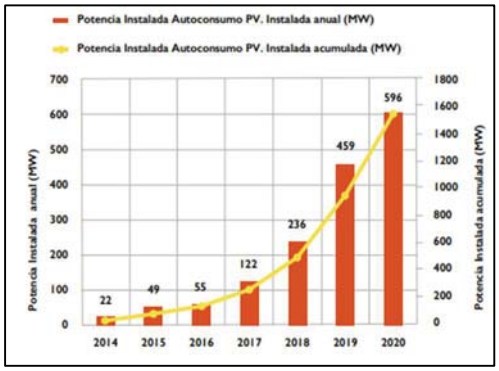



Ilustración 2. Potencia de autoconsumo FV instalado en España. Fuente: Gobierno de España (map.gob.es) (*ref.* [2])

Con todo ello, las últimas cifras afirman que la potencia instalada nacional en la modalidad de solar fotovoltaica alcanza los 14.350 MW, lo que significa un 13% de la potencia instalada total. Si echamos la vista atrás, la potencia instalada de esta modalidad era residual y apenas se consideraba. Esto hace ver la gran importancia que tiene el autoconsumo fotovoltaico a nivel nacional y el potencial que tiene este tipo de generación de energía.

Por otro lado, debido a la naturaleza de esta fuente de generación eléctrica, la energía que produce anualmente varía en función de la climatología en cuestión. En el año 2.021, ha anotado un 36,7 % más de GWh en el sistema nacional que el año anterior, superando la barrera de los 20.000 GWh generados. Esto hace que dentro del mix de generación, la fotovoltaica sea responsable de un 8%, colocándose detrás de la eólica, hidráulica, nuclear y ciclo combinado.

## 6. *SUBVENCIONES AL AUTOCONSUMO*

Este apartado se centra en comentar la importancia que ha tenido el nuevo régimen de subvenciones para el conjunto de las plantas solares fotovoltaicas destinadas al autoconsumo. El 30 de junio de 2021 se presenta en el BOE el Real Decreto 477/2021 por el que se aprueba la concesión directa de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo con fuentes de energía renovable.

Estas ayudas provienen de la Unión Europea, concretamente de los denominados “Fondos Next Generation UE” por lo que se permite a España movilizar un volumen de inversión sin

precedentes en el sector de las renovables. El objetivo de esta inversión es fomentar las energías renovables y hacer ver que el autoconsumo gracias a energías verdes es viable a la par que rentable.

Para optar a un subsidio de esta clase hay que cumplir una serie de condiciones dependiendo del programa de incentivos correspondiente. En el caso de la empresa en la que se va a instalar la planta, este es el programa de incentivos 2. Este programa se refiere a "*Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en otros sectores productivos de la economía".* Este incluye a todas las empresas que desempeñen su actividad dentro de un CNAE[3] correspondiente al grupo A01 o a cualquiera de los grupos B, C, D, E o F.

Para el caso que nos compete, a la Comunidad Autónoma de Madrid se le ha otorgado un presupuesto de 12.868.588 € para repartir entre los proyectos relacionados con el programa de incentivos 2 sin almacenamiento.

Los valores de referencia, con su consiguiente porcentaje de ayuda, para la planta a ejecutar son:

- Instalación fotovoltaica autoconsumo con potencia: **100 kWp < P < 1.000 kWp**
- Coste subvencionable unitario máximo: **749 €/kWp**
- % AYUDA (*mediana empresa)*: **25 %**

Por otro lado, como se menciona en este proyecto, la ejecución de la planta lleva consigo la retirada de cubiertas con amianto, esto es motivo de una subvención adicional que asciende a **450 €/kWp** para toda la potencia que se instale sobre cubierta rehabilitada. Esta ayuda se hace con el fin de reducir al mínimo la presencia de amianto en las cubiertas y fomentar la retirada de este material, dañino para la salud de las personas.

[3] CNAE: Clasificación Nacional de Actividades Económicas. (*LJ está recogida en el grupo C "Industria manufacturera – C01 Industria de alimentación)*

*En el apartado de anexos se presenta el expediente de subvención en el que se aprecia que, teniendo en cuenta la ayuda por la retirada de amianto, el monto total del subsidio asciende a un 25% del coste de la instalación fotovoltaica.*

## 7. LOCALIZACIÓN DE EMPLAZAMIENTO.

La planta solar fotovoltaica se ha diseñado para situarse sobre la cubierta de las instalaciones pertenecientes a LJ en Madrid.

- Dirección: C/Torrelaguna 79, Fuente el Saz de Jarama, Madrid
- CP: 28140
- Coordenadas: 40.6461º, -3.5117º
- Referencia catastral: 6897101VK5969N0001PX

A continuación, se presenta una serie de fotos y planos donde se aprecia la situación de la finca donde se instalará la planta.




Ilustración 3. Situación de la planta dentro de Madrid. Fuente: Google Maps




Ilustración 4. Detalle aéreo de las instalaciones dónde se va a instalar la planta. Fuente: Google Earth.

*En el "Documento Nº2. Planos" se adjuntan los planos correspondientes al registro catastral y detalles de la finca propiedad de LJ dónde se emplaza el proyecto técnico.*

## 8. *EVALUACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR.*

**Radiación solar.**

La energía solar proviene del proceso de fusión nuclear que ocurre en el Sol. Gracias a esta energía se puede hablar de la existencia de todos los seres y del propio medio ambiente, si no fuese por ella, no existiría nada de lo que conocemos. Se estima que la energía que llega procedente del sol equivale a 10.000 veces la energía que se consume actualmente el mundo entero.

De esta energía viene derivada la radiación solar, 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".* A diferencia de la multitud de ondas que se conocen, esta no necesita ningún medio para poder propagarse, por ello es capaz de viajar por el espacio y llegar a la corteza terrestre.

De toda la energía que emite el Sol, solo una pequeña parte llega a la Tierra, esa pequeña parte se conoce como irradiancia solar. Esta es la magnitud que mide la energía proveniente de la radiación solar que incide en una determinada superficie y durante un cierto tiempo. Se mide en $W/m^2$. Por otro lado, se puede hablar también de la irradiación, esta equivale al valor acumulado de la irradiancia. Es decir, la irradiación es la cantidad de energía acumulada en una superficie debido a la irradiancia solar. Se mide en $kWh/m^2$.

De esa pequeña proporción de energía que llega a la superficie terrestre, no toda se puede aprovechar ya que esta sufre una serie de procesos a consecuencia de su interacción con la atmosfera y sus capas. Estos procesos son los de reflexión, atenuación y difusión. Por ello, no solo existe un tipo de radiación solar, esta se dive en una serie de grupos dependiendo de la forma en la que llega a la tierra y según el tipo de rayos de dicha onda (*ref.* [7]).

Según la forma:

- Radiación solar directa: Esta es la proporción de la radiación que alcanza la superficie terrestre sin sufrir ninguna dispersión causada por su paso por la atmósfera.
- Radiación solar difusa: Proporción de la radiación que alcanza la superficie terrestre tras haber sufrido múltiples desviaciones en su trayectoria debido al paso por la atmósfera.
- Radiación reflejada: Se conoce como el fenómeno "*albedo"*. Es la proporción de la radiación solar que se refleja en la propia superficie terrestre.

Según el tipo de rayo:

- Rayos infrarrojos (IR): Tienen una longitud de onda mayor que la de la luz, emiten calor y son desprendidos por cualquier cuerpo cuya temperatura sea superior al cero absoluto (T > 0 K > -273 ºC).
- Rayos visibles (VI): Encargados de emitir luz. Son los responsables de que el ojo humano pueda percibir los colores.

- Rayos ultravioleta (UV): No son visibles por el ojo humano. Son los más dañinos sobre la piel.

A continuación, con la siguiente ilustración se muestra de una forma gráfica el tipo de radiación presente en la atmósfera:

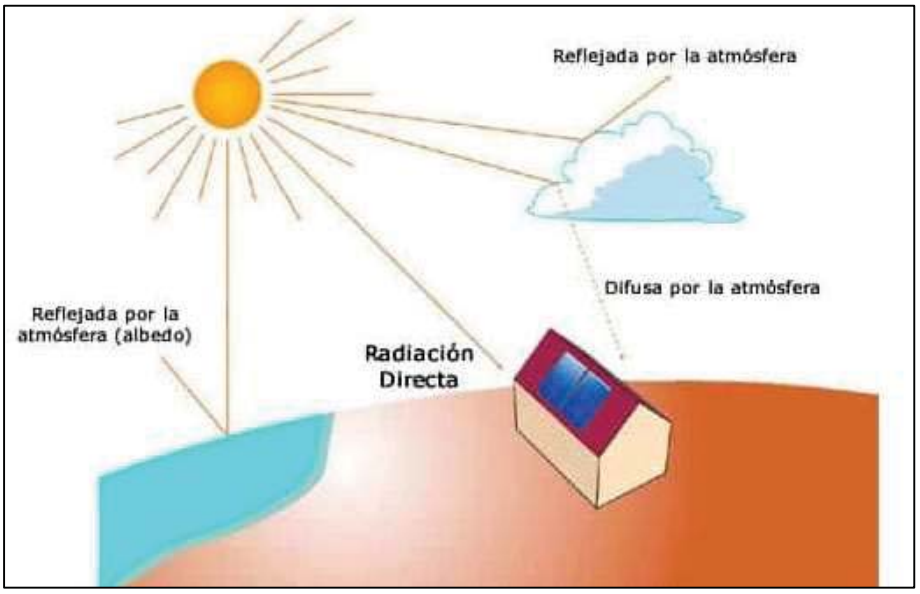



Ilustración 5. Tipos de radiación solar. Fuente: E4e Soluciones (*ref.* [8])

**Radiación en el emplazamiento.**

Para realizar este apartado de una forma objetiva y lo más realista posible, se decide consultar una serie de bases de datos con el fin de obtener los datos más precisos posibles. Las coordenadas del emplazamiento, que sirven como entrada, son:

**40.6461º, -3.5117º**

Para ello se usan las siguientes fuentes (*todas aportadas por el programa de simulación PVsyst):*

- Meteonorm (v8).
  Esta base de datos proporciona valores históricos globales de irradiación, temperatura, humedad, viento y precipitación desde 2010 hasta el presente. Se

actualizan constantemente y se basa en la obtención de datos de 8.000 estaciones meteorológicas, cinco satélites geoestacionarios y modelos de interpolación de última generación.

La tabla proporcionada por PVsyst en la que se recogen los datos obtenidos en esta base de datos es:

Sitio: Fuente el Saz (España)

Fuente de datos: Meteonorm 8.0 (2005-2017), Sat=40%

| | Irradiación horizontal global kWh/m²/mes | Irradiación difusa horizontal kWh/m²/mes | Temperatura °C | Velocidad del viento m/s | Turbidez Linke [-] | Humedad relativa % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Enero | 61.8 | 28.1 | 5.5 | 2.70 | 2.511 | 71.5 |
| Febrero | 83.3 | 33.8 | 6.6 | 3.20 | 2.641 | 65.3 |
| Marzo | 134.3 | 54.2 | 10.1 | 3.39 | 3.011 | 56.8 |
| Abril | 167.9 | 55.6 | 12.5 | 3.30 | 3.060 | 57.4 |
| Mayo | 203.3 | 75.9 | 17.4 | 3.00 | 3.178 | 50.7 |
| Junio | 223.2 | 67.8 | 23.1 | 2.99 | 3.173 | 40.0 |
| Julio | 238.1 | 56.2 | 26.8 | 3.10 | 2.937 | 34.6 |
| Agosto | 210.0 | 53.0 | 26.3 | 3.00 | 3.019 | 36.3 |
| Septiembre | 155.6 | 49.9 | 21.1 | 2.60 | 2.948 | 44.7 |
| Octubre | 107.5 | 42.4 | 15.3 | 2.51 | 2.860 | 59.1 |
| Noviembre | 67.7 | 27.4 | 8.9 | 2.80 | 2.628 | 68.8 |
| Diciembre | 54.8 | 25.1 | 6.0 | 2.40 | 2.527 | 72.4 |
| **Año** | **1707.4** | **569.4** | **15.0** | **2.9** | **2.874** | **54.8** |

Irradiación horizontal global variabilidad año a año 4.3%

Tabla 1. Base de datos Meteonorm 8. Fuente: PVsyst

- NASA-SSE

  Esta base de datos perteneciente a la NASA contiene más de 200 satélites geoestacionarios con la capacidad de proporcionar datos meteorológicos y detalles de los parámetros solares. Cabe destacar que el uso de esta base de datos puede no ser precisa en algunos estudios. El propio PVsyst alerta de que esta no siempre es la mejor fuente de datos, especialmente en las regiones montañosas. Esto se debe a que la forma en la que obtiene los datos es dividiendo el mapa mundial en regiones de un 1º x 1º, es decir, 110 km x 110km*cos(latitud).

  La tabla proporcionada por PVsyst en la que se recogen los datos obtenidos en esta base de datos es:

Sitio: Fuente el Saz (España)

Fuente de datos: NASA-SSE satellite data 1983-2005

| | Irradiación horizontal global kWh/m²/mes | Irradiación difusa horizontal kWh/m²/mes | Temperatura °C | Velocidad del viento m/s | Turbidez Linke [-] | Humedad relativa % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Enero | 62.9 | 23.3 | 2.4 | 0.00 | 0.000 | 0.0 |
| Febrero | 82.9 | 28.6 | 4.0 | 0.00 | 0.000 | 0.0 |
| Marzo | 133.0 | 42.2 | 7.9 | 0.00 | 0.000 | 0.0 |
| Abril | 153.3 | 56.1 | 10.7 | 0.00 | 0.000 | 0.0 |
| Mayo | 184.5 | 68.2 | 15.8 | 0.00 | 0.000 | 0.0 |
| Junio | 212.7 | 63.3 | 21.6 | 0.00 | 0.000 | 0.0 |
| Julio | 223.2 | 59.8 | 24.8 | 0.00 | 0.000 | 0.0 |
| Agosto | 196.5 | 53.0 | 24.0 | 0.00 | 0.000 | 0.0 |
| Septiembre | 146.1 | 43.8 | 19.3 | 0.00 | 0.000 | 0.0 |
| Octubre | 97.0 | 36.3 | 13.3 | 0.00 | 0.000 | 0.0 |
| Noviembre | 63.9 | 25.2 | 7.1 | 0.00 | 0.000 | 0.0 |
| Diciembre | 52.7 | 21.4 | 3.6 | 0.00 | 0.000 | 0.0 |
| **Año** | **1608.7** | **521.1** | **12.9** | **0.0** | **0.000** | **0.0** |
| | Pegar | Pegar | Pegar | Pegar | | |

Tabla 2. Base de datos NASA-SSE. Fuente: PVsyst

- PVGIS

  Es una base de datos gratuita en la que se ofrecen datos relacionados con la energía solar fotovoltaica para todos los puntos de Europa, África, América y parte de Asia. Además, es capaz de estimar la producción de una planta fotovoltaica de una potencia dada. Sus datos se distribuyen en el mapa de Google Earth. Su promotor y responsable es la Unión Europea.

  La tabla proporcionada por PVsyst en la que se recogen los datos obtenidos en esta base de datos es:

Sitio: Fuente el Saz (Spain)

Fuente de datos: PVGIS TMY: SARAH, COSMO or NSRDB

| | Irradiación horizontal global kWh/m²/mes | Irradiación difusa horizontal kWh/m²/mes | Temperatura °C | Velocidad del viento m/s | Humedad relativa % |
|---|---|---|---|---|---|
| Enero | 61.4 | 28.7 | 4.2 | 3.01 | 90.3 |
| Febrero | 71.3 | 33.3 | 6.2 | 3.14 | 89.0 |
| Marzo | 123.0 | 55.7 | 8.9 | 2.62 | 83.0 |
| Abril | 171.8 | 60.9 | 12.9 | 2.38 | 74.3 |
| Mayo | 215.4 | 66.4 | 18.0 | 2.37 | 70.5 |
| Junio | 232.5 | 66.6 | 23.9 | 2.25 | 55.6 |
| Julio | 259.7 | 52.8 | 25.5 | 2.53 | 46.3 |
| Agosto | 223.1 | 51.4 | 27.1 | 3.12 | 43.9 |
| Septiembre | 161.6 | 46.9 | 20.2 | 2.74 | 67.7 |
| Octubre | 120.7 | 38.1 | 13.5 | 2.67 | 71.2 |
| Noviembre | 70.9 | 30.0 | 9.2 | 2.92 | 85.9 |
| Diciembre | 59.6 | 24.5 | 4.9 | 2.58 | 87.1 |
| **Año** | **1771.0** | **555.4** | **14.6** | **2.7** | **72.1** |

Tabla 3. Base de datos PVGIS. Fuente: PVsyst

Con todos estos datos realizo una media aritmética de cada uno de los parámetros resultando la siguiente tabla:

| | Irradiación horizontal global | Irradiacion horizontal difusa | Temperatura | Velocidad del viento | Humedad relativa |
|---|---|---|---|---|---|
| | kWh/m2/mes | kWh/m2/mes | ºC | m/s | % |
| Enero | 62,03 | 26,70 | 4,03 | 2,86 | 53,93 |
| Febrero | 79,17 | 31,90 | 5,60 | 3,17 | 51,43 |
| Marzo | 130,10 | 50,70 | 8,97 | 3,01 | 46,60 |
| Abril | 164,33 | 57,53 | 12,03 | 2,84 | 43,90 |
| Mayo | 201,07 | 70,17 | 17,07 | 2,69 | 40,40 |
| Junio | 253,13 | 65,90 | 22,87 | 2,62 | 31,87 |
| Julio | 240,33 | 56,27 | 25,70 | 2,82 | 26,97 |
| Agosto | 209,87 | 52,47 | 25,80 | 3,06 | 26,73 |
| Septiembre | 154,33 | 46,87 | 20,20 | 2,68 | 37,47 |
| Octubre | 108,40 | 38,93 | 14,03 | 2,59 | 43,43 |
| Noviembre | 67,50 | 27,53 | 8,40 | 2,86 | 51,57 |
| Diciembre | 55,70 | 23,67 | 4,83 | 2,49 | 53,17 |

Tabla 4. Media de las bases de datos Meteonorm, NASA-SSE y PVGIS. Fuente: Elaboración propia.

Uno de los parámetros a la hora de estudiar el recurso solar disponible en una determinada zona es la radiación solar en el plano horizontal, ya sea la radiación global como la difusa. Por ello se presenta el siguiente gráfico donde se aprecia la evolución de estos parámetros a lo largo del año:

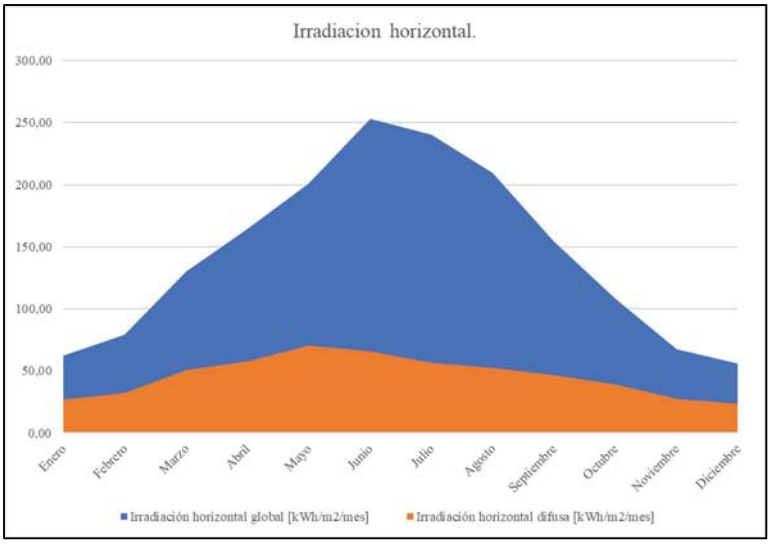



Ilustración 6. Irradiación horizontal global y difusa [kWh/m2/mes]. Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, otro factor importante para el rendimiento global de la planta y su dimensionamiento es la temperatura media de la zona, esta evoluciona de la siguiente manera:

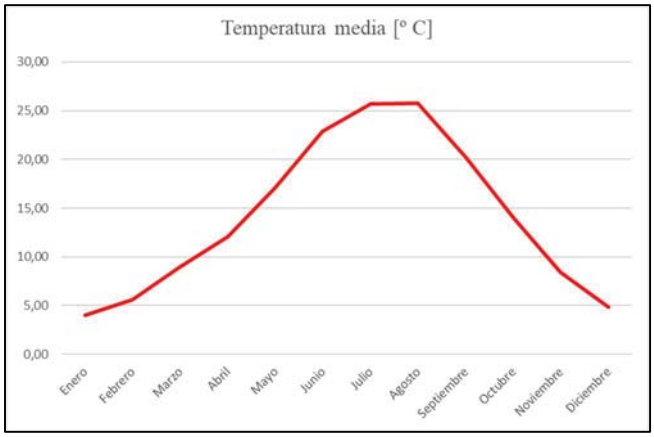



Ilustración 7. Temperatura media del emplazamiento.

A modo de resumen, los valores más relevantes a la hora de definir este emplazamiento antes con los que se diseñará la planta solar son:

- Irradiación horizontal global acumulada: **1.725,97 kWh/m2/año**
- Irradiación horizontal difusa acumulada: **548,63 kWh/m2/año**
- Temperatura media: **14,13 ºC**
- Velocidad del viento media: **2,81 m/s**
- Humedad relativa media: **42,29 %**

*Por último, debido a las características propias del programa donde se realizará la simulación (PVsyst), el dimensionamiento de la planta objeto de estudio se realizará usando la base de datos Meteonorm 8 comentada anteriormente.*

## *9. DESCRIPCIÓN DE LAS CUBIERTAS.*

El objeto de este punto es describir de una forma detallada las cubiertas sobre las que se va a instalar la planta solar fotovoltaica. Antes de comenzar con la descripción cabe mencionar que el proyecto solar viene precedido por dos proyectos antes. Estos proyectos consisten en la mejora de las cubiertas existentes, concretamente:

- Proyecto 1. "Retirada de las cubiertas de fibrocemento". *Se retiran todas las cubiertas existentes que estuviesen fabricadas en fibrocemento, con altos contenidos de un material dañino como es el amianto. Este proyecto se realiza previamente al resto debido a las medidas de seguridad necesarias para realizar la retirada donde no se puede trabajar en paralelo en las zonas afectadas.*

- Proyecto 2. "Rehabilitación de las cubiertas y colocación de panel sándwich". *En el caso de las naves antiguas de la finca, incluidas donde se retira el amianto, se decide por rehabilitar las cubiertas. Como resultado se consigue tener todas las cubiertas de un mismo material, panel sándwich. Esto facilita el montaje y mejora sustancialmente la eficiencia de las naves debido a su naturaleza aislante y sus grandes propiedades estructurales. En el caso de una de las naves, debido a la antigüedad de la estructura existente, se decide reforzarla.*

Con todo ello, se describe cada una de las cubiertas. Esta descripción se divide en cada una de las diferentes naves que forman el conjunto de la instalación. Para tener clara la ubicación de cada una de ellas se presenta la siguiente ilustración donde se localizan.




Ilustración 8. Distribución de naves. Fuente: Elaboración propia en AutoCAD con foto de Google Earth

Todas las naves van a terminar estando cubiertas por lo que se conoce coloquialmente como "paneles sándwich". Estos paneles tipo cubierta se componen de dos chapas de acero exteriores y un núcleo de espuma rígida inyectada entre las dos hojas. La unión entre los paneles consiste en un machi-hembrado que necesita un anclaje posterior a la estructura de sujeción. En la siguiente foto se puede apreciar el detalle de los paneles comentados:

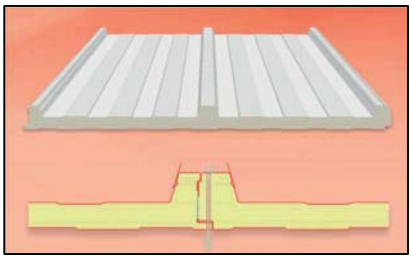


Ilustración 9. Detalle del panel MP Cubiertas ·G 1000. Fuente: Ficha técnica de MetalPanel

*En el apartado de anexos se adjunta la correspondiente ficha técnica.*

**Nave 1. "Almacén 103"**

Esta es la nave más crítica de toda la finca. Fue construida hace más de 50 años y su cubierta no se ha modificado desde entonces, fabricada en uralita y con una estructura basada en pórticos y correas. En la siguiente ilustración se puede apreciar una foto del interior de esta una vez se retiró la cubierta de uralita.




Ilustración 10. Interior de nave "Almacén 103" antes de la retirada de uralita. Fuente: Elaboración propia.

Se puede apreciar la estructura, pese a ser suficiente para la sustentación de los módulos, se decide por reforzar con dos vigas paralelas a las correas por cada una de las aguas de la cubierta. Esto dota a la cubierta de la rigidez necesaria para evitar el pandeo de los módulos. Como se aprecia en la foto, ya están listos los paneles sándwich que se colocan posteriormente y sobre donde van a estar sujetos los módulos.

En la siguiente foto se aprecia el resultado final de la cubierta de Almacén 103.



Ilustración 11. Interior de nave "Almacén 103" actual. Fuente: Elaboración propia

Su dimensión es de 900 $m^2$ repartidos en dos aguas iguales. En cuanto a los detalles técnicos, la nave está orientada Norte-Sur puro con una inclinación de 11º.

**Nave 2. "Taller y calderas"**

Sobre estas naves también había cubierta de uralita que se ha retirado y sustituido por los paneles comentados. El conjunto de naves está formado por pequeñas naves con diferentes inclinaciones y orientaciones. De todas ellas, las únicas que se van a utilizar son dos de orientación Norte-Sur puro con inclinación próxima a 5º. Y una más con una orientación Norte puro e inclinación también próxima a 5º.

En las siguientes ilustraciones se muestra el interior de esas cubiertas tras la retirada del amianto, antes de comenzar con la instalación de los módulos, ya estará la cubierta instalada.



Ilustración 12. Interior de una de las naves de Taller. Fuente: Elaboración propia



Ilustración 13. Interior de la nave Calderas. Fuente: Elaboración propia

La dimensión de las naves donde se situarán los módulos en esta zona es de 430 $m^2$ aproximados.

**Nave 3. "Fábrica Norte"**

Esta cuenta con una orientación Norte-Sur pura y una inclinación de 17º en cada una de sus aguas. No se poseen fotografías del interior de esta nave ya que se compone de un falso techo de difícil acceso. Tiene una superficie aproximada de 570 $m^2$ y se ha retirado la cubierta antigua de amianto, sustituyéndola por la mencionada anteriormente.

**Nave 4. "Nave Comercial"**

Para el conjunto de estas cuatro cubiertas no ha hecho falta retirar amianto. Se rehabilitaron hace 2 años y actualmente ya cuentan con el panel definitivo en cubierta. Su orientación varía en función de cada una de las cubiertas, la de color verde (de unos 200 $m^2$) tiene una orientación Sur puro sin apenas inclinación, la marquesina que cubre el aparcamiento de los vehículos comerciales (150 $m^2$) tiene también una orientación Sur con inclinación aproximada de 5º y la restante (250 $m^2$) tiene orientación Este-Oeste con 5º de inclinación.

En la siguiente ilustración se muestra el conjunto de las cubiertas de la Nave Comercial donde se puede observar lo mencionado:



Ilustración 14. General de las cubiertas Nave Comercial y Fábrica Norte. Fuente: Elaboración propia

**Nave 5. "Oficinas"**

Cabe destacar que está cubierta es la única que no se sustituirá por paneles sándwich debido a su reciente rehabilitación hace cuestión de 5 años. Su tamaño es de 550 $m^2$ aproximadamente y su orientación es Norte-Sur puro.

Un aspecto importante de esta cubierta es su inclinación, a diferencia del resto de cubiertas, está cubierta tiene las aguas inclinadas hacia el interior con un canalón que evacua el agua. El valor de esa inclinación es de 5º.

**Nave 6. "Fábrica Sur"**

Esta nave se sitúa en la zona sur de la finca y, junto a Almacén Logístico, son las naves principales de la instalación. La cubierta de esta nave consistía en dos panales de chapa con un relleno de lana de roca aislante, se decidió no retirar esa cubierta y se optó por colocar encima de ella los paneles.

El estado actual de esta cubierta se puede ver en la siguiente foto.



Ilustración 15. Nave Fábrica Sur. Fuente: Elaboración propia

La dimensión de esta cubierta se compone de 4 aguas iguales orientadas Norte-Sur dos a dos de una superficie cercana a los 850 $m^2$ por cada agua. Como se aprecia en la foto, esta cubierta con una serie de respiraderos y lucernarios en los cuales no se podrán instalar módulos y hay que tenerlo en cuenta a la hora del dimensionamiento.

La inclinación de cada una de las aguas es de 3º.

**Nave 7. "Almacén Logístico"**

Esta nave se construyó en el año 2018 por lo que las prestaciones de esta son óptimas, no es necesario la rehabilitación de las cubiertas ya que actualmente ya son de panel sándwich. El interior de esta cubierta es accesible de una forma sencilla ya que lo que son las cámaras de producto constan de un falso techo, esto permite que los trabajos se simplifiquen considerablemente.

En la siguiente foto se aprecia el estado actual de las cubiertas:



Ilustración 16. Nave Almacén Logístico. Fuente: Elaboración propia

Esta cubierta se compone de dos aguas con orientación Norte-Sur puro y una inclinación cercana al 3º. La dimensión total de esta cubierta es de 2.000 $m^2$.

El total de $m^2$ donde se van a instalar módulos fotovoltaicos asciende a **7.325 $m^2$**, de los cuales 5.325 $m^2$ van a ser rehabilitados antes de comenzar la instalación.

## *10. MARCO REGULATORIO Y NORMATIVA VIGENTE.*

En lo que sigue, se nombran las principales Leyes y Reales Decretos que se aplican al presente proyecto técnico.

**Legislación eléctrica.**

▪ Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

▪ Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

▪ Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

▪ Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

▪ Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

▪ Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

▪ Real Decreto. 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

▪ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

▪ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

▪ Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

▪ Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

▪ Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

**Legislación de seguridad e higiene.**

▪ Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23

▪ Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.

▪ Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.

▪ Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo

▪ Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

▪ Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso lumbares, para los trabajadores.

▪ Real Decreto 488/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas al trabajo con equipos que incluyen pantallas de visualización.

▪ Real Decreto 773/1997, 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual

▪ Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

▪ Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

▪ Real Decreto 187/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión

▪ Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo.

▪ Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

▪ Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.

▪ Real Decreto 681/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo.

▪ Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.

▪ Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura

▪ Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.

▪ Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.

▪ Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.

▪ Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

o DB SE (Seguridad Estructural)

▪ DB-SE AE: Acciones en la edificación

▪ DB-SE C: Cimientos

▪ DB-SE A: Acero

▪ DB-SE F: Fábrica

▪ DB-SE M: Madera

o DB SI (Seguridad en caso de Incendio)

o DB SUA (Seguridad de utilización y accesibilidad)

o DB HS (Salubridad)

o DB HR (Protección frente al ruido)

o DB HE (Ahorro de Energía)

▪ Real Decreto 396/2006, de 31 de marzo, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a los trabajos con riesgo de exposición al amianto.

▪ Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

▪ Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.

▪ Real Decreto 486/2010, de 23 de abril, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a radiaciones ópticas artificiales.

▪ Real Decreto 840/2015, de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.

**Legislación medioambiental.**

▪ Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

▪ Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

▪ Ley 14/2014, de 26 de diciembre, de Armonización y Simplificación en materia de Protección del Territorio y de los Recursos Naturales.

## *11. ANÁLISIS DE CONSUMO*

Con el fin de poder establecer una base de donde dimensionar la planta y estudiar la viabilidad de esta, es necesario realizar un análisis de consumo mínimo del último año. Por ello se presenta a continuación un estudio detallado de cómo fue el consumo de LJ entre los meses de mayo de 2.021 y mayo de 2.022.

Antes de nada, hay una serie de datos necesarios para el estudio que se pueden obtener de una factura mensual de consumo. Teniendo acceso a la misma, se presentan los datos más relevante:

**Datos del contrato:**

- Empresa distribuidora: i-DE, Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U.
- Tipo de discriminación horaria: TGPAT

- Potencia contratada:
  - PC1: 700 kW
  - PC2: 700 kW
  - PC3: 700 kW
  - PC4: 700 kW
  - PC5: 700 kW
  - PC6: 700 kW
- Peaje de acceso a la red (ATR): 6.1 TD
- Precios de peajes de acceso: B.O.E. del 22/12/2021
- Precios contratados:

| | | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 | P6 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Potencia | [cent€/kWh/año] | 3.053,580 | 2.589,471 | 1.490,915 | 1.209,445 | 393,866 | 210,869 |
| Energía | [€/kWh] | 0,150 | 0,137 | 0,115 | 0,098 | 0,083 | 0,093 |

Tabla 5. Precios contratados en el suministro eléctrico. Fuente: Elaboración propia.

**Datos de consumo:**

A continuación, se presenta un estudio detallado de la energía consumida en cada mes, diferenciando cada uno de los periodos.

| | Energía consumida en función en cada periódo. [kWh] | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 | P6 |
| Enero | 71.786 | 54.388 | | | | 119.684 |
| Febrero | 75.654 | 59.346 | | | | 110.592 |
| Marzo | | 117.260 | 89.144 | | | 126.362 |
| Abril | | | | 115.386 | 85.478 | 141.112 |
| Mayo | | | | | 187.274 | 133.106 |
| Junio | | | 122.052 | 91.834 | | 143.840 |
| Julio | 99.378 | 75.904 | | | | 169.392 |
| Agosto | | | 107.360 | 81.378 | | 160.764 |
| Septiembre | | | 98.976 | 74.094 | | 139.582 |
| Octubre | | | | 79.924 | 60.728 | 146.150 |
| Noviembre | | 70.984 | 55.250 | | | 119.212 |
| Diciembre | 74.590 | 56.744 | | | | 128.316 |
| **Total** | 321.408 | 434.626 | 472.782 | 442.616 | 333.480 | 1.638.112 |

Tabla 6. Consumo de energía anual en función de los periodos contratados. Fuente: Elaboración propia

Si a los datos de este consumo se le suman los precios de los diferentes periodos y el término de potencia facturada se obtiene el siguiente resumen de consumo entre los meses de mayo 2021 y mayo 2022:

- Energía Consumida: **3.643.052 kWh**
- Coste Energía [sin IVA]: **418.882 €**
- Precio medio relativo: **0,115 €/kWh**

Un aspecto relevante en el consumo de LJ es el exceso de potencia, hablando del mismo periodo de tiempo, la cuantía acumulada de exceso de potencia que se ha pagado asciende a **8.854,50 €**

*Todos estos detalles se han obtenido con las facturas de LJ durante un año entero, un ejemplo de estas facturas se presenta en el apartado de anexos.*

**Detalle de consumo:**

El consumo de electricidad de LJ se asemeja a una campana de Gauss, donde se comienza a consumir a primera hora del día y se llega al máximo a mediodía, para después bajar de nuevo. Esto se debe a su proceso productivo importante que comienza a las 6:00h y termina a las 19:00h. Por otro lado, hay un consumo importante que se mantiene a lo largo del día durante todo el año, ese es el consumo de las cámaras frigoríficas y los compresores de frío. Este consumo se mantiene constante durante todo el año incluso festivos y domingos. Por otro lado, debido a la naturaleza propia de LJ, el periodo más importante del año, en el que más se consume, es el verano. Esto se corresponde también con el periodo donde la producción solar es máxima. Cabe destacar estos detalles ya que, cuanto mejor se amolde el consumo a la curva de irradiación solar, más eficiente será la planta y más energía se aprovechará.

A continuación, se presenta una serie de gráficas que muestran lo comentado:

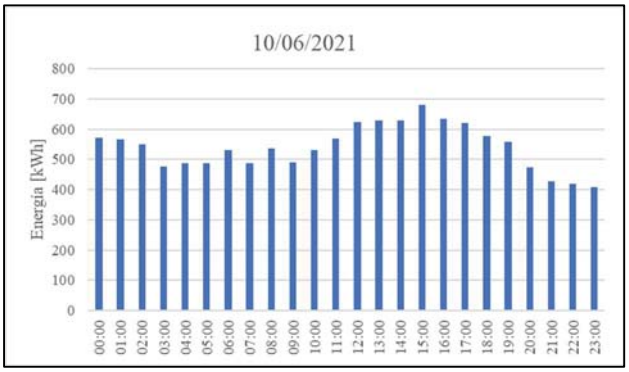



Ilustración 17. Evolución del consumo por horas a lo largo de un día. Fuente: Elaboración propia

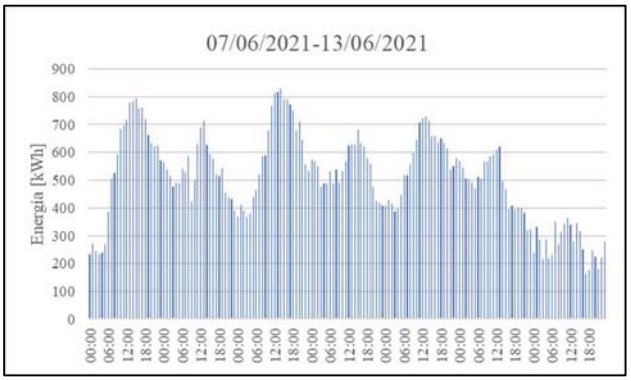



Ilustración 18. Evolución del consumo por horas a lo largo de una semana. Fuente: Elaboración propia

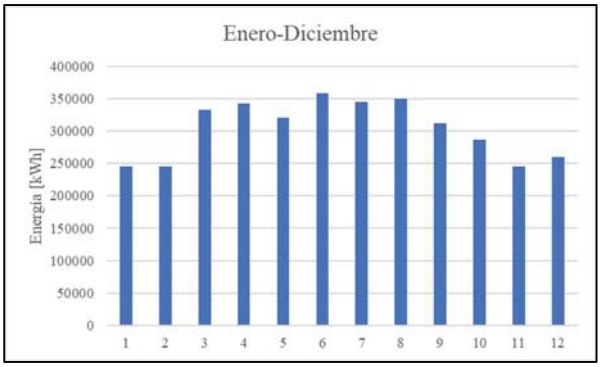



Ilustración 19. Evolución del consumo por meses a lo largo de un año. Fuente: Elaboración propia

Si comparamos estas gráficas con las presentadas relacionadas con la irradiación solar nos damos cuenta de que se complementan. Coinciden los puntos de máxima irradiación horizontal incidente con el punto máximo de consumo en las instalaciones.

## *12. DIMENSIONAMIENTO Y PRODUCCIÓN ESTIMADA.*

En el siguiente punto se quiere dimensionar una planta solar fotovoltaica conectada a red, para ello se emplea la herramienta de dimensionamiento PVsyst. Antes de comenzar con la descripción de este proceso, se parte de la premisa de ocupar el máximo de cubiertas disponibles en la finca. Esto significa que la planta no se diseñará con el objetivo de cubrir el consumo anual ya que no es viable técnicamente.

Otro detalle importante a tener en cuenta es el ratio kWp/kWn de la planta, esto es la proporción que hay de potencia instalada (suma de la potencia unitaria del conjunto de módulos) con respecto a la potencia nominal (suma de la potencia unitaria de cada uno de los inversores). Se puede pensar que este ratio tiene que ser igual a la unidad, sin embargo, debido a la versatilidad de los inversores, suele estar entre 1,10 y 1,20. En nuestra planta se tiene un ratio **1,198 kWp/kWn** (934 kWp, 780 kWn).

La naturaleza de los inversores, que pueden trabajar con una sobrecarga al 25% en condiciones normales, permite dimensionar la planta con una potencia instalada superior a la nominal.

Las ventajas por las cuales es recomendable tener un ratio cercano al 120% de sobredimensionamiento en potencia instalada es:

- Es realista en cuanto al rendimiento de los módulos y su degradación con los años. Al principio el rendimiento de los módulos es elevado y la potencia de salida puede llegar a su nominal, sin embargo, con los años los módulos producen cada vez menos. Si se instalada en inversores la misma potencia que en módulos llega el momento en el que los inversores comienzan a estar desaprovechados, esto implica un coste en inversores que no se va a rentabilizar puesto que no es productivo.
- Permite sacarle más rendimiento al conjunto de la planta y esto lleva consigo una reducción en el periodo de retorno de la inversión. Además, consigues producir más energía en el caso en el que sea autoconsumo, como el caso objeto de estudio.

- Al trabajar en el régimen de sobredimensionamiento del inversor se consigue reducir la inversión inicial en inversores. Puesto que están diseñados para poder trabajar en ese régimen, no es necesario invertir en más inversores.

## Estudio PVsyst

### Parámetros del sitio geográfico.

Comenzando con el dimensionamiento en el software PVsyst, lo primero que hay que definir es la localización de la planta fotovoltaica. En nuestro caso, la planta se instalará en las cubiertas de la sede central de LJ en Madrid, las coordenadas aportadas por PVsyst en su mapa interactivo (sirve de referencia para obtener las condiciones geográficas pertinentes) son:

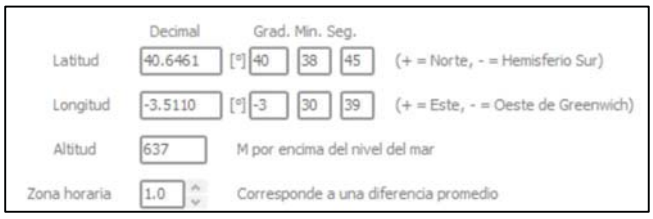



Ilustración 20. Coordenadas con las que se realiza el estudio PVsyst. Fuente: PVsyst

Con estas coordenadas, el programa nos aporta las trayectorias solares. Esto es la altura del sol a lo largo del día en función del azimut. El diagrama aportado es:

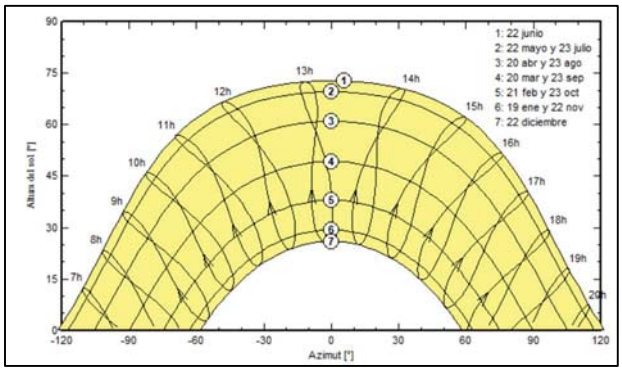



Ilustración 21. Trayectorias solares en Fuente el Saz (Lat. 40.6161º N, Long. -3.5110º W, Alt. 637 m). Fuente: PVsyst

Con estas coordenadas y usando la base de datos Meteonorm 8.0 (2015-2017) se obtiene el siguiente meteo mensual:

| | Irradiación horizontal global | Irradiación difusa horizontal | Temperatura | Velocidad del viento | Turbidez Linke | Humedad relativa |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | kWh/m²/mes | kWh/m²/mes | °C | m/s | [-] | % |
| Enero | 61.8 | 28.1 | 5.5 | 2.70 | 2.511 | 71.5 |
| Febrero | 83.3 | 33.8 | 6.6 | 3.20 | 2.641 | 65.3 |
| Marzo | 134.3 | 54.2 | 10.1 | 3.39 | 3.011 | 56.8 |
| Abril | 167.9 | 55.6 | 12.5 | 3.30 | 3.060 | 57.4 |
| Mayo | 203.3 | 75.9 | 17.4 | 3.00 | 3.178 | 50.7 |
| Junio | 223.2 | 67.8 | 23.2 | 2.99 | 3.173 | 40.0 |
| Julio | 238.1 | 56.2 | 26.8 | 3.10 | 2.937 | 34.8 |
| Agosto | 210.0 | 53.0 | 26.3 | 3.00 | 3.019 | 36.3 |
| Septiembre | 155.6 | 49.9 | 21.1 | 2.60 | 2.948 | 44.7 |
| Octubre | 107.5 | 42.4 | 15.4 | 2.51 | 2.860 | 59.1 |
| Noviembre | 67.7 | 27.5 | 8.9 | 2.80 | 2.628 | 68.8 |
| Diciembre | 54.8 | 25.1 | 6.0 | 2.40 | 2.527 | 72.4 |
| **Año** | **1707.5** | **569.5** | **15.0** | **2.9** | **2.874** | **54.8** |

**Irradiación horizontal global variabilidad año a año 4.3%**

Ilustración 22. Meteo mensual para las coordenadas fijadas en PVsyst (Base de datos Meteonorm 8.0). Fuente: PVsyst

**Parámetros principales**

Orientación.

Un parámetro clave a la hora de dimensionar una planta de autoconsumo fotovoltaico en PVsyst es establecer las orientaciones que tendrán las placas una vez instaladas. Esto se puede hacer de dos maneras, la primera de ella consiste en introducir manualmente las orientaciones y las inclinaciones de cada una de las cubiertas dónde se instalarán las placas. Y la segunda consiste en hacer un paso previo de diseño en 3D del sistema y que PVsyst obtenga de ese diseño las inclinaciones y orientaciones pertinentes.

Se decide por la segunda opción, donde se modelan en 3D las instalaciones de LJ, este paso en PVsyst es opcional y se denomina “Sombreados Cercanos”. Lo primero que se debe hacer en este paso es importar el modelo 3D previamente diseñado en la aplicación SketchUp.

En este modelado hay que tener en cuenta todas las características de las cubiertas y dibujarlo lo más fidedigno posible, para ello lo que se hace es extruir desde un plano de Google Maps todas las cubiertas. Con ello se consigue una orientación muy precisa de cada una de las vertientes de las cubiertas. Una vez se extruyen los edificios, se modifican las orientaciones

de las cubiertas (que no se pueden obtener desde el plano de Google) y se dibuja una distribución de como quedarían los módulos. Para ello se dibujan rectángulos del tamaño de los módulos y se definen de un material determinado que posteriormente se corresponderá con el material fotovoltaico. Se obtiene el siguiente modelo:

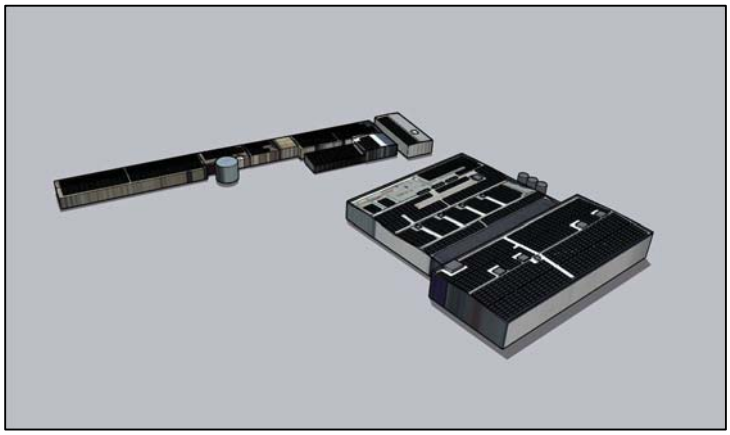


Ilustración 23. Modelo de la planta en SketchUp. Fuente: Elaboración propia en PVsyst

Una vez se tiene el modelo, se guarda como archivo 3D para posteriormente cargarlo en el PVsyst obteniendo el siguiente modelo:

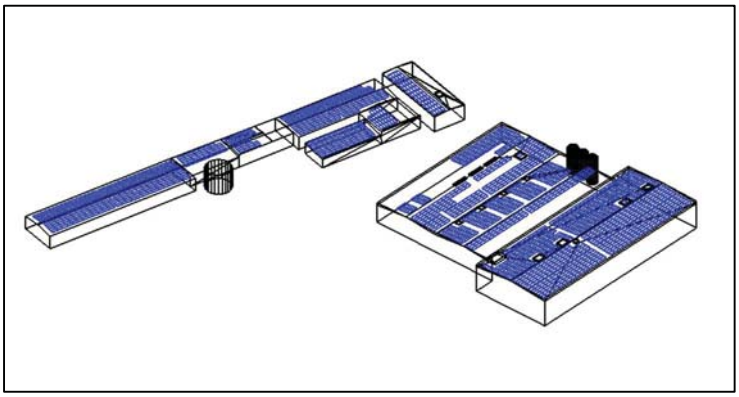


Ilustración 24. Modelo 3D de la planta en PVsyst. Fuente: Elaboración propia en PVsyst

Una vez realizado el modelo, se obtienen las siguientes orientaciones:

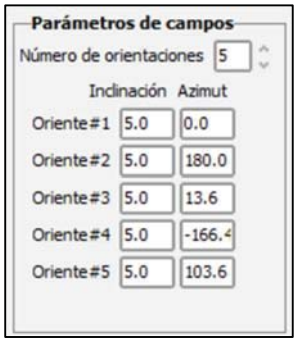



Ilustración 25. Parámetros de Orientación en PVsyst. Fuente: Elaboración propia en PVsyst

Sistema

Se puede definir este punto como el más importante a la hora de diseñar la planta. Consiste en distribuir el conjunto de todos los módulos en una serie de subconjuntos. Estos subconjuntos se definen por una serie de strings[4] (con un determinado número de módulos cada uno) que se conectan en los inversores.

El esquema simplificado del sistema, aportado por PVsyst, es el siguiente:

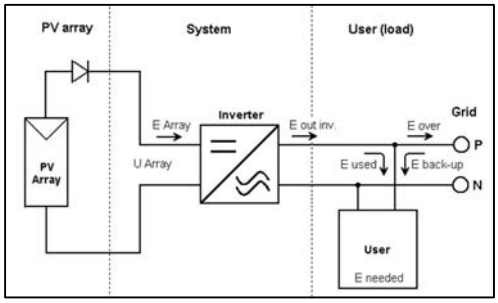



Ilustración 26. Esquema simplificado de la planta conectada a red. Fuente: PVsyst

Para poder diseñar el sistema mencionado hay que completar los siguientes pasos por cada uno de los subconjuntos, estos se muestran en la siguiente ventana:

[4] Se entiende por string la conexión en serie de módulos fotovoltaicos.

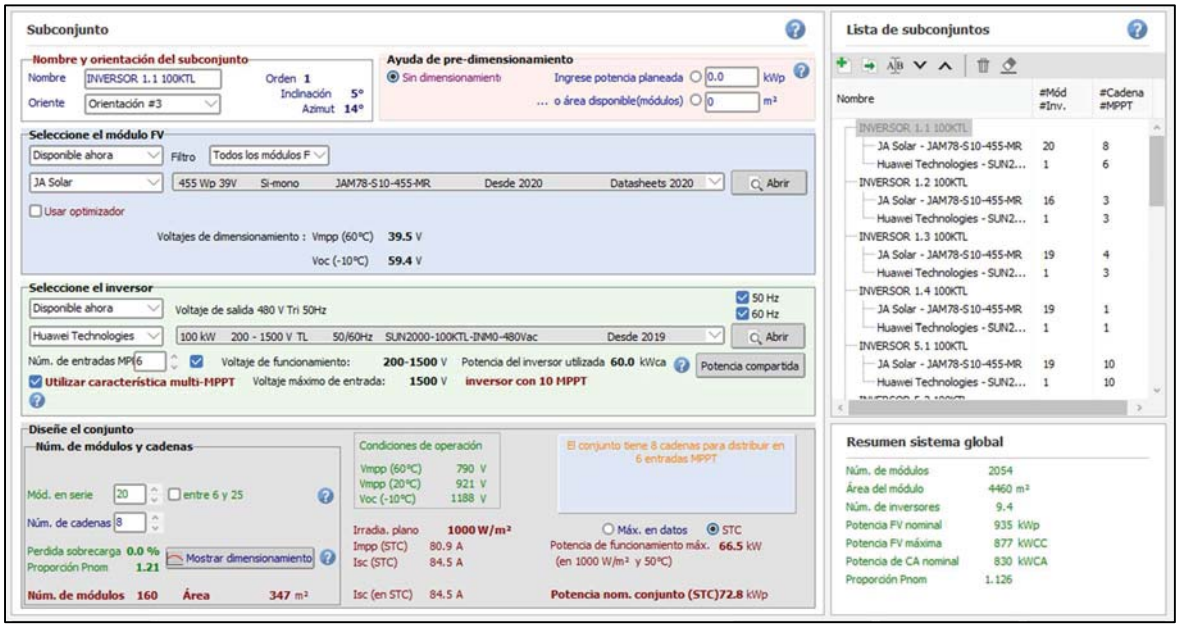



Ilustración 27. Definición del sistema de red. Fuente: PVsyst

1. Nombre y orientación del subconjunto.
2. Módulo FV.

   En esta planta de utilizan los mismos módulos en todos los subconjuntos, por ello, se seleccionan al comienzo del diseño y no se modifican. Dentro de la base de datos de PVsyst están la mayoría de los módulos comercializados en el mundo, uno de ellos es el que vamos a utilizar en la planta, **JAM-S10-455-MR**. Estos tienen una potencia nominal de 455 Wp, teniendo en cuenta la distribución resultante que aparece en el modelo, se dimensiona para instalar **2054 módulos**. (Resultando una potencia instalada de 934.570 Wp).

   Las características aportadas por PVsyst de este módulo son:

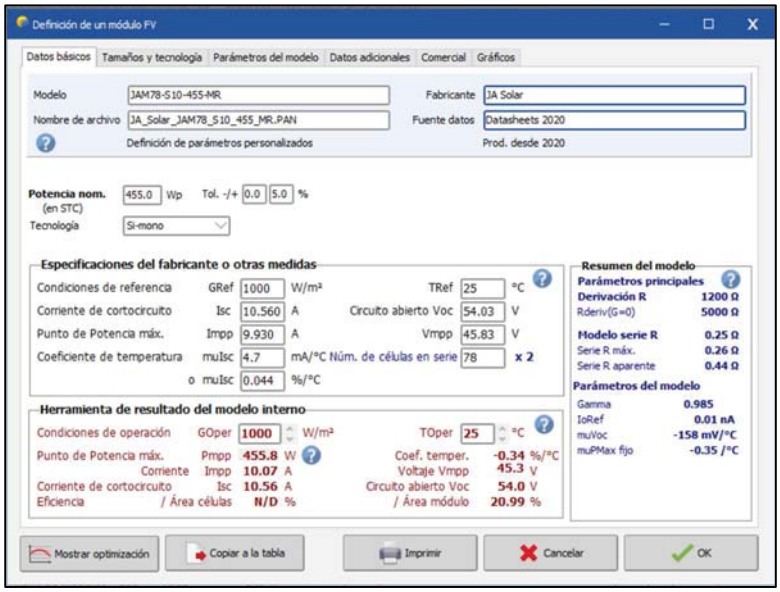



Ilustración 28. Datos básicos de la definición del módulo FV aportados por PVsyst. Fuente: PVsyst

Estos datos se corresponden con los mostrados en las hojas de características presentadas en el apartado de anexos.

3. <u>Inversor.</u>

En este caso, dependiendo de la zona de la planta se selecciona un inversor u otro. Como se ha comentado antes, la planta se dimensiona para tener una ratio kWp/kWn de 1,20 aproximadamente. Esto significa una potencia nominal en inversores de 780 kWn. Existen varias posibilidades de distribuir esta potencia nominal, existen inversores desde de 2 kW hasta 175 kW, en esta planta se decide por instalar el mayor número de inversores de 100 kW posible y distribuir el resto de la potencia en inversores de 60kW, se decide esta distribución debido a la distribución de los módulos que nos permite agrupar un gran número de strings en cada uno de los inversores debido a la proximidad de cada una de las cubiertas. `

La distribución final queda:

- **SUN2000-100KTL**.
  *Las características aportadas por PVsyst de este inversor son:*

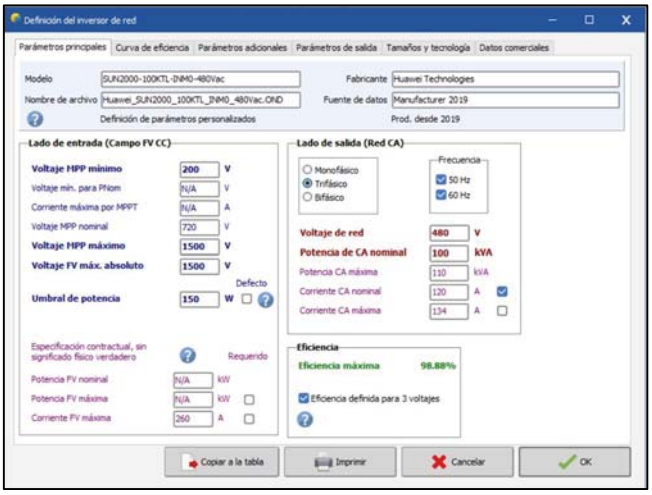



Ilustración 29. Datos básicos de la definición del inversor SUN2000-100KTL aportados por PVsyst. Fuente: PVsyst

- **SUN2000-60KTL**

  *Las características aportadas por PVsyst de este inversor son:*

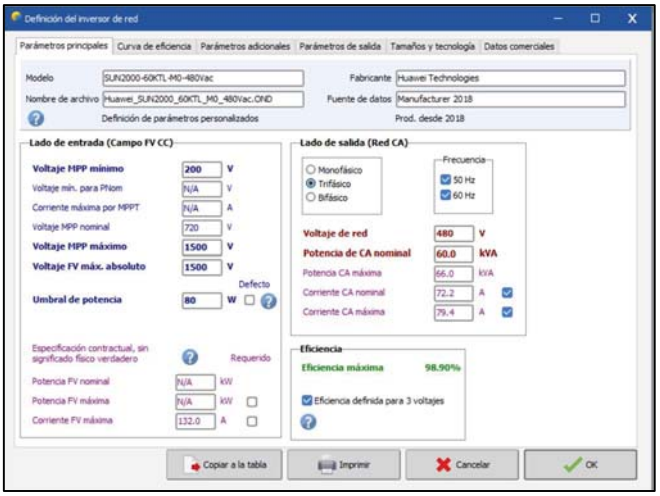



Ilustración 30. Datos básicos de la definición del inversor SUN2000-60KTL aportados por PVsyst. Fuente: PVsyst

En conclusión, se distribuye la potencia instalada en **6 inversores SUN2000-100KTL** y **3 inversores SUN2000-60KTL** marca Huawei.

4. Diseño del conjunto.

   Una vez se tiene diseñado el número de módulos, inversores y sus potencias nominales, se deben distribuir los módulos en cadenas (strings) que se conectan a cada uno de los inversores. Las cadenas deben tener entre 16 y 20 módulos en serie, estos números son tales que el ratio de potencia de entrada y potencia nominal en los inversores es próximo a 1,20.

   A la hora de distribuir lo módulos en los diferentes subconjuntos, se selecciona la característica multi-MPPT[5] ya que los inversores tienen más de una entrada cada uno. En cada una de esas entradas MPPT se conectará un string, estos string se componen de un conjunto de módulos conectados en serie. El número que componen esas series debe variar entre 16 y 20 con el fin de trabajar en una zona eficiente de la característica de funcionamiento del inversor. Para una serie de 16 módulos, la potencia nominal de ese string es 7,27 kW y en el caso de 20 módulos, 9,1 kW. La potencia nominal de los inversores (100 kWn y 60 kWn) se divide de una forma proporcional entre el número de entradas seleccionadas, en PVsyst se denomina "*Número de entradas MPPT"* y se selecciona en el propio cuadro del inversor como se aprecia en la foto:




Ilustración 31. Pestaña de Inversor dentro de la definición del sistema en PVsyst. Fuente: PVsyst

[5] MPPT: "*Maximum Power Point Tracking" Regulador solar encargado de buscar el punto de tensión donde el panel ofrece la máxima potencia posible. La característica multi-MPPT nos permite tener más de una entrada para el mismo inversor. En el caso de los inversores SUN2000-100KTL, son 20 entradas (2x10) y en el caso de SUN2000-60KTL son 12 entradas (2x6).*

Finalmente, el informe del dimensionamiento de PVsyst nos muestra cómo queda definido el sistema, traslado a una tabla de Excel con los datos más relevantes queda:

| Subconjunto | Orientación | Inclinación | Azimut | Nº de módulos FV | Nominal (STC) [kWp] | Módulos [string x módulos] | Número de inversores | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | #3 | 5º | 14º | 160 | 72,8 | 8x20 | 6 MPPT 10 % (0,6) | SUN2000-100KTL |
| 2 | #3 | 5º | 14º | 48 | 21,84 | 8x20 | 3 MPPT 10 % (0,3) | |
| 3 | #3 | 5º | 14º | 76 | 34,6 | 4x19 | 3 MPPT 10 % (0,3) | |
| 4 | #5 | 5º | 104º | 19 | 8,65 | 1x19 | 1 MPPT 10% (0,1) | |
| 5 | #1 | 5º | 0º | 190 | 86,5 | 10x19 | 10 MPPT 10 % (1) | |
| 6 | #2 | 5º | 180º | 120 | 54,6 | 6x20 | 6 MPPT 10% (0,6) | |
| 7 | #2 | 5º | 180º | 150 | 54,6 | 6x20 | 6 MPPT 10% (0,6) | |
| 8 | #1 | 5º | 0º | 190 | 86,5 | 10x19 | 10 MPPT 10% (1) | |
| 9 | #1 | 5º | 0º | 19 | 8,65 | 1x19 | 1 MPPT 10% (0,1) | |
| 10 | #2 | 5º | 180º | 76 | 34,6 | 4x19 | 4 MPPT 10% (0,4) | |
| 11 | #1 | 5º | 0º | 120 | 54,6 | 6x20 | 6 MPPT 10% (0,6) | |
| 12 | #1 | 5º | 0º | 180 | 81,9 | 9x20 | 9 MPPT 10% (0,9) | |
| 13 | #1 | 5º | 0º | 20 | 9,1 | 1x20 | 1 MPPT 10% (0,1) | |
| 14 | #2 | 5º | 180º | 340 | 155 | 17x 20 | 1 | |
| 15 | #1 | 5º | 0º | 280 | 127 | 14x20 | 2 | SUN2000-60KTL |
| 16 | #5 | 5º | 104º | 60 | 27,3 | 3x20 | 3 MPPT 17% (0,5) | |
| 17 | #4 | 5º | - 166º | 20 | 9,1 | 1x20 | 1 MPPT 17% (0,17) | |
| 18 | #4 | 5º | - 166º | 16 | 7,28 | 1x16 | 1 MPPT 17% (0,17) | |

Tabla 7. Distribución de los subconjuntos de PVsyst. Fuente: Elaboración propia con datos de PVsyst

Pérdidas detalladas

En este apartado se puede hacer un dimensionamiento al gusto de las pérdidas detalladas de la planta, en este proyecto se intenta ser lo más realista posible, por ello la mayoría de los parámetros se escogen por defecto. Estas pérdidas se dividen en una serie de grupos:

- Parámetro térmico
  En este apartado se define el factor de pérdidas térmicas del conjunto. La fórmula que sigue este factor es la siguiente:

$$U = U_C + U_V * V_{viento}$$

Ecuación 1. Factor de pérdida térmica.

Los valores difieren en función del montaje de los módulos de la planta, en este caso, al ser módulos semi-integrados con conducto de aire detrás, los valores son:

$U_C$: Factor de pérdida constante = 20,0 W/m$^2$K

$U_V$: Factor de pérdida del viento = 0,0 W/m$^2$K

- Pérdidas óhmicas
  En este apartado se contemplan tano las pérdidas en el circuito de corriente continua como en el circuito de corriente alterna.
  - Circuito CC: Se establecen por defecto "**Fracción de pérdida en STC**" que significa un 1,50% (*como marca la normativa y sobre lo que se ajusta la sección de los conductores como se demuestra en el anexo de Cálculos Justificativos*). El resultado mostrado en el informe de PVsyst es:

**DC wiring losses**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Global wiring resistance | 10 mΩ | | |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | | |
| **Array #1 - INVERSOR 1.1 100KTL** | | **Array #2 - INVERSOR 1.2 100KTL** | |
| Global array res. | 169 mΩ | Global array res. | 360 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #3 - INVERSOR 1.3 100KTL** | | **Array #4 - INVERSOR 1.4 100KTL** | |
| Global array res. | 320 mΩ | Global array res. | 1281 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #5 - INVERSOR 5.1 100KTL** | | **Array #6 - INVERSOR 5.2 100KTL** | |
| Global array res. | 128 mΩ | Global array res. | 225 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #7 - INVERSOR 6.1 100KTL** | | **Array #8 - INVERSOR 6.2 100KTL** | |
| Global array res. | 225 mΩ | Global array res. | 128 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #9 - INVERSOR 6.3 100KTL** | | **Array #10 - INVERSOR 7.1 100KTL** | |
| Global array res. | 1281 mΩ | Global array res. | 320 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #11 - INVERSOR 7.2 100KTL** | | **Array #12 - INVERSOR 8.1 100KTL** | |
| Global array res. | 225 mΩ | Global array res. | 150 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #13 - INVERSOR 8.2 100KTL** | | **Array #14 - INVERSOR 9 100KTL** | |
| Global array res. | 1349 mΩ | Global array res. | 79 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #15 - INVERSOR 2 y 3 60KTL** | | **Array #16 - INVERSOR 4.1 60KTL** | |
| Global array res. | 96 mΩ | Global array res. | 450 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #17 - INVERSOR 4.2 60KTL** | | **Array #18 - INVERSOR 4.3** | |
| Global array res. | 1349 mΩ | Global array res. | 1079 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |

Ilustración 32. Pérdidas del circuito CC en PVsyst. Fuente: PVsyst

  - Circuito CA: Se calculan las pérdidas en función de la longitud que hay desde el inversor hasta el cuadro eléctrico y la sección de dicho conductor quedando:

**AC wiring losses**

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Inv. output line up to injection point** | | | |
| Inverter voltage | 480 Vac tri | | |
| Loss Fraction | 0.07 % at STC | | |
| **Inverters: SUN2000-100KTL-INM0-480Vac, SUN2000-60KTL-M0-480Vac** | | **Inverter: SUN2000-60KTL-M0-480Vac** | |
| Wire section (7 Inv.) | Copper 7 x 3 x 95 mm² | Wire section (2 Inv.) | Copper 2 x 3 x 25 mm² |
| Average wires length | 5 m | Average wires length | 9 m |

Ilustración 33. Pérdidas del circuito CA en PVsyst. Fuente: PVsyst

- Calidad del módulo
  Este apartado recoge las pérdidas debidas a la calidad propia del módulo, son por defecto y no se recomienda cambiarlas para ser lo más realistas posible en la simulación. Estas pérdidas quedan:

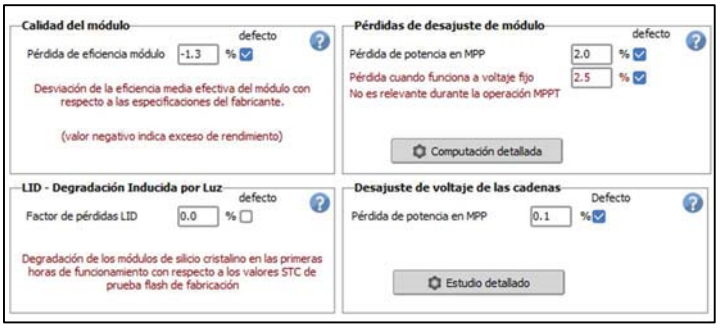



Ilustración 34. Pérdidas debido a la calidad del módulo, LID y desajuste. Fuente: PVsyst

- Pérdida de suciedad
  Se establece por defecto una pérdida del 3% anual debido a la suciedad de los módulos.

- Pérdidas IAM
  Estas pérdidas son debidas al ángulo de incidencia de la radiación solar en cada uno de los módulos y se corresponde con el siguiente gráfico:

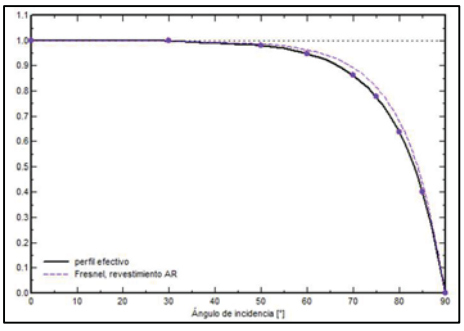



Ilustración 35. Modificador del ángulo de incidencia, pérdidas debido a IAM. Fuente: PVsyst

- Envejecimiento
  En cuanto al envejecimiento, el avance de la degradación de los módulos nos la proporciona el fabricante y PVsyst la recoge en su base de datos.

En la siguiente ventana se puede apreciar tanto las pérdidas al cabo de los años como la reducción de la eficiencia en diversos estudios, uno de ellos la propia garantía del fabricante:

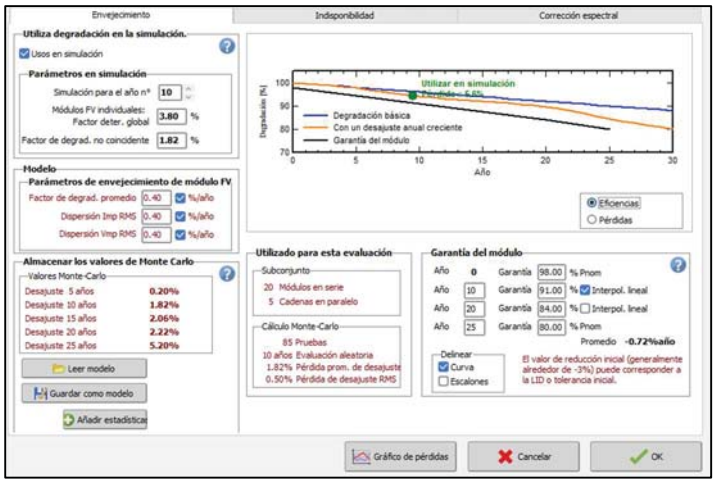
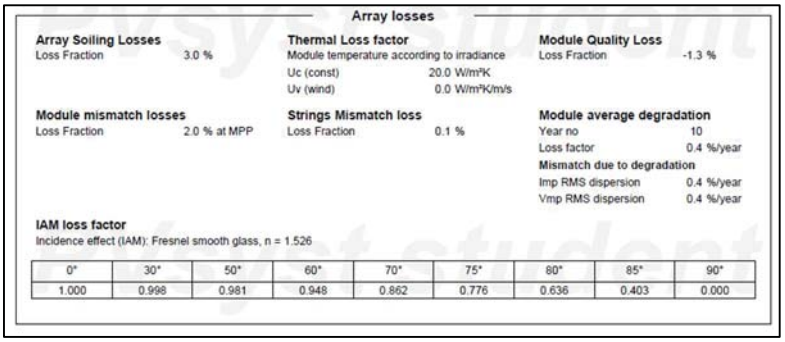



Ilustración 36. Pérdida debido al envejecimiento de la planta (PVsyst). Fuente: PVsyst

- Indisponibilidad
  Esta sección de pérdidas depende de la estrategia de cada empresa y de lo realista que es la simulación. En nuestro caso, considerando 6 días de indisponibilidad al año, ya sea por mantenimiento, calimas, limpiezas, etc… las pérdidas resultantes son del 1,6%.

A modo de resumen, el informe de PVsyst nos detalla las pérdidas de la siguiente manera:



**Array losses**

**Array Soiling Losses**
Loss Fraction 3.0 %

**Thermal Loss factor**
Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

**Module Quality Loss**
Loss Fraction -1.3 %

**Module mismatch losses**
Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**
Loss Fraction 0.1 %

**Module average degradation**
Year no 10
Loss factor 0.4 %/year
**Mismatch due to degradation**
Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

**IAM loss factor**
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.000 | 0.998 | 0.981 | 0.948 | 0.862 | 0.776 | 0.636 | 0.403 | 0.000 |

Ilustración 37. Resumen de pérdidas aportado por PVsyst. Fuente: PVsyst

Autoconsumo

Dentro del apartado de parámetros principales, ya que no se dimensiona la posibilidad de tener almacenamiento, este es el último apartado. En este apartado se va a introducir un archivo *.csv* en el que, modificado acorde con la plantilla de PVsyst, se introduce el consumo por hora que ha tenido LJ en el último año.

Este consumo se gráfica en PVsyst quedando:

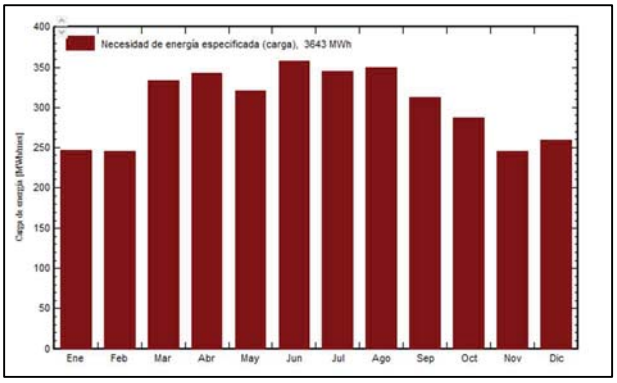



Ilustración 38. Consumo mensual de LJ dibujado en PVsyst con el que se dimensiona el autoconsumo. Fuente: PVsyst

Al introducir este archivo con los datos de consumo de LJ el software nos permite calcular el porcentaje de energía que aportaría la planta al consumo y con ello calcular más adelante el ahorro.

**Opcional.**

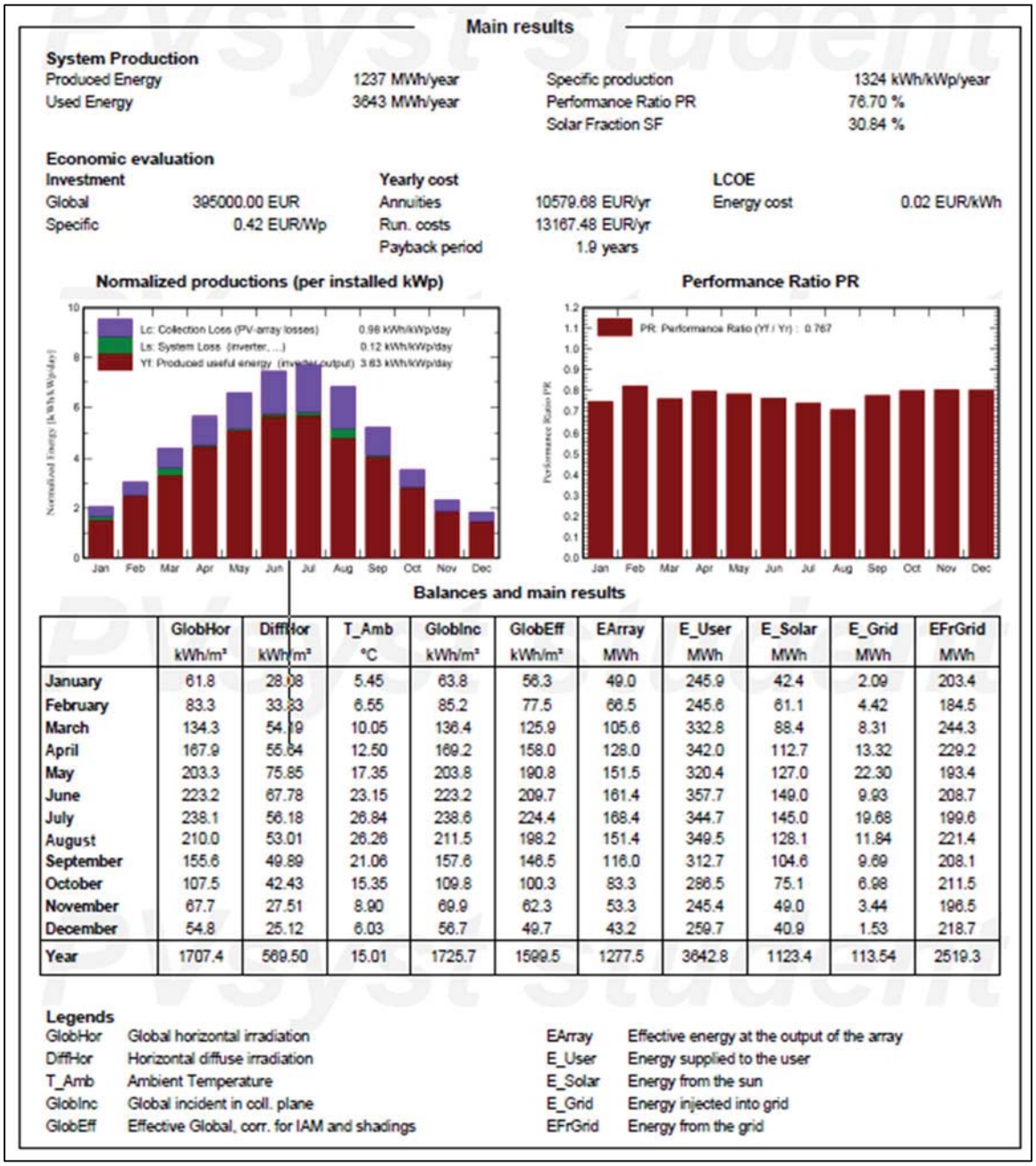
Horizonte.

En este apartado se define el horizonte cercano de las instalaciones con el fin de considerar posibles pérdidas debidas a la situación geográfica del emplazamiento. Por ejemplo, si las instalaciones estuviesen en un valle o en la ladera de una montaña, a ciertas horas del día estos obstáculos harían sombra a la planta reduciendo su producción. Sin embargo, debido a que la finca de LJ se encuentra si ningún obstáculo de esta índole a su alrededor, no se consideran pérdidas debido al "Horizonte".

Sombreados cercanos.

En este apartado es dónde se introduce el modelado de la planta en 3D. No solo sirve para obtener la inclinación y la orientación de cada una de las cubiertas, sirve también para obtener las pérdidas debido a las sombras que los diferentes elementos puedan hacer a la planta solar, por ejemplo, edificios colindantes o estructuras elevadas. El resultado de las pérdidas por sombreados cercanos (seleccionando la opción de "*Sombreados Lineales*") es de alrededor de 0.60%, esto es debido a que las zonas dónde se conoce que hay sombras recurrentes no se implantan módulos.

**Resultados Principales.**



**Main results**

**System Production**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Produced Energy | 1237 MWh/year | Specific production | 1324 kWh/kWp/year |
| Used Energy | 3643 MWh/year | Performance Ratio PR | 76.70 % |
| | | Solar Fraction SF | 30.84 % |

**Economic evaluation**

| Investment | | Yearly cost | | LCOE | |
|---|---|---|---|---|---|
| Global | 395000.00 EUR | Annuities | 10579.68 EUR/yr | Energy cost | 0.02 EUR/kWh |
| Specific | 0.42 EUR/Wp | Run. costs | 13167.48 EUR/yr | | |
| | | Payback period | 1.9 years | | |

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray MWh | E_User MWh | E_Solar MWh | E_Grid MWh | EFrGrid MWh |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| January | 61.8 | 28.08 | 5.45 | 63.8 | 56.3 | 49.0 | 245.9 | 42.4 | 2.09 | 203.4 |
| February | 83.3 | 33.83 | 6.55 | 85.2 | 77.5 | 66.5 | 245.6 | 61.1 | 4.42 | 184.5 |
| March | 134.3 | 54.19 | 10.05 | 136.4 | 125.9 | 105.6 | 332.8 | 88.4 | 8.31 | 244.3 |
| April | 167.9 | 55.64 | 12.50 | 169.2 | 158.0 | 128.0 | 342.0 | 112.7 | 13.32 | 229.2 |
| May | 203.3 | 75.85 | 17.35 | 203.8 | 190.8 | 151.5 | 320.4 | 127.0 | 22.30 | 193.4 |
| June | 223.2 | 67.78 | 23.15 | 223.2 | 209.7 | 161.4 | 357.7 | 149.0 | 9.93 | 208.7 |
| July | 238.1 | 56.18 | 26.84 | 238.6 | 224.4 | 168.4 | 344.7 | 145.0 | 19.68 | 199.6 |
| August | 210.0 | 53.01 | 26.26 | 211.5 | 198.2 | 151.4 | 349.5 | 128.1 | 11.84 | 221.4 |
| September | 155.6 | 49.89 | 21.06 | 157.6 | 146.5 | 116.0 | 312.7 | 104.6 | 9.69 | 208.1 |
| October | 107.5 | 42.43 | 15.35 | 109.8 | 100.3 | 83.3 | 286.5 | 75.1 | 6.98 | 211.5 |
| November | 67.7 | 27.51 | 8.90 | 69.9 | 62.3 | 53.3 | 245.4 | 49.0 | 3.44 | 196.5 |
| December | 54.8 | 25.12 | 6.03 | 56.7 | 49.7 | 43.2 | 259.7 | 40.9 | 1.53 | 218.7 |
| Year | 1707.4 | 569.50 | 15.01 | 1725.7 | 1599.5 | 1277.5 | 3642.8 | 1123.4 | 113.54 | 2519.3 |

**Legends**

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

Ilustración 39. Resultados principales de la simulación PVsyst. Fuente: PVsyst

En la ilustración anterior PVsyst recoge los principales resultados de la simulación correspondiente. Cabe destacar la **producción anual** de **1.237 MWh**, el "*Performance Ratio PR"* próximo a 76,70% y el resultado de un estudio económico que se mencionará más adelante.

Por otro lado, también se presenta el diagrama de Sankey donde se pueden apreciar todas las pérdidas detalladas y la energía total producida, se puede ver también la energía que necesitaría LJ de la red y la que se vierte desde la planta a la red.

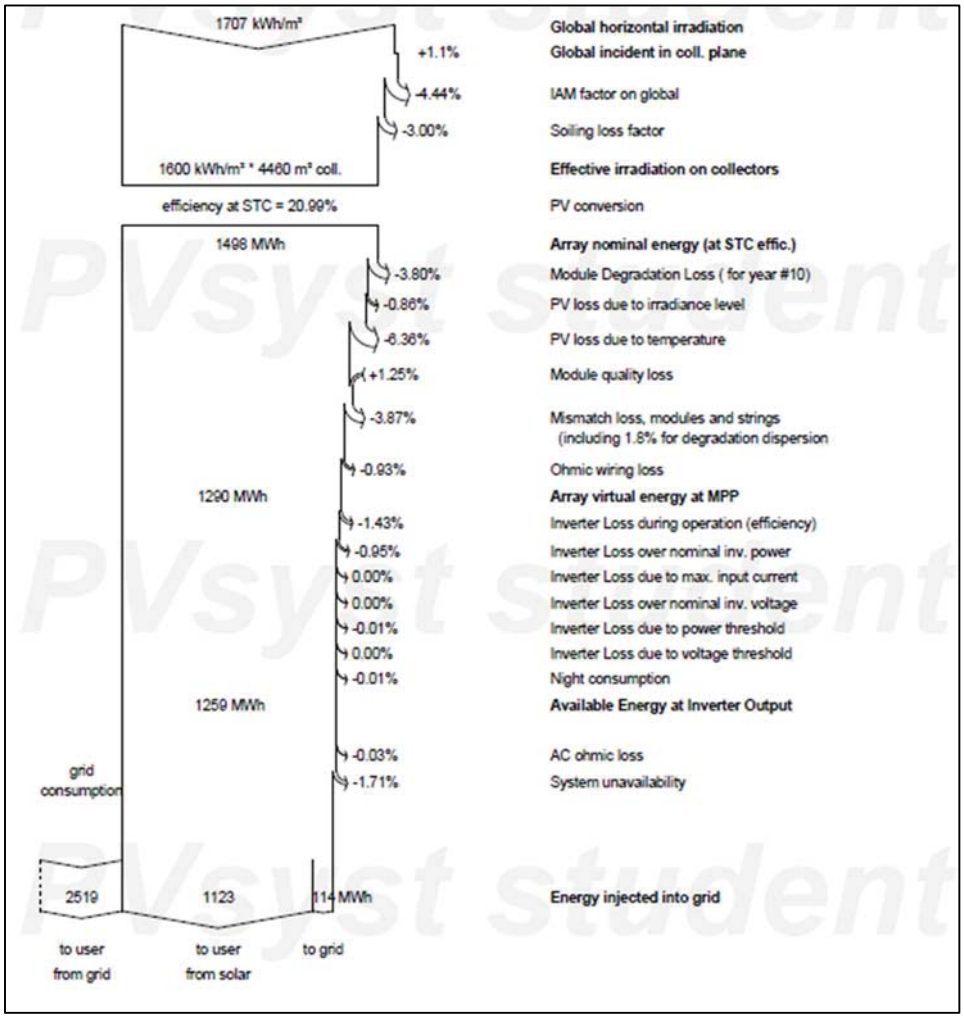



Ilustración 40. Diagrama de pérdidas (Sankey) aportado por PVsyst. Fuente: PVsyst

En este se puede ver la irradiación que llega a los módulos (**1707 kWh/m$^2$**), de esta energía sólo una parte es efectiva en los colectores (1600 kWh/m$^2$ x 4460 m$^2$ colect.). Teniendo en cuenta que la eficiencia de la planta en condiciones STC[6] es de un 20,41%, la energía que la planta solar fotovoltaica convierte del sol en energía útil es **1498 MWh**.

De esta energía se restan todas las pérdidas comentadas anteriormente resultando una en energía disponible en la salida del inversor de **1259 MWh**, a esto se le debe restar las pérdidas debido a la indisponibilidad de la planta y las pérdidas óhmicas en el circuito de corriente alterna, y resulta una energía total inyectada en la red interna de LJ de **1123 MWh**.

Como el consumo de LJ para el año 2021 fue de **3.642 MWh**, si comparamos ambos datos y extrapolamos a una generación futura, la energía de LJ se distribuirá de la siguiente manera:

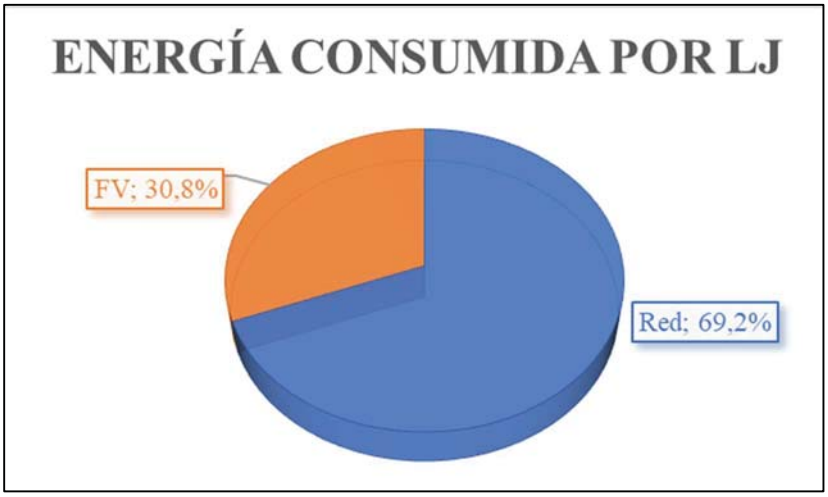



Ilustración 41. Distribución de la energía consumida por LJ según los resultados de PVsyst. Fuente: Elaboración propia con datos de PVsyst.

Cabe recalcar los excedentes de la planta, estos suman un total de 114 MWh/año, que se corresponde con un 10% según el análisis de PVsyst.

[6] STC: "*Standar Test Condictions*"

**Resultado económico y medioambiental.**

Pese a que más adelante se realizará un análisis económico más detallado de la inversión realizada, PVsyst nos ofrece la posibilidad de realizar una simulación financiera de la planta. Nos ofrece también un pequeño análisis medioambiental relacionado con las emisiones de $CO_2$ ahorradas.

*El resultado de ambos estudios, así como una serie de gráficos que los acompañan se presentan en el apartado de anexos.*

# *13. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA.*

**a.** Características generales

La instalación recogida en este proyecto técnico incorporará todos los elementos necesarios para garantizar la protección de las personas, asegurar la calidad de suministro y evitar bajo cualquier circunstancia una avería en la red eléctrica.

Los módulos, anclados a las cubiertas mediante estructuras fijas, son los encargados de generar energía a partir de la radiación recibida del sol. Estos generan corriente continua a la salida.

La corriente continua de salida de los módulos llega a los inversores, estos son los encargados de convertir dicha corriente en corriente alterna. Esta corriente alterna es la que se inyectará en los consumos de la instalación.

Con el fin de garantizar en todo momento la seguridad de las personas y una buena calidad en el suministro de energía por parte de la planta, esta constará de las protecciones necesarias tanto en el tramo de corriente continua como en el tramo de corriente alterna.

La conexión eléctrica de los módulos con los inversores se realizará en los diferentes cuadros eléctricos distribuidos por la instalación. Estos incorporarán los mecanismos necesarios para proteger y asegurar el suministro frente posibles fallos en la planta.

Se incorpora un sistema anti-vertido, cumpliendo así con las especificaciones de una planta solar fotovoltaica aislada de la red y sin vertido de excedentes.

La superficie de actuación donde irán colocados todos los elementos de la instalación teniendo en cuenta las zonas de tránsito será aproximadamente 10.000 $m^2$. Sobre gran parte de ella irán los módulos correspondientes para conseguir los 934,57 kWp de potencia instalada. Con estas características, dentro del Código Técnico de Edificación, la instalación se encuentra dentro del ámbito de aplicación de la Sección HE 5 (*Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica)* del mencionado código como se aprecia en la siguiente tabla:

| Tipo de uso | Límite de aplicación |
|---|---|
| Hipermercado | 5.000 $m^2$ construidos |
| Multitienda y centros de ocio | 3.000 $m^2$ construidos |
| Nave de almacenamiento | 10.000 $m^2$ construidos |
| Administrativos | 4.000 $m^2$ construidos |
| Hoteles y hostales | 100 plazas |
| Hospitales y clínicas | 100 camas |
| Pabellones de recintos feriales | 10.000 $m^2$ construidos |

Tabla 8. Ámbito de aplicación Sección HE 5 (CTE). Fuente: CTE

**b.** Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos a usar en la planta solar están constituidos por células de silicio monocristalino de alta eficiencia. La configuración diseñada de "media-celda", tecnología del fabricante, hace que se aumente la potencia de salida, se aumente el rendimiento en función de la temperatura y se reduzca el posible efecto de sombras en la generación de energía. Gracias a su diseño se reducen los puntos calientes, ayudando a mejorar su actuación cuando las temperaturas son elevadas.

El fabricante proporciona una garantía de producto de 12 años y una a garantía de producción de 25. Garantizando una producción mínima de 85% durante todo el periodo.

Cuenta con las normas ISO e IEC aplicables, así como con el certificado TUV de seguridad y producción fotovoltaica.

Para conseguir la potencia instalada deseada, la instalación estará formada por los siguientes módulos fotovoltaicos:

| JAM72S20-455/MR | |
|---|---|
| Tipo de célula | MONOCRISTALINO |
| Potencia pico [Wp] | 455 ± 5 |
| Tensión a circuito abierto. VOC [V] | 49,85 |
| Tensión punto de máxima potencia. Vmp [V] | 41,82 |
| Corriente de cortocircuito. Isc [A] | 11,41 |
| Intensidad punto de máxima potencia. Imp [A] | 10,88 |
| Eficiencia [%] | 20,4 |
| Coeficiente de temperatura Isc [%/ºC] | +0,04 |
| Coeficiente de temperatura VOC [%/ºC] | -0,272 |
| Coeficiente de temperatura Potencia pico [%/ºC] | -0,350 |
| Tensión máxima Alterna [V] | 1.000 |
| Tensión máxima Continua [V] | 1.500 |
| Temperatura de operación [ºC] | -40 ÷ +85 |
| Dimensiones [mm] | 2.120 x 1052 |
| Número de células | 144 (6 x 24) |
| Cantidad [módulos] | 2.054 |

*Tabla 9. Características técnicas de los módulos Fuente: Elaboración propia.*

Configuración: 30 series de 19 módulos + 71 series de 20 módulos + 4 series de 16 módulos

*La ficha técnica podrá consultarse en el apartado de anexos.*

**c.** Inversores

El sistema de transmisión de energía de la planta a las instalaciones está basado en la conversión de corriente continua (generada por los módulos) en corriente alterna (destinada a los consumos). Esto se realiza con un conjunto de inversores de potencia nominal 780 kWn en total. Esta es la suma de 6 inversores de 100 kW y 3 inversores de 80kW.

Las características de dichos inversores son:

| Inversor | SUN2000-100KTL | SUN2000-60KTL |
|---|---|---|
| Eficiencia [%] | 98,8 | 98,9 |
| Potencia Nominal [kW] | 100 | 60 |
| Nº de entradas [strings] | 10 | 6 |
| Intensidad máxima de entrada [A/string] | 26 | 22 |
| Tensión de entrada [V] | 570-720 | 600-720 |
| Intensidad máxima de salida [A] | 168,8 | 100 |
| Tensión de salida [V] | 480 / 400 / 380 | 220 / 380 - 230 / 400 |
| Factor de potencia | 1 | 1 |
| Frecuencia [Hz] | 50 / 60 | 50 / 60 |

*Tabla 10. Características técnicas de los inversores. Fuente: Elaboración propia*

Los inversores mencionados, en aspecto de seguridad para las personas, cumplen con lo establecido en el RD 1699/2011 por el que se regula conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Se emplean técnicas basadas en el aislamiento galvánico de un transformador.

Gracias a ello se puede conectar la instalación a la red de baja tensión del suministro existente, cumpliendo así con la normativa sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas de baja tensión.

Estas funcionalidades y características han sido aprobadas y certificadas por la IEC 62109-2:2011. En esta norma se establecen los requisitos particulares para inversores dentro de lo referido a la seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. En particular, la corriente continua inyectada a la red de distribución por el inversor es inferior al 0,5% del valor eficaz de corriente nominal de salida en alterna. Esta se mide tal y como indica la "*Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras de baja tensión."* dentro de la mencionada norma.

Con respecto al tiempo de reconexión frente a un corte de alimentación en el inversor, la norma IEC 61727:2004 indica que debe ser menor a 3 minutos una vez que los parámetros de red vuelven a estar dentro de los márgenes. Los inversores en cuestión cumplen con dicha norma.

Hay una serie de funciones y propiedades del inversor que no pueden ser modificadas mediante software como:

- Funciones de protección para las frecuencias de interconexión máxima y mínima. (50,5 Hz y 48 Hz)

- Funciones de protección para las tensiones máximas y mínimas. (fase 1: +10%, fase 2: ±15%).

Además, todos los equipos inversores disponen de protección frente al funcionamiento en isla. Esta protección protege tanto a las personas como a las instalaciones en los casos en los que la señal de la red no esté dentro de los márgenes establecidos, momento en el que el inversor debe permanecer desconectado sin corriente de salida.

*Las fichas técnicas y los certificados pertinentes podrán consultarse en el apartado de anexos.*

**d.** Estructura de anclaje

Para poder fijar y orientar los módulos fotovoltaicos en las cubiertas de la instalación es de vital importancia definir de una manera clara la estructura. Es uno de los elementos más críticos de la instalación, debido a la vida útil del resto de componentes, esta estructura debe permanecer más de 20 años cumpliendo su función sin apenas deteriorarse.

Está formada por perfiles de aluminio anodizado, asegurando una gran durabilidad y un mantenimiento residual a lo largo de los años.

Dentro de todas las opciones que hay a la hora de definir la orientación y colocación de la estructura, en LJ se decide que esta sea coplanar sobre cubierta existente.

Las características de esta estructura son:

**Marca:** Suports by Gonvarri Solar Steel

**Modelo:** Estructura coplanar

**Inclinación:** 10º/10º/14º/14º/5º/5º

**Orientación:** 0º/180º/-166º/14º/14º/104º/-76º

**Tipo de anclaje:** Tornillo autoroscante sobre cubierta

**Material:** Aluminio

El anclaje de la estructura a la cubierta se realiza con un tornillo autoroscante con una junta epdm con el fin de asegurar la estanqueidad de las uniones, evitando así problemas de goteras y defectos con el paso de los años. Además, debido a la directiva de LJ de no permitir defectos en las cubiertas (recientemente instaladas) se reforzará las juntas con un cordón de espuma de poliuretano en aquellos agujeros en los que el interior de la cubierta tenga que estar a una temperatura controlada.

**e.** Cableado

Todos los conductores de la instalación estarán fabricados en cobre. Estos conductores estarán sobredimensionados en un 25% por motivos de operativa y seguridad. Las caídas de tensión no superarán el 1,5% en ninguno de los tramos de la instalación.

La línea eléctrica del conjunto de la instalación está divida en dos tramos, estos tramos se diferencian en la naturaleza de la corriente que circula por ellos. El primer tramo estará formado por el cableado correspondiente al circuito de corriente continua de la instalación y el segundo tramo se corresponde con el circuito de corriente alterna.

Tanto los dos tramos de la instalación como su correspondiente acometida eléctrica cumplirán con las prescripciones indicadas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Se van a usar los colores establecidos en la norma UNE 21089 donde se establecen las condiciones para distinguir los diferentes cables aislados:

| | |
|---|---|
| Azul claro | Neutro |
| Azul | Fase |
| Marrón | Fase |
| Gris | Fase |
| Negro | Negativo |
| Rojo | Positivo |

*Tabla 11. Colores de los diferentes cables aislados. Fuente: Elaboración propia*

**f.** Protecciones

La instalación fotovoltaica en estudio constará de dos protecciones diferentes para cada tramo:

**Corriente DC:**

- Protección frente a contactos indirectos

El circuito de corriente continua estará formado por cable aislado. Las partes metálicas de los cuadros eléctricos estarán puestas a tierra. Las partes no metálicas estarán fabricadas en un material plástico con un grado de estanqueidad IP65 y, en el caso de situarse en el exterior, de una robustez suficiente para ser resistentes a la intemperie.

El inversor contará con un detector de fallo de aislamiento de forma que interrumpirá de forma inmediata su funcionamiento avisando del fallo en su display, esto garantiza que no hay contacto indirecto cuando se produzca una derivación a tierra.

- Protección frente a sobreintensidades

Todas las series de los módulos fotovoltaicos estarán protegidas por con fusibles especiales para corriente continua y una tensión 1.500 Vdc. El calibre de cada uno

de los fusibles dependerá del inversor y del módulo a utilizar y garantizará, en cualquier caso, la protección de los equipos en el caso de una sobreintensidad en la línea.

**Corriente AC:**

- Protección frente a contactos indirectos

El circuito de corriente alterna estará formado por cable aislado. Las partes metálicas de los cuadros eléctricos estarán puestos a tierra. Las partes no metálicas estarán fabricadas en un material plástico con un grado de estanqueidad IP65 y, en el caso de situarse en el exterior, de una robustez suficiente para ser resistentes a la intemperie.

La instalación contará con interruptores diferenciales con el fin de proteger a las personas de los contactos directos e indirectos. Esto protegerá en el caso de contacto con partes activas de la instalación con elementos sometidos a un potencial distinto de cero.

- Protección frente a sobreintensidades

El tramo de corriente alterna estará protegido frente a sobreintensidades mediante interruptores magnetotérmicos debidamente dimensionados en cada uno de los tramos del circuito eléctrico.

Además, actuando sobre el interruptor de interconexión, la planta de generación cuenta con protecciones de mínima tensión, conectadas entre las tres fases y que actúan según normativa vigente. Cuenta también con protecciones máxima y mínima frecuencia cuya actuación se produce en los casos en los que la frecuencia no esté en el rango de 49-51 Hz durante el tiempo que marca la normativa (cinco periodos).

A modo de resumen:

**Tramo CC:**

- Interruptor de corte
- Protección de sobreintensidad
- Protección de sobretensión

**Tramo CA:**

- Relés de máxima y mínima tensión y frecuencia
- Limitador de sobretensión
- Interruptor magnetotérmico y diferencial
- Interruptor de corte

**g.** Puesta a tierra

En toda central de generación eléctrica, sin importar la potencia instalada, se deben cumplir los requisitos de puesta a tierra establecidos en la ITC-BT-18. Dichas centrales deben estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos por la norma en cuestión.

En el caso de las instalaciones de generación fotovoltaica, estas deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzca transferencias de defectos a la red pública de distribución ni a la red interna de las instalaciones. **Por ello, la red de tierras resultante de la instalación fotovoltaica debe ser totalmente independiente de la red ya existente perteneciente a la distribuidora.** En este proyecto se asegura que no es posible la transferencia de defectos de la red interna de la planta solar a la red de distribución. Para ello, se dispone de una separación galvánica entre ambas redes como se obliga en el RD 1699/2011.

En el caso de este proyecto, la instalación tendrá una tierra independiente de la red interior a la que se conecta cumpliendo con los estipulado en la ITC-BT-40 apartado 8.2.3. En él se establece que, para este caso en cuestión, las masas de la instalación y receptores se conectarán a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución pública.

Con el fin de no crear diferencias de tensión que puedan ser dañinas para las personas, la toma a tierra tanto de la estructura de anclaje como de los módulos y el borne de cada inversor se conectarán a la correspondiente tierra de protección ya existente en las instalaciones.

**h.** Monitorización

Como es habitual y buscando siempre la mejora en el rendimiento de la instalación, esta constará de un sistema de monitorización 24h que servirá para verificar el correcto funcionamiento de la instalación y para poder analizar y detectar posibles fallos o bajadas inesperadas en la producción.

Este sistema de monitorización estará formado por:

- Contadores de energía de medida directa: Estos equipos se instalarán cuando la intensidad sea menor que 63 A, esto permitirá conectar el cableado directamente al medidor.
- Contadores de energía de medida indirecta: Estos equipos se instalarán cuando no sea posible conectar el cableado directamente al medidor debido a que la intensidad que circula por el mismo es mayor que 63 A.
- Datalogger: Es el equipo encargado de transmitir los datos a través de la red de datos proporcionada por una tarjeta SIM hasta un portal web. Esto facilita la visualización de la situación de la planta en cada momento desde un dispositivo móvil.
- Fuente de alimentación: Proporciona energía en CC al datalogger
- Estación meteorológica: Cuanta con una célula calibrada para poder medir la irradiancia en su plano y dos sondas de temperatura que servirán para medir la temperatura en cada momento. Todo ello servirá para calcular el rendimiento de la instalación solar fotovoltaica en función de las condiciones ambientales.

*Las fichas técnicas de estos equipos se pueden consultar en el apartado de anexos.*

i. Cumplimiento del Reglamento de Baja Tensión

A la hora de realizar una correcta memoria de este proyecto técnico se ha tenido siempre presente el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión, así como todos sus anexos complementarios y comentarios. En concreto, dentro del REBT, en cuanto a lo que se refiere a las instalaciones de generación de energía, la instrucción que sirve de guía es ITC BT-40 (“Instalaciones generadores de Baja Tensión”).

De acuerdo con la citada normativa, se puede clasificar la planta solar fotovoltaica a ejecutar como una plana de generación interconectada. Esto se deriva de su naturaleza en la que esta trabaja de una forma conjunta con la propia red eléctrica existente. Con lo relacionado a la potencia máxima de esta central de generación, citando textualmente la instrucción técnica ITC BT-40:

*"La potencia máxima de las centrales interconectadas a una Red de Distribución Pública, estará condicionada por las características de ésta: tensión de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de transporte de línea, potencia consumida en la red de baja tensión, etc."*

Estás condiciones ya están fijadas y se han tenido presentes a la hora de redactar esta memoria.

Los equipos de maniobra y medida que dispone el punto de interconexión de la planta se sitúan en origen de las instalaciones en un punto único y accesible en todo momento por la empresa distribuidora, en este caso Iberdrola Distribución (i-DE). En este mismo punto se instalará un interruptor automático del que descuelga el conjunto de protecciones. Estas protecciones aseguran que, en caso de falta interna en la instalación, no se perturbe el correcto funcionamiento de las redes conectadas. Por otro lado, en caso de falta en las redes externas, este interruptor asegura la desconexión de la planta hasta que no exista una tensión estable en la Red de Distribución Pública.

En esta planta no se plantea la posibilidad de verter energía excedentaria a la Red de Distribución Pública, por lo que no es necesario tener un equipo que controle dicho flujo. Sin embargo, para conseguir que no exista este vertido a la red, la planta cuenta con un sistema anti-vertido homologado que desconecta la propia planta en caso de producir más de lo que se está consumiendo en las instalaciones. Las características de este equipamiento se recogen en el apartado de anexos junto con su respectiva ficha técnica**.**

Como se detalla en el apartado de *Cableado*, el sistema de cables debe estar dimensionado en un 125% de la intensidad máxima que se puede llegar a dar. La caída de tensión máxima es de 1,5% para intensidad nominal. Estas dos restricciones se cumplen en la planta solar fotovoltaica a estudiar.

Con respecto a la forma de onda de la tensión generada por la planta, prácticamente senoidal, las tasas máximas de armónicos admisible en la ITC BT-40 son:

| | |
|---|---|
| Armónicos pares | 4/n |
| Armónicos de orden 3 | 5/n |
| Armónicos de orden impar (≥5) | 25/n |

*Tabla 12. Tasas máximas de armónicos según ITC BT-40. Fuente: Elaboración propia*

Estas tasas (en %) no se llegan a alcanzar en ningún momento ni lugar de la instalación como se comenta en la sección de armónicos dentro del anexo de Cálculos Justificativos.

En cuanto a lo que se refiere a protecciones, la planta dispondrá de las protecciones pertinentes que el fabricante aconseja para reducir los posibles daños como consecuencia de defectos tanto internos como externos. Las protecciones mínimas deben ser:

- De sobreintensidad
- De mínima tensión instantánea
- De sobretensión
- De máxima y mínima frecuencia

Independientemente de todo lo comentado, la empresa distribuidora tiene la potestad de desconectar la planta de generación en el momento en el que consideren un riesgo para las personas, animales y bienes como se detalla en la instrucción técnica comentada.

**j.** Aislamiento, resistencia y rigidez dieléctrica

Según normativa, las instalaciones de generación de energía eléctrica deben presentar una resistencia de aislamiento acorde con la siguiente tabla:

| Tensión nominal de la instalación [V] | Tensión de ensayo corriente continua [A] | Resistencia de aislamiento [MΩ] |
|---|---|---|
| MBTS – MBTP | 250 | ≥ 0,25 |
| ≤ 500 | 500 | ≥ 0,50 |
| > 500 | 1000 | ≥ 1,00 |

*Tabla 13. Resistencia de aislamiento mínima de la instalación. Fuente: Elaboración propia*

**k.** Base de datos meteorológicos

Con el fin de ser precisos en cada una de las simulaciones a realizar en el siguiente proyecto técnico, se ha utilizado la siguiente base de datos meteorológicos en la zona de Fuente el Saz de Jarama, Madrid. Estos datos han sido obtenidos realizando una media de las bases de datos de: Solargis, Nasa y Meteonorm.

| MES | RADIACIÓN (KWh/m$^2$) | TEMPERATURA (ºC) |
|---|---|---|
| Enero | 61.8 | 5.45 |
| Febrero | 83.3 | 6.55 |
| Marzo | 134.3 | 9.95 |
| Abril | 167.8 | 12.50 |
| Mayo | 203.3 | 17.35 |
| Junio | 223.2 | 23.15 |
| Julio | 238.1 | 26.84 |
| Agosto | 210.1 | 26.26 |
| Septiembre | 155.6 | 21.06 |
| Octubre | 107.5 | 15.35 |
| Noviembre | 67.8 | 8.9 |
| Diciembre | 54.8 | 6.03 |
| Total | 1676.4 | 15.00 |

*Tabla 14. Base de datos meteorológicos usada para realizar las simulaciones. Fuente: Elaboración propia*

## *14. AHORRO Y CONTAMINACIÓN EVITADA.*

Este apartado se va a dividir en dos, el primero consiste en el cálculo del ahorro económico derivado de la generación de energía de la planta solar y el segundo es el cálculo estimado de la contaminación evitada gracias a generar esa electricidad de una forma limpia, libre de contaminantes.

**Ahorro económico.**

En los momento en los que se está desarrollando este proyecto el IPC está bastante desviado de los valores que seguía en los último años. A fecha de 15/06/2022 este índice de precio tiene un valor de 8,7%, un valor considerablemente superior al 1,5% que se podría estimar años atrás. Sin embargo, para hacer este estudio y colocarse en una posición conservadora, se va a calcular la variación del precio en término de energía en un 2% de incremento debido al IPC y un 0,5% debido a la subida de precio medio a lo largo de los 25 años de vida útil.

El precio medio de la electricidad que ha pagado LJ en el período donde se ha estudiado su consumo es de 115€/MWh, con este precio como punto de partida en el año 2023, se analiza la evolución del ahorro gracias al coste evitado de producción de energía. Por otro lado, hay que tener en cuenta que el funcionamiento de la planta lleva consigo un coste para LJ, este coste anual se estima en 13.300€ y se detalla en el apartado de Presupuesto. Se estima un crecimiento anual del 2% para este coste.

La producción se estima que, debido a la degradación de los módulos e inversores, baje en un 1% anual a lo largo de los 25 años. Esta visto desde un punto de vista conservador, puesto que la garantía del fabricante asegura una degradación anual del 0,6% durante los primeros 25 años.

El resultado del estudio de ahorro en términos de energía y económico queda:

| Año | Producción anual [MWh] | Precio medio [€/MWh ] | O&M | Ahorro [€] |
|---|---|---|---|---|
| 2023 | 1.123,00 | 115,80 | 13.300,00 | 116.743,40 |
| 2024 | 1.111,77 | 118,12 | 13.499,50 | 117.818,33 |
| 2025 | 1.100,65 | 120,48 | 13.701,99 | 118.902,75 |
| 2026 | 1.089,65 | 122,89 | 13.907,52 | 119.996,74 |
| 2027 | 1.078,75 | 125,35 | 14.116,14 | 121.100,39 |
| 2028 | 1.067,96 | 127,85 | 14.327,88 | 122.213,77 |
| 2029 | 1.057,28 | 130,41 | 14.542,80 | 123.336,96 |
| 2030 | 1.046,71 | 133,02 | 14.760,94 | 124.470,04 |
| 2031 | 1.036,24 | 135,68 | 14.982,35 | 125.613,09 |
| 2032 | 1.025,88 | 138,39 | 15.207,09 | 126.766,19 |
| 2033 | 1.015,62 | 141,16 | 15.435,19 | 127.929,42 |
| 2034 | 1.005,46 | 143,98 | 15.666,72 | 129.102,87 |
| 2035 | 995,41 | 146,86 | 15.901,72 | 130.286,61 |
| 2036 | 985,46 | 149,80 | 16.140,25 | 131.480,73 |
| 2037 | 975,60 | 152,80 | 16.382,35 | 132.685,31 |
| 2038 | 965,85 | 155,85 | 16.628,09 | 133.900,44 |
| 2039 | 956,19 | 158,97 | 16.877,51 | 135.126,20 |
| 2040 | 946,63 | 162,15 | 17.130,67 | 136.362,67 |
| 2041 | 937,16 | 165,39 | 17.387,63 | 137.609,95 |
| 2042 | 927,79 | 168,70 | 17.648,44 | 138.868,11 |
| 2043 | 918,51 | 172,07 | 17.913,17 | 140.137,24 |
| 2044 | 909,32 | 175,51 | 18.181,87 | 141.417,44 |
| 2045 | 900,23 | 179,02 | 18.454,60 | 142.708,79 |
| 2046 | 891,23 | 182,60 | 18.731,42 | 144.011,37 |
| 2047 | 882,32 | 186,26 | 19.012,39 | 145.325,28 |
| 2048 | 873,49 | 189,98 | 19.297,57 | 146.650,60 |
| **TOTAL** | 25.824,15 | | **TOTAL** | 3.410.564,70 |

Tabla 15. Ahorro anual gracias a la planta fotovoltaica (sin considerar sustitución inversores). Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en la gráfica, el ahorro en coste de energía asciende a **3.410.564,70€** a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto si no se contemplan otros gastos. Por otro lado, el ahorro en términos de energía consumida, considerando que la producción baja a lo largo de los años asciende a **25.824,15 MWh**.

Sin embargo, la vida útil de los inversores no es de 25 años como la de los módulos, es de 12. Por ello se debe hacer un estudio considerando la sustitución de los inversores en el ecuador del proyecto, esto reduce el ahorro económico total al cabo de los 25 años. Para ese estudio se establece un coste de los inversores dentro del presupuesto de 50.000€ por el

conjunto de los 9. Si se decide realizar esa inversión a mitad de esos 25 años el ahorro total quedaría:

| Año | Producción anual [MWh] | Precio medio [€/MWh ] | O&M | Inversión INVERSORES | Ahorro [€] |
|---|---|---|---|---|---|
| 2023 | 1.123,00 | 115,80 | 13.300,00 | | 116.743,40 |
| 2024 | 1.111,77 | 118,12 | 13.499,50 | | 117.818,33 |
| 2025 | 1.100,65 | 120,48 | 13.701,99 | | 118.902,75 |
| 2026 | 1.089,65 | 122,89 | 13.907,52 | | 119.996,74 |
| 2027 | 1.078,75 | 125,35 | 14.116,14 | | 121.100,39 |
| 2028 | 1.067,96 | 127,85 | 14.327,88 | | 122.213,77 |
| 2029 | 1.057,28 | 130,41 | 14.542,80 | | 123.336,96 |
| 2030 | 1.046,71 | 133,02 | 14.760,94 | | 124.470,04 |
| 2031 | 1.036,24 | 135,68 | 14.982,35 | | 125.613,09 |
| 2032 | 1.025,88 | 138,39 | 15.207,09 | | 126.766,19 |
| 2033 | 1.015,62 | 141,16 | 15.435,19 | | 127.929,42 |
| 2034 | 1.005,46 | 143,98 | 15.666,72 | 50.000,00 | 79.102,87 |
| 2035 | 995,41 | 146,86 | 15.901,72 | | 130.286,61 |
| 2036 | 985,46 | 149,80 | 16.140,25 | | 131.480,73 |
| 2037 | 975,60 | 152,80 | 16.382,35 | | 132.685,31 |
| 2038 | 965,85 | 155,85 | 16.628,09 | | 133.900,44 |
| 2039 | 956,19 | 158,97 | 16.877,51 | | 135.126,20 |
| 2040 | 946,63 | 162,15 | 17.130,67 | | 136.362,67 |
| 2041 | 937,16 | 165,39 | 17.387,63 | | 137.609,95 |
| 2042 | 927,79 | 168,70 | 17.648,44 | | 138.868,11 |
| 2043 | 918,51 | 172,07 | 17.913,17 | | 140.137,24 |
| 2044 | 909,32 | 175,51 | 18.181,87 | | 141.417,44 |
| 2045 | 900,23 | 179,02 | 18.454,60 | | 142.708,79 |
| 2046 | 891,23 | 182,60 | 18.731,42 | | 144.011,37 |
| 2047 | 882,32 | 186,26 | 19.012,39 | | 145.325,28 |
| 2048 | 873,49 | 189,98 | 19.297,57 | | 146.650,60 |
| **TOTAL** | 25.824,15 | | | **TOTAL** | 3.360.564,70 |

Tabla 16. Ahorro anual gracias a la planta fotovoltaica (considera sustitución inversores). Fuente: Elaboración propia

**Contaminación evitada.**

Tomando como referencia el documento del IDAE "*Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en España"* se obtiene un procedimiento de cálculo para la reducción de emisiones derivada de la producción libre de contaminantes de la planta fotovoltaica. Para calcular esta

contaminación se debe obtener el dato de "Energía Final"[7] y con los respectivos factores de conversión, calcular el volumen de CO2 emitido que se reduce. A continuación, se muestra la tabla donde se recogen dichos valores:

| ENERGÍA ELÉCTRICA | | | |
|---|---|---|---|
| | ENERGÍA FINAL | ENERGÍA PRIMARIA | EMISIONES |
| Energía Eléctrica General | 0,086 tep/MWh final | 0,190 tep/MWh final | 3,84 $tCO_2$/tep final |
| Energía Eléctrica Baja Tensión | 0,086 tep/MWh final | 0,200 tep/MWh final | 4,05 $tCO_2$/tep final |

Ilustración 42. Tabla obtenida del IDAE para el cálculo de reducción de emisiones. Fuente: IDAE

Analizando conjuntamente la tabla de producción mensual con los factores de conversión se obtiene:

| Año | Producción anual [MWh] | Tep | T CO2 |
|---|---|---|---|
| 2023 | 1.123,00 | 224,60 | 909,63 |
| 2024 | 1.111,77 | 222,35 | 900,53 |
| 2025 | 1.100,65 | 220,13 | 891,53 |
| 2026 | 1.089,65 | 217,93 | 882,61 |
| 2027 | 1.078,75 | 215,75 | 873,79 |
| 2028 | 1.067,96 | 213,59 | 865,05 |
| 2029 | 1.057,28 | 211,46 | 856,40 |
| 2030 | 1.046,71 | 209,34 | 847,83 |
| 2031 | 1.036,24 | 207,25 | 839,36 |
| 2032 | 1.025,88 | 205,18 | 830,96 |
| 2033 | 1.015,62 | 203,12 | 822,65 |
| 2034 | 1.005,46 | 201,09 | 814,43 |
| 2035 | 995,41 | 199,08 | 806,28 |
| 2036 | 985,46 | 197,09 | 798,22 |
| 2037 | 975,60 | 195,12 | 790,24 |
| 2038 | 965,85 | 193,17 | 782,33 |
| 2039 | 956,19 | 191,24 | 774,51 |
| 2040 | 946,63 | 189,33 | 766,77 |
| 2041 | 937,16 | 187,43 | 759,10 |
| 2042 | 927,79 | 185,56 | 751,51 |
| 2043 | 918,51 | 183,70 | 743,99 |
| 2044 | 909,32 | 181,86 | 736,55 |
| 2045 | 900,23 | 180,05 | 729,19 |
| 2046 | 891,23 | 178,25 | 721,90 |
| 2047 | 882,32 | 176,46 | 714,68 |
| 2048 | 873,49 | 174,70 | 707,53 |
| | | | 20.917,57 |

Tabla 17. Toneladas de CO2 reducidas gracias a la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

[7] Energía final = Energía en el punto de consumo

Como se puede apreciar, la planta solar fotovoltaica a lo largo de sus 25 años de vida conseguirá evitar la emisión de más de 20.000 toneladas de $CO_2$.

A un modo más cualitativo, se estima que un árbol almacena unos 167 kg de $CO_2$ al año, la reducción anual de $CO_2$ gracias a la planta solar tiene una media de 800 toneladas al año. Esto muestra que la producción de energía eléctrica gracias a una planta fotovoltaica de estas características equivale a plantar 4.790 árboles.

## *15. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN.*

El proyecto global, incluyendo los trabajos previos en cubiertas, tiene un presupuesto que se divide en una serie de capítulos y al que hay que sumar un coste interno de desarrollo soportado por LJ.

El presupuesto global, considerando los trabajos previos a la instalación de la planta, asciende a un total de **1.009.521.40 € (con IVA)**.

El resumen de este presupuesto es:

| Cápitulo | Proyecto | Resumen | Cantidad | Precio | Importe |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Total Capítulo 0. *Costes de desarrollo LJ:* | | | 25.000,00 € |
| | | Total Capítulo 1. *Proyectos previos a la instalción de la planta solar fotovoltaica.* | | | 222.794,05 € |
| | | Total Capítulo 2. *Estructura e instalción eléctrica.* | | | 59.345,59 € |
| | | Total Capítulo 3. *Módulos fotovoltaicos e inversores.* | | | 400.696,17 € |
| | | Total Capítulo 4. *Instalación.* | | | 130.818,24 € |
| | | | | TOTAL (sin IVA) | 838.654,05 € |
| | | | | TOTAL (con IVA) | 1.009.521,40 € |

Tabla 18. Resumen presupuesto completo.

*El desglose de todas las partidas se presenta en el documento correspondiente.*

Finalmente, no se puede olvidar la partida del presupuesto que se destina a la tramitación de licencias de obra y otros aspectos requeridos por el Ayuntamiento de Fuente el Saz (Madrid).

Estos son:

| Concepto | Solicitante | Sujeto pasivo | Importe |
|---|---|---|---|
| Tasa licencias urbanísticas y otros documentos adaptativos | Ayuntamiento de Fuente el Saz de Jarama | Lácteas del Jarama S.A. | 40,92 € |
| Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras | Ayuntamiento de Fuente el Saz de Jarama | Lácteas del Jarama S.A. | 15.575,97 € |
| | | TOTAL | **15.616,89 €** |

Tabla 19. Tasas e impuestos a pagar por LJ al AYTO. de Fuente el Saz. Fuente: Elaboración propia

## *16. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.*

A la hora de hacer el cálculo de viabilidad económica hay que tener se va a calcular el flujo de caja anual durante los 25 años de vida del proyecto y con ello calcular alguno de los indicadores más importantes de cara a analizar una inversión. Estos indicadores son el VAN[8] y el TIR[9].

El VAN es un indicador que sirve para analizar la rentabilidad de un determinado proyecto, permite conocer cuánto se va a ganar (o perder) al realizar una inversión determinada con una tasa de descuento fija. Si el resultado es mayor que cero implica que la inversión genera beneficios para un periodo de tiempo determinado y si, por el contrario, es menor que cero implica que se perderá dinero con la inversión. Este último caso obliga que la inversión sea rechazada desde un punto de vista estrictamente económico.

Por otro lado, el TIR aporta un resultado en forma de porcentaje que nos muestra la rentabilidad de una inversión. Sirve también para comprobar la viabilidad de un proyecto y compara diferentes inversiones o formas de financiación. A mayor porcentaje resultante, mejor será la inversión. Para que un proyecto sea aceptado, el TIR debe ser mayor que la tasa de descuento fijada en el VAN de esa misma inversión.

Las fórmulas para calcular estos valores son:

[8] VAN: Valor Actual Neto

[9] TIR: Tasa Interna de Retorno

**VAN:**

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \cdots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Ilustración 43. Fórmula para calcular el VAN de una inversión. Fuente: Economipedia

**TIR:**

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \cdots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

Ilustración 44. Fórmula para calcular el TIR de una inversión. Fuente: Economipedia

Estos indicadores se calculan para una serie de posibles escenarios de financiación.

A. Inversión con préstamo financiero del 100% de la inversión al 3,5% de interés y una subvención del 25% adjudicada.
B. Inversión con préstamo financiero del 100% de la inversión al 3,5% de interés y sin subvención adjudicada.

Para realizar el flujo de caja en estos escenarios hay que tener en cuenta una serie de ingresos y costes.

- Ingresos
  - Ahorro anual en energía: Resultado de multiplicar la producción anual de la planta por el precio medio estimado de la energía.
  - Subvención (*en el caso que aplica*): Como se comenta anteriormente, la subvención otorgada por la UE a un proyecto de estas características es del 25%.
  - Préstamo: Préstamo por el 100% de la inversión.

- Costes

- Limpieza y O&M de la planta: Según contrato, un coste de 10.500 € anuales (con variación anual correspondiente al IPC) que incluye la limpieza de la planta completa, así como el mantenimiento.
- Ampliación de la cobertura del seguro de instalaciones.
- Costes administrativos soportados por LJ en materia de gestión.
- Coste financiero: Interés del préstamo, 3,5% del restante.
- Préstamo: 5 anualidades por el importe correspondiente.
- Inversión: **1.009.521,40**€ (con IVA)

Por otro lado, hay que tener en cuenta una serie de porcentaje con las que analizar la evolución anual de casa uno de los parámetros del estudio. Estas son:

- Variación del precio medio de energía. Actualmente 115.80 €/MWh, pese a la incertidumbre del momento actual con el precio de la energía, para realizar el estudio se estima un aumento del 2,5% anual como se ha comenta anteriormente en esta memoria.
- Variación de la producción anual. Se considera un decremento del 1% anual de la producción estimada. Es un planteamiento conservador puesto que el fabricante garantiza una pérdida máxima de producción del 0,6% anual.
- IPC. Como se ha comentado antes, este valor actualmente está en valores nunca vistos, para realizar el estudio se fija en un 2%.

Con todo ello presente, el resultado del análisis económico de viabilidad en ambos escenarios queda:

| Escenario | VAN | TIR |
|---|---|---|
| A | 1.624.830,24 € | 13% |
| B | 1.382.250,13 € | 10% |

Tabla 20. Resultado del estudio de viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, el resultado en ambos casos es muy satisfactorio puesto que el VAN es considerablemente elevado y el TIR bastante superior a la tasa de retorno usada para calcular el VAN (2%). Como cabe esperar, en el caso de obtener la subvención mencionada, el resultado mejora.

Finalmente, el periodo de retorno de la inversión es de 7 años para el escenario "A" y de 9 años en el escenario "B".

*En el apartado de anexos de presentan las tablas donde se justifican estos resultados.*

## *17. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN.*

Teniendo el conjunto de los trabajos a realizar, incluidos los trabajos en cubierta, el resumen del cronograma de ejecución de la obra es:

| | | |
|---|---|---|
| Tramitación Plan de Desamiantado | 25/02/2022 | 11/04/2022 |
| Retirada de Uralita | 12/04/2022 | 15/04/2022 |
| Instalación cubiertas nuevas | 18/04/2022 | 27/05/2022 |
| **Instalación Proyecto FV** | **07/03/2022** | **23/06/2022** |
| Adjudicación proyecto y firma contrato | 07/03/2022 | 07/03/2022 |
| Proyecto ingeniería | 09/03/2022 | 22/03/2022 |
| Presentación proyecto en el ayuntamiento (licencias) | 23/03/2022 | 23/03/2022 |
| Aprobación administrativa de licencia de obras | 24/03/2022 | 06/04/2022 |
| Plan de Seguridad y Salud | 14/03/2022 | 04/04/2022 |
| Emisión de oferta de módulos y resto de materiales | 07/04/2022 | 08/04/2022 |
| Recepción de equipos | 18/04/2022 | 10/05/2022 |
| Montaje de estructura y módulos | 02/05/2022 | 23/06/2022 |
| Circuito eléctrico CC | 13/05/2022 | 23/06/2022 |
| Montaje de inversores y protecciones | 18/05/2022 | 07/06/2022 |
| Circuito eléctrico CA | 02/06/2022 | 17/06/2022 |
| Sistema de monitorización y protección | 20/06/2022 | 23/06/2022 |
| **Puesta en marcha** | **24/06/2022** | **05/07/2022** |
| Inspección inicial | 24/06/2022 | 29/06/2022 |
| Registro en industria | 30/06/2022 | 05/07/2022 |

Ilustración 45. Resumen del cronograma del conjunto de trabajos.

Representado de una forma gráfica, el cronograma de aquellos trabajos exclusivos del proyecto solar es:

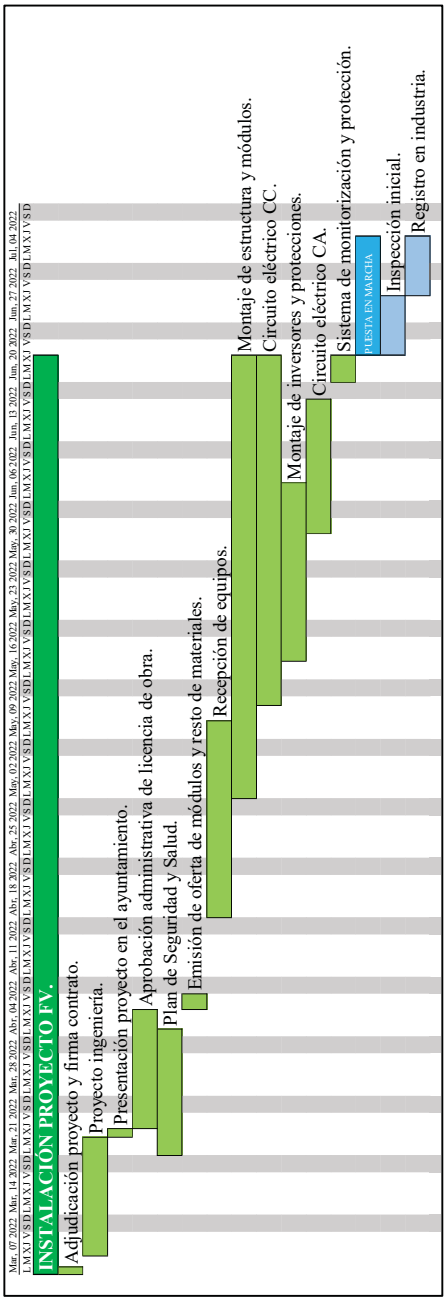



Ilustración 46. Cronograma de ejecución Proyecto FV.

# *18. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.*

En septiembre de 2015 los líderes mundiales miembros de la ONU[10] adoptaron una hoja de ruta común en la que se comprometían a tener presentes una serie de objetivos transversales a toda la sociedad. Estos objetivos comunes tienen como fin eliminar la pobreza y proteger al planeta asegurando la prosperidad para la sociedad actual y futura. Estos objetivos se denominaron "*Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)*" y forma una nueva agenda de desarrollo sostenible común.

La lista la componen 17 Objetivos, de todos ellos, la planta fotovoltaica estudiada en esta memoria cumple con 6 de ellos. Estos son:




Ilustración 47. ODS presentes en este proyecto. Fuente: Elaboración propia con una ilustración de la ONU.

*En el apartado de anexos se comenta brevemente la relación que tiene cada uno de ellos con el proyecto.*

[10] ONU: Organización de las Naciones Unidas

## *19. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.*

A la hora ejecutar el proyecto se necesita presentar un Estudio Básico de Seguridad y Salud (en adelante EBSS). Este estudio tiene como objeto presentar las medidas a adoptar necesarias en materia de prevención de riesgos laborales durante las obras. En él se fijan una serie de directrices básicas que se deben cumplir de acuerdo con normativa con el fin último de las contratas cumplan con sus obligaciones relacionadas con la prevención de riesgos laborales.

Los objetivos que este EBSS persigue alcanzar son:

- Asegurar la seguridad de las personas y bienes durante la ejecución de la obra.
- Evitar cualquier tipo de operación que implique un riesgo innecesario derivado de malas praxis.
- Dejar clara las responsabilidades de cada uno de los actores o contratas en la ejecución.
- Establecer las medidas de prevención necesarias.
- Detectar los riesgos que implica la ejecución de la obra por la propia naturaleza de esta.

El ámbito de aplicación de este EBSS es el conjunto de las obras al completo, desde la retirada de las cubiertas antiguas hasta la instalación y comprobación de la planta solar fotovoltaica.

*En el apartado de anexos se presenta el estudio completo.*

## *20. CONCLUSIONES.*

Como se ha comentado anteriormente, el objetivo principal del presente documento es dimensionar una planta solar fotovoltaica destinada al autoconsumo de unas instalación industrial a las afueras de Madrid. Posterior a este dimensionamiento se estudia la viabilidad técnico-económica de la planta resultante y se analiza el ahorro que esta produce en la empresa propietaria.

En los últimos año, especialmente tras la publicación en el BOE del RD 244/2019 por el que se detallan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, la apuesta por el autoconsumo ha crecido exponencialmente. En el año 2021 España muestra su fuerte compromiso con los objetivos comunes de la UE apostando por un sector energético menos contaminante y publica el PNIEC. Redacta también el RD 477/2021 por el que se aprueba la concesión directa de ayudas al autoconsumo. Estas ayudas hacen que la apuesta por el autoconsumo crezca aún más fuerte. Es el momento en el que las empresas y el sector residencial comienzan a plantearse la viabilidad de proyectos como el que se presenta en esta memoria. La planta solar dimensionada en este proyecto se acoge al modelo de autoconsumo SIN excedentes conectado a red.

La planta se localizará en el municipio de Fuente el Saz de Jarama, provincia de Madrid. Tras analizar el recurso solar disponible en este emplazamiento (*realizando una media entre las bases de datos Meteonorm 8, PVGIS y NASA-SSE*) se obtiene una irradiación horizontal difusa que oscila desde los 23,67 kWh/m$^2$/mes en diciembre, hasta los 70,17 kWh/m$^2$/mes en mayo. La temperatura media es de 14,13 ºC y la humedad relativa 42,29%. Como se aprecia en la gráfica del horizonte obtenida en PVsyst, el emplazamiento es idóneo para la instalación de una planta solar fotovoltaica, sin edificios cercanos que puedan interferir en la irradiación que llega a la planta y con una orografía favorable en materia de sombreados.

El proyecto consta también de una serie de trabajos previos en cubierta. Algunas de las cubiertas más antiguas están construidas en fibrocemento con un alto contenido de amianto, estas se retiran ya que son peligrosas para la salud. Por otro lado, se decide por rehabilitar todas las cubiertas, instalando un panel "sándwich" que mejora las propiedades estructurales y la eficiencia energética gracias a su aislante.

Analizando el consumo de LJ, en el último año la energía consumida ascendió a 3.643.052 kWh con un coste total de 418.882 €. La forma del consumo favorece a la generación de energía solar ya que las horas pico son a medio día y las horas valle, a medianoche. Por ello, ya que la energía excedentaria tiene un nivel muy bajo, se decide por no verter los excedentes a la red ni compensarlos.

La planta constará con 2.054 módulos JA-Solar de 455 Wp que hacen una potencia instalada de 934,57 kWp. Los inversores son 6 Huawei SUN2000-100KTL y 3 SUN2000-60KTL que hacen una potencia nominal de la planta de 780 kWn. Tras hacer el estudio de PVsyst con estos datos y los relacionados a la estructura y forma de las cubiertas, el resultado de

producción anual de la planta es de **1.123 kWh/anual**. Esta cifra hace que el autoconsumo ronde el 30% del consumo anual.

La inversión final alcanza los **1.009.521,40 € (con IVA)**, teniendo en cuenta el ahorro en energía y el precio durante los 25 años de vida útil de la planta, se obtiene un VAN y TIR en dependiendo del escenario. En ambos caso se obtienen valores considerablemente buenos como se presentan en la siguiente tabla:

| Escenario | VAN | TIR |
|---|---|---|
| A | 1.624.830,24 € | 13% |
| B | 1.382.250,13 € | 10% |

Tabla 21. Resultado del estudio de viabilidad económica (bis). Fuente: Elaboración propia

**Resultados muy favorables que nos hacen ver que este proyecto SÍ es viable económicamente.**

## *21. BIBLIOGRAFÍA.*

[1.] Apuntes y sesiones On-line de la Profesora Consuelo Alonso Alonso. Año 2019

[2.] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 (20 de enero de 2020) *Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Gobierno de España.*
- Recuperado de: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx

[3.] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 (s.f.) *IDAE.*
- Recuperado de: https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030

[4.] Aportación del sector fotovoltaico a la reactivación económica tras la crisis del Covid-19 (abril 2020) *UNEF (Unión Española Fotovoltaica).*
- Recuperado de: https://www.unef.es/docs/200423_aportacion-fv-recuperacion-covid-19.pdf

[5.] Hoja de ruta del autoconsumo. (diciembre 2021) *Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico.*
- Recuperado de: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hoja-ruta-autoconsumo/hojaderutaautoconsumo_tcm30-534411.pdf

[6.] Llega ahora el verdadero "boom" del autoconsumo en España: alcanzará el 7% de la demanda para 2025. (25 de noviembre de 2021) *El Periódico de la energía.*
- Recuperado de: https://elperiodicodelaenergia.com/llega-ahora-el-verdadero-boom-del-autoconsumo-en-espana/

[7.] Radiación solar: ¿Cuál es su impacto sobre el planeta y el ser humano? (s.f.) *Iberdrola*
- Recuperado de: https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar

[8.] Ángulo de incidencia e irradiación solar. Claves para generar electricidad (7 de abril 2020) *e4e-soluciones.*
- Recuperado de: https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/angulo-de-incidencia-e-irradiacion-solar-claves-para-generar-electricidad

[9.] Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a la red. (8 de junio 2020) *IDAE*
- Recuperado de: https://www.idae.es/en/publications/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de-instalaciones-aisladas

[10.] Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas a la red. (8 de junio 2020) *IDAE*
- Recuperado de: https://www.idae.es/en/publications/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de-instalaciones-aisladas

[11.] La fotovoltaica ilumina el camino hacia la transición energética. (2 de abril de 2020) *Red Eléctrica*

- Recuperado de: https://www.ree.es/es/sala-de prensa/actualidad/especial/2020/04/la-fotovoltaica-ilumina-el-camino-hacia-la-transicion-energetica

[12.] Energía solar fotovoltaica. Oportunidad para la sostenibilidad (Informe anual 2021) (s.f.) *UNEF*
  - Recuperado de: http://ohttps//www.unef.es/es/recursoinformes?idMultimedia%20Categoria=18

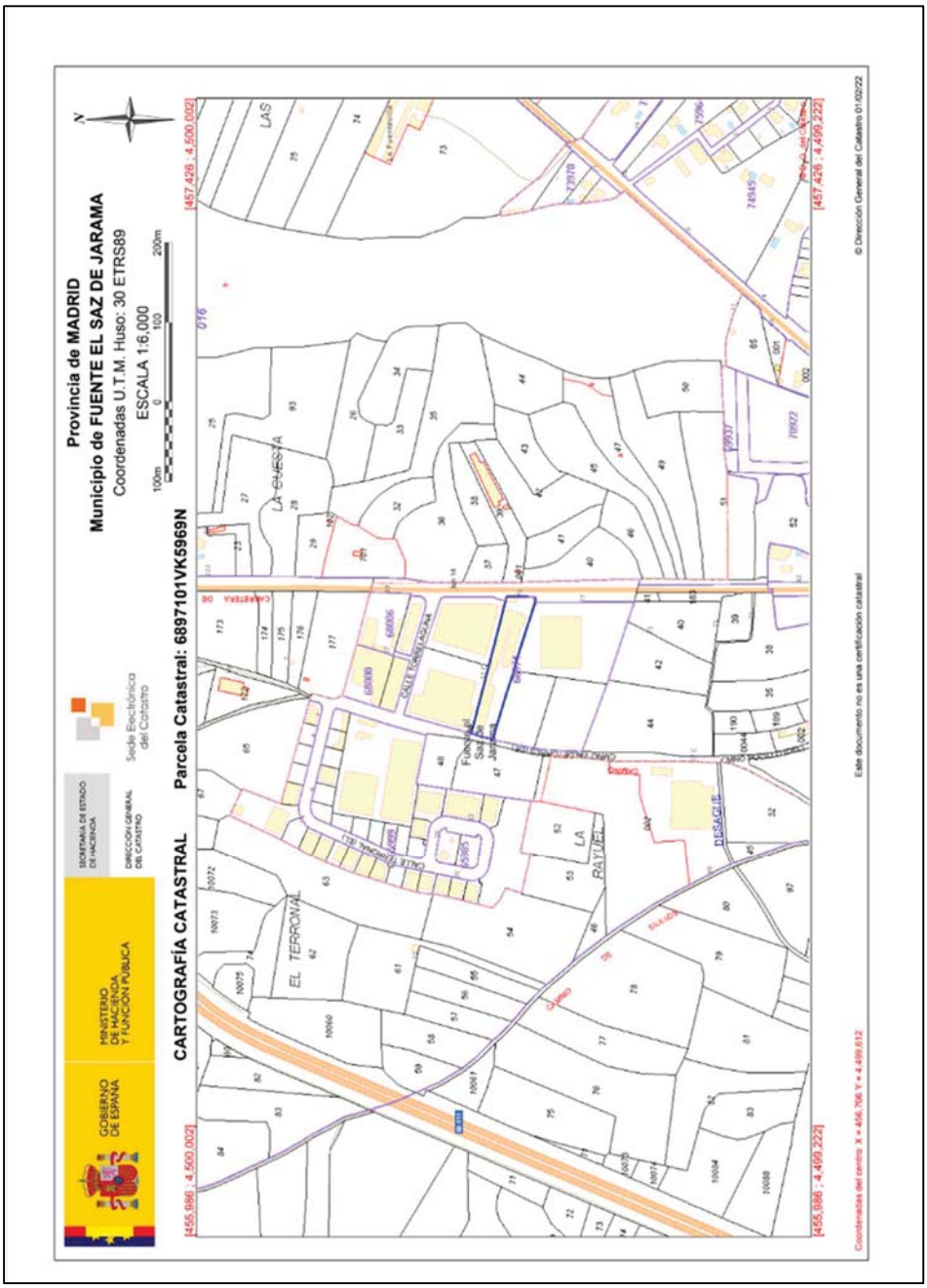
[13.] El sector fotovoltaica hacia una nueva era (Informe anual 2020) (s.f.) *UNEF*
  - Recuperado de: http://ohttps//www.unef.es/es/recursoinformes?idMultimedia%20Categoria=18

[14.] Proyecto técnico. Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo de 934.57 kWp – Lácteas del Jarama S.A. (marzo 2022). *POWEN*

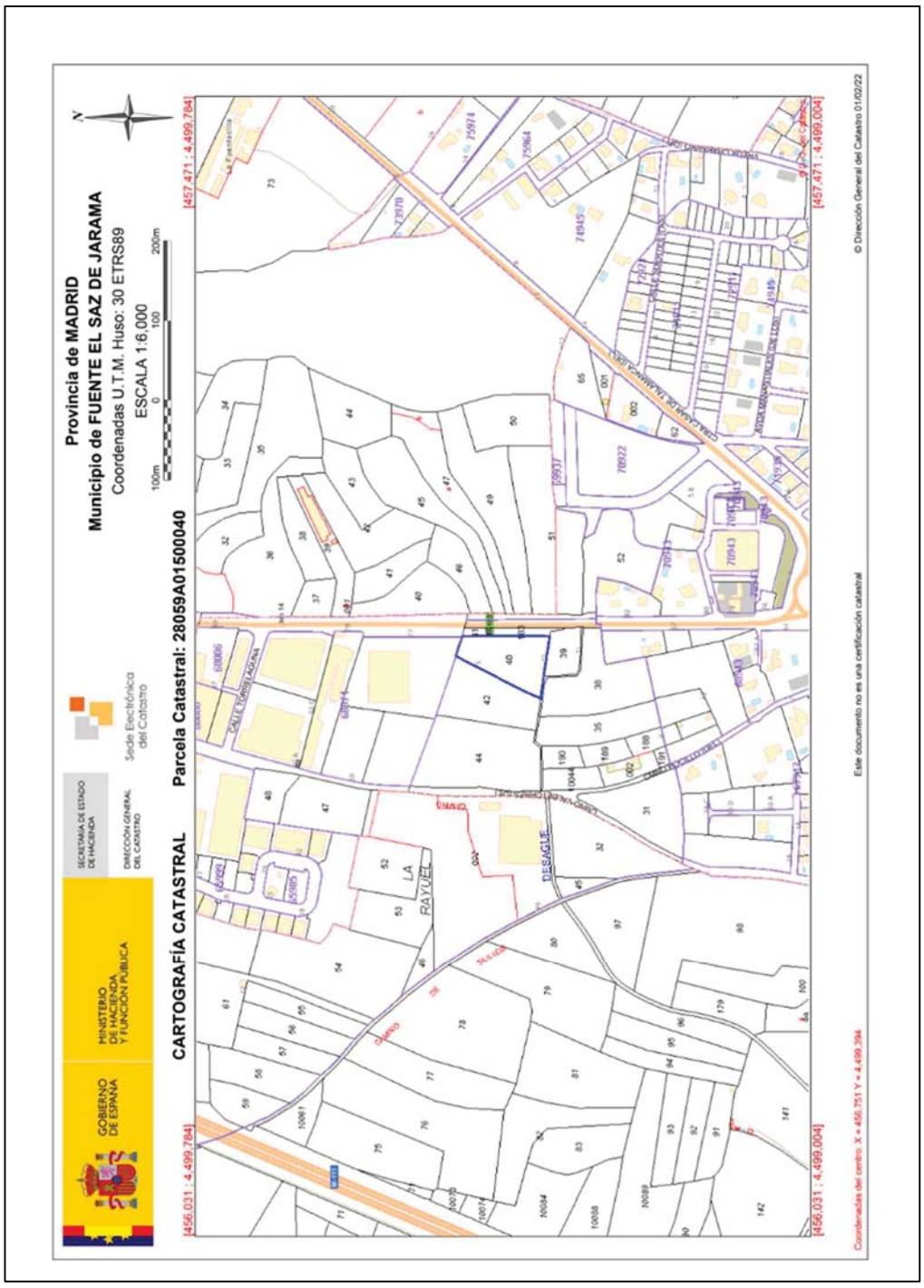
# DOCUMENTO Nº2. PLANOS

# *0. LOCALIZACIÓN DE EMPLAZAMIENTO.*

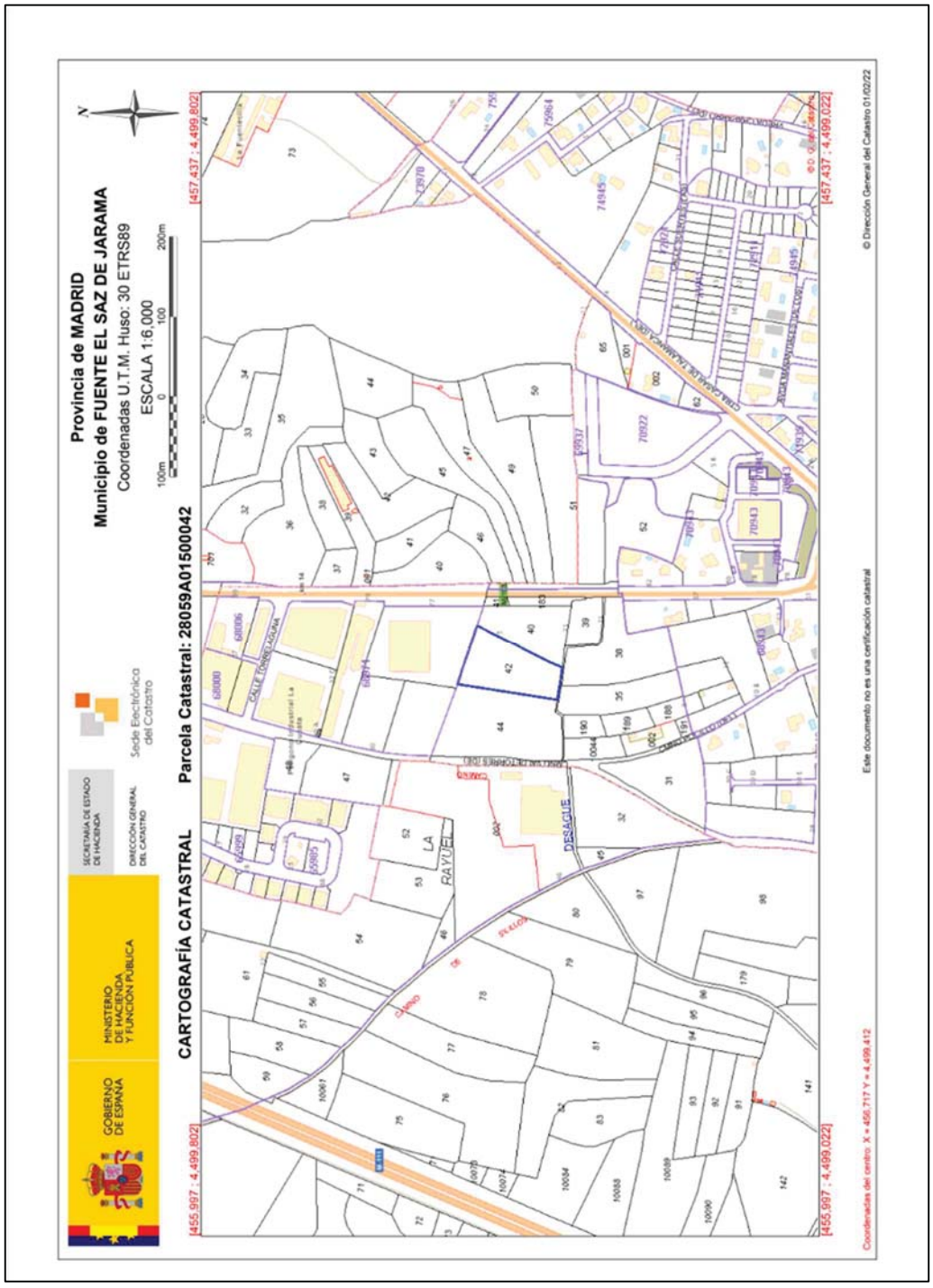
PARCELA CATASTRAL **689710VK5969N**



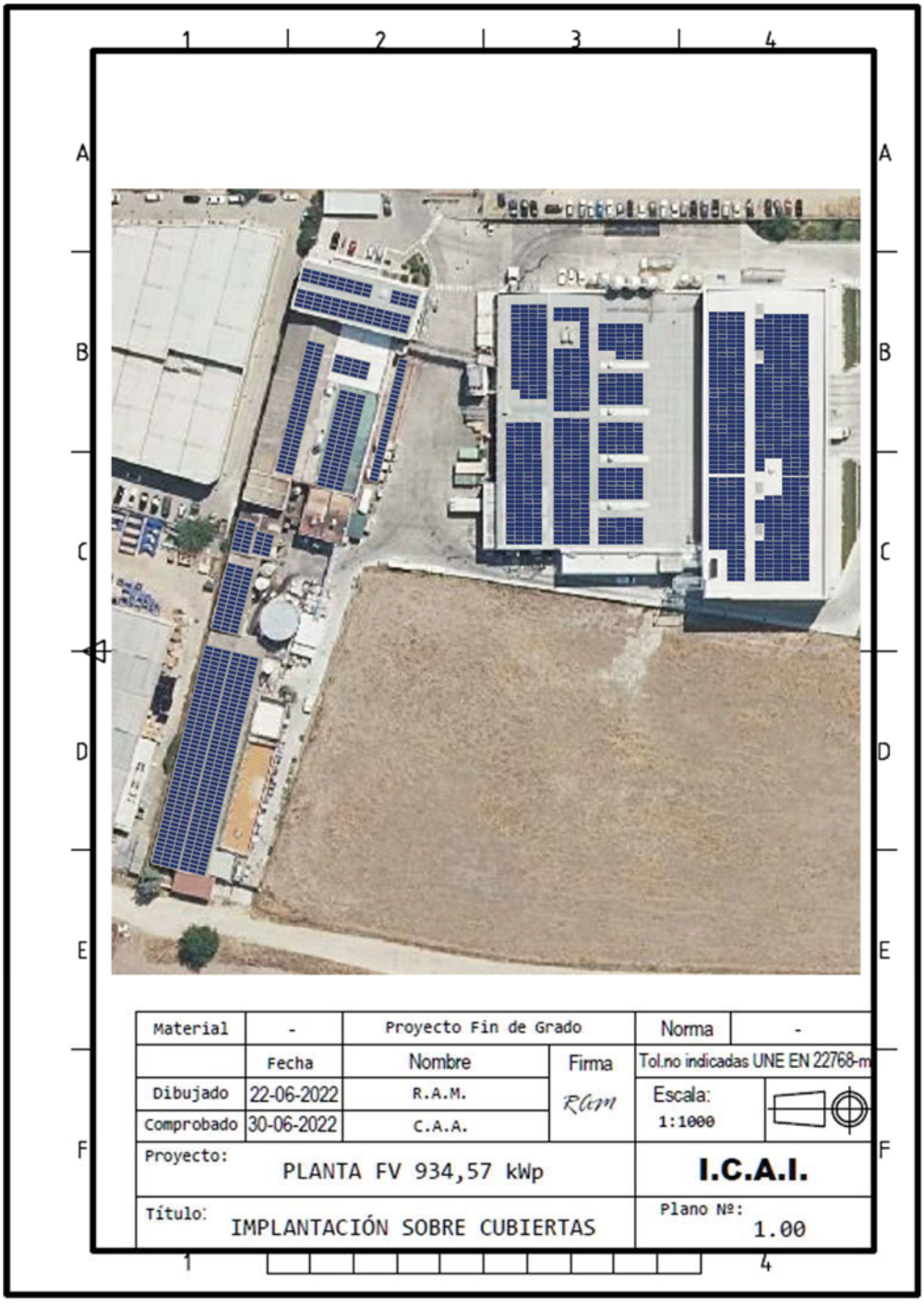
PARCELA CATASTRAL **28059A01500040**



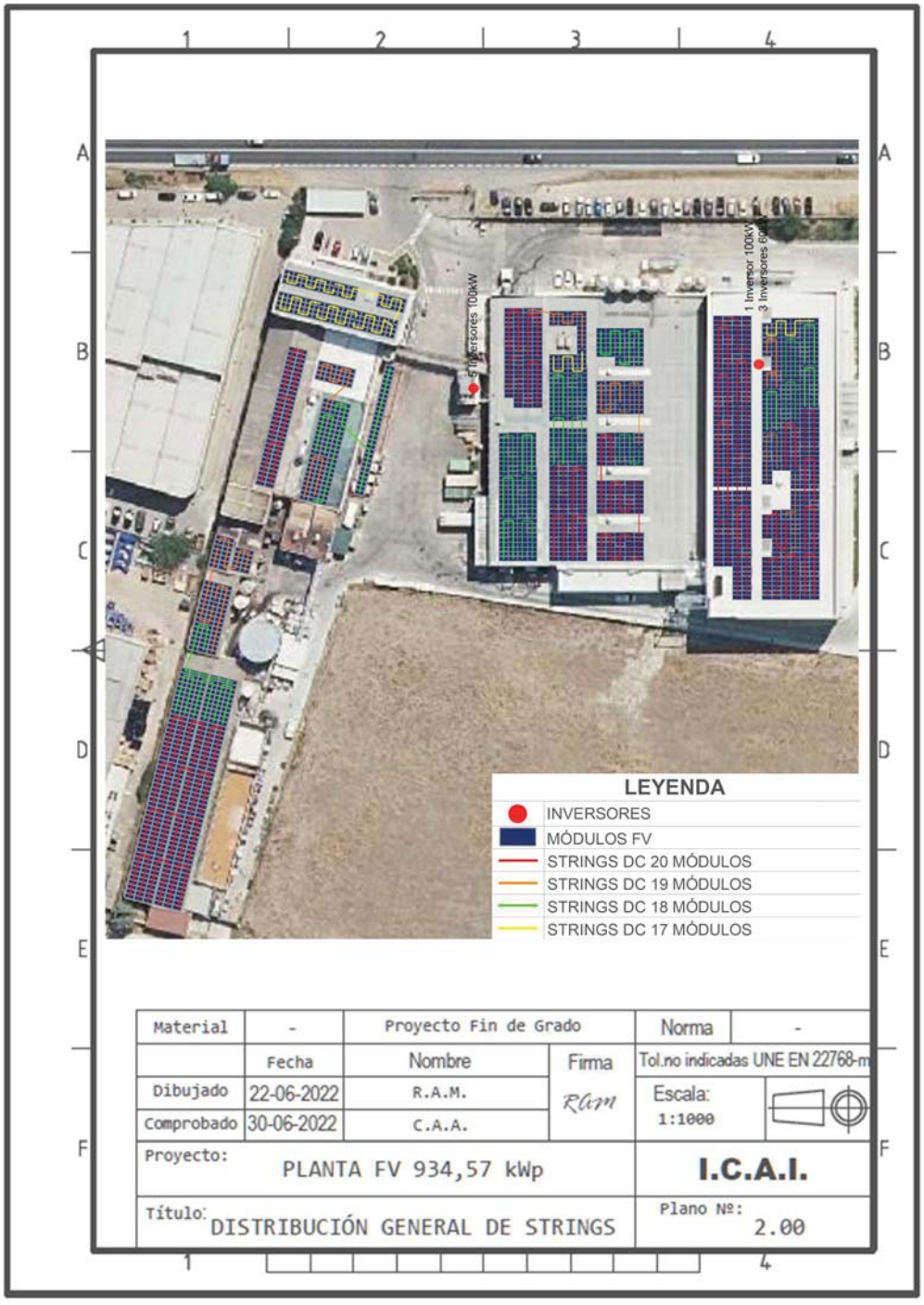
REFERENCIA CATASTRAL **28059A01500042**



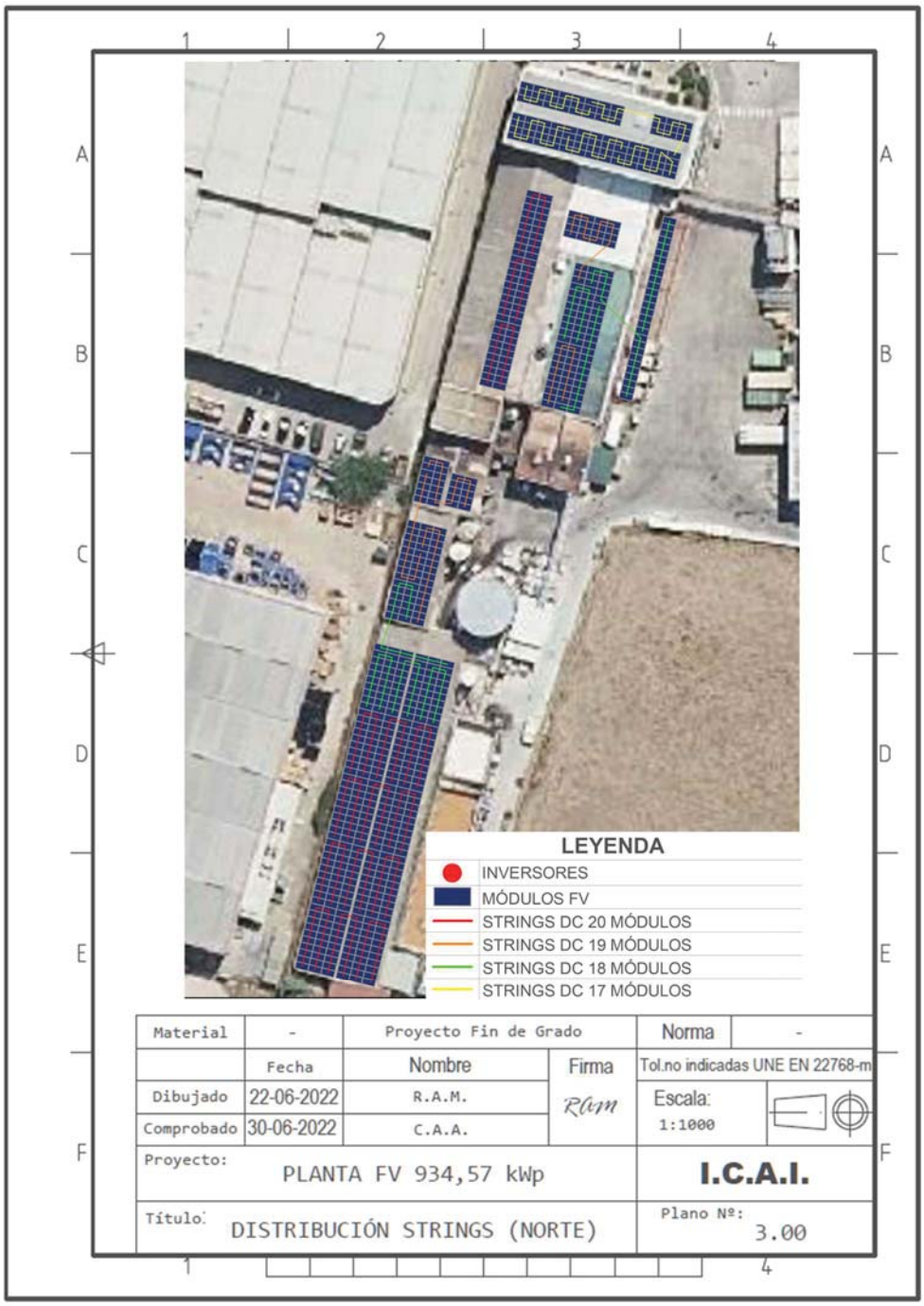
# 1. PLANO 1.00 - IMPLANTACIÓN SOBRE CUBIERTA.



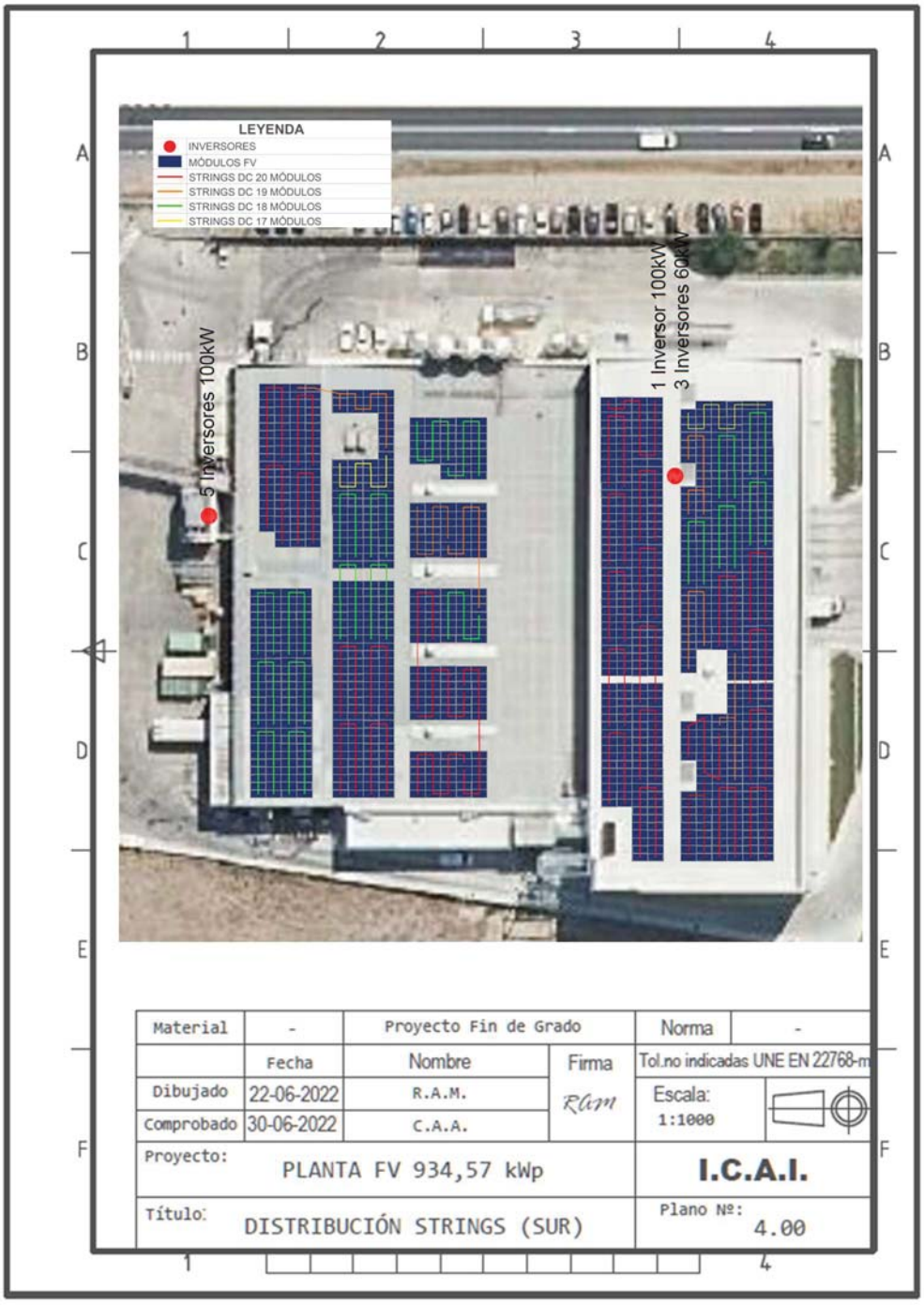
## 2. *PLANO 2.00 - DISTRIBUCIÓN GENERAL DE STRINGS.*



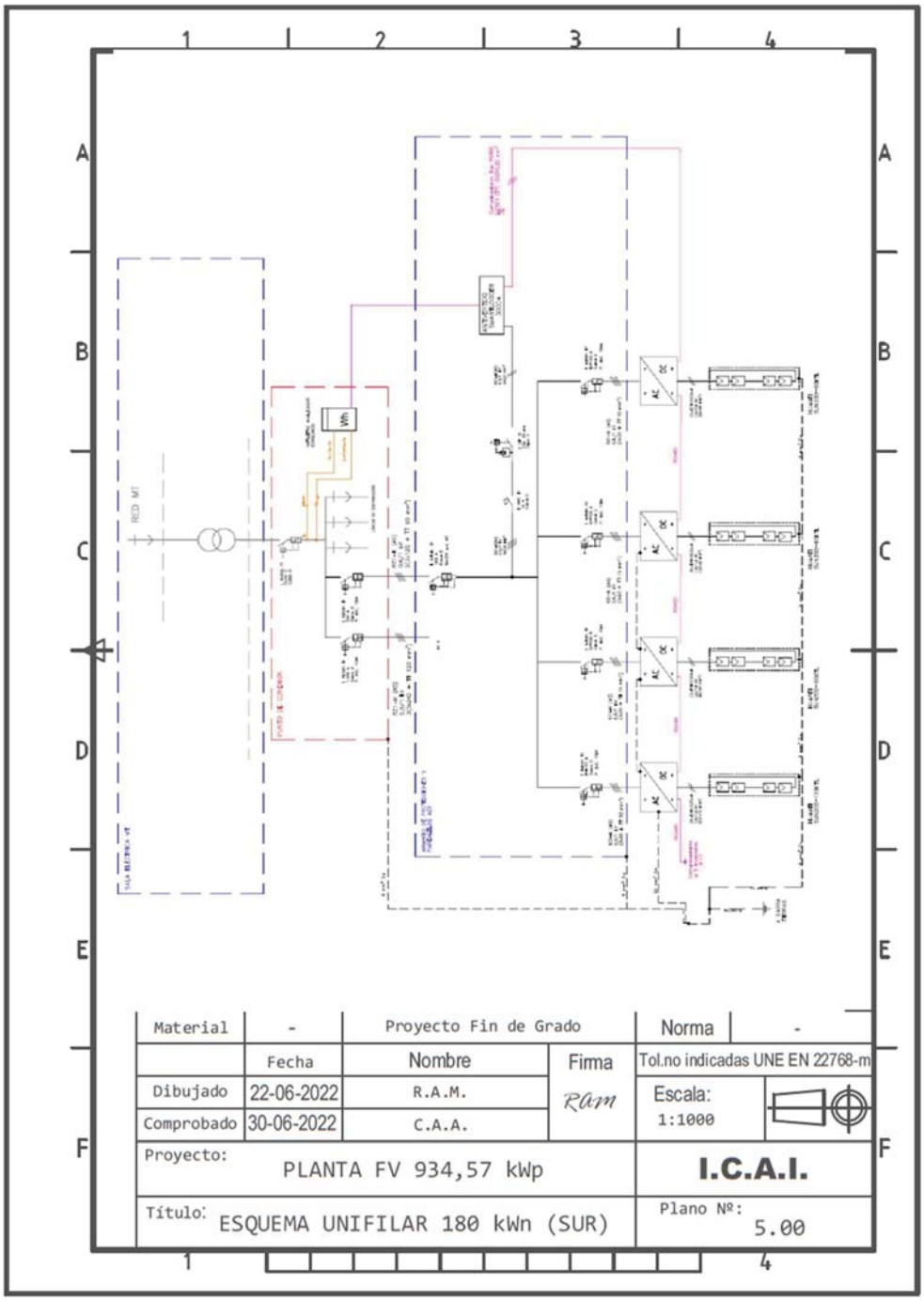
## 3. *PLANO 3.00 - DISTRIBUCIÓN STRINGS (NORTE)*



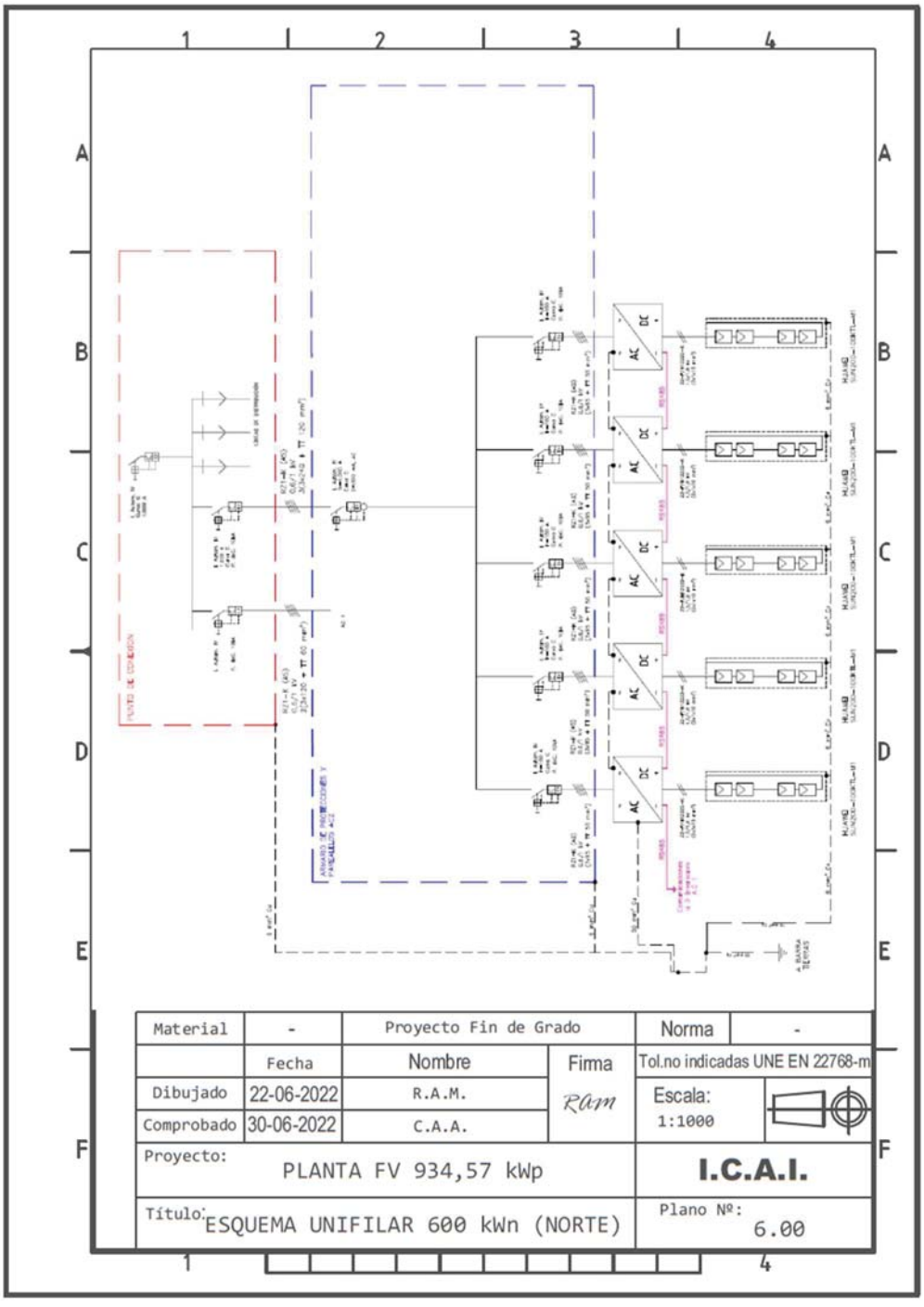
# 4. PLANO 4.00 - DISTRIBUCIÓN STRINGS (SUR)



# 5. *PLANO 5.00 - ESQUEMA UNIFILAR 180 KWN (SUR).*



# 6. *PLANO 6.00 - ESQUEMA UNIFILAR 600 KWN (NORTE).*



# DOCUMENTO Nº3. PLIEGO DE CONDICIONES.

# *1. OBJETIVO.*

El objeto del siguiente punto del proyecto es el de fijar las condiciones técnicas que debe cumplir la planta solar fotovoltaica conectada a red. En este se definen las especificaciones mínimas que debe tener dicha planta para asegurar la calidad, seguridad y durabilidad. Dirigido exclusivamente en el beneficio del usuario y del correcto funcionamiento y desarrollo de la planta.

La calidad final de la instalación se valora siguiendo unos criterios de producción y rendimiento.

El ámbito de aplicación del siguiente pliego de condiciones abarca todo tipo de instalaciones eléctricas, mecánicas y sistemas electrónicos que pasen a formar parte del conjunto de la planta.

En adelante, el Pliego de Condiciones Técnicas se nombrará PCT.

En el caso de que se decida por adoptar soluciones diferentes a las exigidas en el siguiente PCT, estas deberán estar justificadas debidamente sin dejar lugar a la interpretación. Estas soluciones no pueden tener como resultado último un descenso en la calidad de la planta y deben ser aprobadas previamente por la Dirección Facultativa[11]..

# *2. MARCO REGULATORIO. NORMATIVA VIGENTE.*

El siguiente PCT se aplica en su integridad a plantas de generación eléctrica mediante módulos fotovoltaicos. Por ello, es de aplicación toda la normativa vigente que se dirija a regular las instalaciones fotovoltaicas.

Dicha normativa se presenta a continuación:

[11] En este caso, la Dirección Facultativa se compone de la dirección de la empres Lácteas del Jarama S.A. y el ingeniero a cargo del diseño y ejecución de la planta.

▪ Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

▪ Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

▪ Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

▪ Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

▪ Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

▪ Real Decreto. 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

▪ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

▪ Real Decreto 413/2014, de 6 de Junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

▪ Real Decreto 900/2015, de 9 de Octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

# *3. DISPOSICIONES GENERALES.*

**Documentación del proyecto.**

*En el presente PCT, los siguientes términos tendrán el significado que se establece a continuación:*

- *"Contratista" hace referencia a la empresa contratada que se encargará de ejecutar materialmente la obra.*

- *"Dirección Técnica" hace referencia a la empresa adjudicataria del proyecto, redactora del Proyecto Técnico y encargada del diseño de la planta.*

- *"Cliente" hace referencia a Lácteas del Jarama S.A. como empresa solicitante de este Proyecto Técnico y futura dueña de la planta a ejecutar.*

Los documentos que forman el proyecto técnico deberán ser aportados mutuamente por el Contratista, la Dirección Técnica y el Cliente. En el caso en el que una obra esté detallada en los planos de una parte y no se presente en los planos de la otra, el contratista deberá ejecutar dicha obra con la aprobación previa de la Dirección Técnica del proyecto, sin indemnización posible para ninguna de las partes.

Se aplica el mismo criterio a los materiales y trabajos accesorios no detallados en los documentos. Se aplica también en las descripciones erróneas de los detalles de la obra que no sean manifiestamente indispensables para llevar a cabo la ejecución y que son generalmente admisibles como necesarios para la ejecución normal de una obra.

El Cliente tiene el derecho reservado de introducir cualquier modificación en los planos, facilitando para ello el croquis suficientemente detallado a la Dirección Técnica, esta última es la encargada de hacer llegar dichas modificaciones al Contratista. Las desviaciones solo incurrirán en una variación en el precio si estas suponen una modificación en la documentación del contrato.

Se reconoce haber visitado el emplazamiento y las instalaciones, haberse dado cuenta de todos los aspectos relevantes para la ejecución de la obra, accesibilidad, condiciones de ejecución, climatología, etc… Por consiguiente, se entienden valorados todos los trabajos necesarios para la ejecución de la planta. No se admitirán reclamaciones por parte de el Contratista ni de la Dirección Técnica hacia el Cliente por omisión o error en los planos. Se tiene en cuenta que las cifras y cantidades presentadas en este proyecto se dan únicamente a título de información, deberán ser comprobadas "in situ" por todas las partes antes de comenzar la obra.

Con el fin de seguir con el cronograma de ejecución, el Contratista deberá de tener siempre el equipo necesario dedicado a la ejecución. Este deberá ser siempre el adecuado para cada uno de los trabajos, estando especialmente preparado y formado. Teniendo en cuenta la posibilidad de coincidir con otras obras en las instalaciones (*rehabilitación de cubiertas que*

*se menciona posteriormente*) el Contratista deberá trabajar siempre en armonía con las demás contratas para la buena consecución de la obra.

En la ejecución de las obras adjudicadas, el único responsable es el Contratista, no teniendo derecho alguno a indemnización por un posible sobrecoste no contemplado en el presupuesto contratado. En el caso de inspección técnica, el Contratista es el único responsable de cualquier error sujeto a denuncia. En el caso de accidente causado por descuido o inexperiencia, el Contratista es el único responsable ante los tribunales.

A modo de aclaración y con el fin de dejar detallado las posibles actuaciones de cada una de las partes:

- Si el Cliente entiende que hay partes de la obra ejecutadas erróneamente, este deberá trasladar la queja a la Dirección Técnica. La Dirección Técnica deberá obligar al Contratista a demoler la parte de la obra mal ejecutada no teniendo derecho a indemnización alguna por el mayor precio que le pudiera suponer. Este proceso se deberá realizar tantas veces como fuese necesario.

- El Contratista no podrá hacer ningún trabajo que suponga un sobrecoste sin la aprobación por escrito de la Dirección Técnica. Esta última no tiene el derecho de imputar el sobrecoste al Cliente, entendiendo que en el presupuesto inicial se contemplaban todas las acciones necesarias para la correcta ejecución.

- En el caso de que el Contratista decida usar materiales de calidades y precios superiores, la diferencia con los presupuestados irá a su cargo, sin derecho a indemnización alguna.

Todos los impuestos sobre los materiales, mano de obra y suministro irán a cargo del Contratista. Se entiende que dichos impuestos se contemplan en el presupuesto contratado.

**Herramientas, instrumentación, materiales y equipos.**

Toda la herramienta necesaria para la ejecución deberá ser aportada por el Contratista, así como medios de elevación y demás instrumentación necesaria para el tipo de trabajo a realizar.

Con el fin de asegurar en cada instante que se cumple con la normativa en ámbitos de calidad y seguridad, se dispondrá en todo momento de medidores de aislamiento, detectores de falta, equipos de medición de parámetros eléctricos, tarados de relés y toda instrumentación necesaria.

La Dirección Técnica se reserva el derecho de rechazar en cualquier momento aquellas herramientas e instrumentación que juzgue inadecuadas.

El Contratista será el encargado de garantizar el suministro de aquellos materiales necesarios y equipos a montar salvo en el caso en el que la Dirección Técnica estipule lo contrario. Esto será en el caso del suministro de módulos e inversores, los cuales son responsabilidad de la Dirección Técnica como se tiene contratado.

El Contratista será el responsable de los equipos durante la ejecución de la obra. Deberá contemplar el almacenamiento, conservación y transporte de estos. Una vez finalizada la obra, la responsabilidad se traspasa al Cliente.

El Cliente otorga el derecho de acceso tanto al Contratista como a la Dirección Técnica a las instalaciones donde se vaya a realizar la obra. La Dirección Técnica podrá ejercer cualquier supervisión que entienda necesaria correspondiente al procedimiento de almacenamiento, manipulación y mantenimiento de los equipos.

**Replanteo de la obra.**

Una vez el Contratista haya sido contratado para la ejecución de la obra, la Dirección Técnica deberá hacer el replanteo de esta. Se deberá prestar especial atención a los puntos singulares y dejando claro al contratista la situación de estos.

Antes del comienzo de la ejecución se deberá firmar el Acta de comienzo de obra, firmado por la Dirección Técnica y el Contratista.

En el caso de un replanteo posterior, como se ha comentado anteriormente, los sobrecostes irán a cargo del contratista.

# *4. TRABAJOS ELÉCTRICOS GENERALES.*

**Generalidades.**

Este apartado establece las directrices para el correcto montaje de las canalizaciones eléctricas (incluyendo desde la propia canalización hasta las protecciones necesarias previamente diseñadas). El conexionado de todo el cableado de la instalación y su correspondiente tendido. Y el sistema de puesta a tierra. Se detalla también el proceso de recepción de obra.

**Canalizaciones eléctricas.**

Como se ha acordado, previo a la instalación, el Contratista deberá ajustar exactamente la situación de los equipos, la geometría de las estructuras y el trazado general, con las conclusiones obtenidas en el replanteo de detalle.

Deberá tener especialmente en cuenta que:

- El trazado de las canalizaciones deberá ser solidario a las cubiertas y paredes existentes, siguiendo paralelamente a las mismas o, en el caso en el que sea necesario, horizontalmente.

- Antes del inicio de la obra, deberá presentarse la distribución de las canalizaciones a la Dirección Técnica. Esta es la encargada de presentársela al Cliente por si hubiese algún problema con la distribución planteada.

Las canalizaciones estarán fabricadas en uno de estos materiales: (dependiendo de la situación)

- Hormigón
- Cemento
- Plástico
- Materiales metálicos

**Conexionado.**

Con el fin de asegurar la calidad y protección en todo momento, antes de realizar el conexionado definitivo, el Contratista deberá llevar a cabo las siguientes acciones y comprobaciones:

- Pelado de hilos con las herramientas adecuadas para ello, sin deteriorar los hilos ni su aislamiento.
- Comprobación a la totalidad de los hilos que pretenda conectar, no a una muestra, de continuidad eléctrica.[12]
- Comprobación al 100% del aislamiento entre conductores y entre cada uno de ellos y tierra.
- Comprobación de la resistencia de aislamiento.[13]

Según lo establecido en la normativa vigente, para asegurar que las comprobaciones anteriores han sido realizadas con éxito, el Contratista deberá presentar a la Dirección Técnica un Procedimiento para la Comprobación de la Continuidad y Aislamiento Eléctrica para su aprobación.

Este procedimiento debe recoger:

- Aparatos y esquemas utilizados en la comprobación de continuidad eléctrica.
- Medidas realizadas en la comprobación de continuidad eléctrica.
- Aparatos y esquemas utilizados en la comprobación de aislamiento.

[12] Para realizar dicha comprobación según normativa hay que alimentar los hilos en circuito abierto con una batería de CC y comprobar mediante un aparato luminoso la validez del cableado.

[13] Para realizar dicha comprobación según normativa se usa un Megger capaz de proporcionar la suficiente tensión continua en vacío.

- Medidas realizadas en la comprobación de aislamiento.
- Tabla de valores admisibles con los que se compararán las medidas de aislamiento obtenidas.
- Observaciones y precauciones que se han tenido en cuenta durante la realización de las medidas.

Una vez aprobado, el Contratista puede comenzar los trabajos de cableado.

Para garantizar la presión sobre el terminal y evitar fallos de falsos contactos, la conexión de los hilos se deberá hacer empleando una herramienta de engaste como la que se muestra en la siguiente ilustración. **PREGUNATR A SOLPROLUX**



Ilustración 48. Herramienta de engaste manual Koban 0747783 KE-PV-01

El terminal a emplear en armarios eléctricos será del tipo de presión pre-aislado de punta u ojal como el que se muestra en la siguiente ilustración.



*Ilustración 49. Conector de alambre eléctrico de crimpado-ojal.*

Paralelamente a la conexión eléctrica del cableado, se realizará la identificación y etiquetado del mismo.

**Sistemas de puesta a tierra.**

Las uniones entre cables o entre cables y pletinas de cobre se realizará de una de estas formas:

- Soldadura aluminio-térmica
- Uniones atornilladas
- Terminales

Como dicta la normativa, en el caso de uniones realizadas mediante la soldadura aluminio-térmica, el Contratista deberá presentar a la Dirección Técnica un Procedimiento de Soldadura Aluminio-térmico. Este deberá dejar reflejadas todas las variables del proceso y los medios empleados para cumplir las siguientes especificaciones:

- Preparación de la unión
  - Limpieza de los conductores a unir hasta que estos tengan el brillo del metal.
  - Secado de todos los conductores sospechosos de haber estado en contacto con agua o en una zona de humedad elevada. (*Existe el riesgo de porosidades cuando*

*se suelda en elementos húmedos, estos defectos hacen que la unión no sea válida y deba repetirse*)

- Desengrasado de los conductores que hayan estado en contacto con algún tipo de grasa o lubricante.

- Ejecución de la soldadura

  - Se deberá tener presente las instrucciones del fabricante reflejadas en el procedimiento de soldadura.

  - No se debe provocar fusión en ningún punto de los elementos a unir.

  - En el caso de grieta, porosidad, goteo, derrame u otro fallo, la unión debe descartarse y se repite la soldadura.

Se deben observarán las siguientes precauciones a la hora de realizar las uniones mediante pletinas o chapas metálicas:

- Se limpiarán las superficies de contacto reduciendo la resistencia eléctrica al mínimo.

- No se puede eliminar el galvanizado en ningún caso a lo largo de la limpieza de las pletinas.

- Se debe dar el par de aprieta indicado, si excederse ni quedarse corto, con el fin de asegurar la continuidad de la unión.

**Recepción de la obra.**

Previo a la recepción de la obra por parte del Cliente, el Contratista deberá presentar toda la documentación final a la Dirección Técnica. Esta documentación recogerá el estado último en el que ha quedado la instalación.

Como se establece en la cláusula 4 del contrato firmado por el Cliente y el representando de la Dirección Técnica, la recepción provisional tendrá lugar siete días después de haberse

superado la Prueba de Aceptación[14] (en su caso, con un listado de remates o trabajos de carácter menor que no representen un importe superior al 5% del precio presupuestado y que tengan un periodo de subsanación inferior a tres meses). Las partes extenderán un acta de recepción provisional de conformidad con el modelo que se adjunta al presente proyecto técnico.

La recepción definitiva tendrá lugar treinta días después de la recepción provisional y siempre y cuando se hayan subsanado todo los trabajaos presentes en la lista de remates. Las partes extenderán un acta de recepción definitiva de conformidad con el modelo que se adjunta en el presenta proyecto técnico. Este acta se otorgará por duplicado, y se hará constar el total cumplimiento de las obligaciones de la Dirección Técnica y el Contratista y, por tanto, la aceptación definitiva de la ejecución por el Cliente.

# 5. *COMPONENTES Y MATERIALES.*

**Generalidades.**

Como se establece en el punto 5.1.1. del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red del IDAE, se asegura que todos los equipos tienen un grado de aislamiento como mínimo de tipo I exceptuando el caso del cableado en continua, este último posee doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro y la seguridad de las personas. La planta fotovoltaica esta diseñada de tal forma que no puede ocasionar averías en la red, ni disminuciones de la seguridad, ni alteraciones superiores a las establecidas por la normativa.

[14] Se define en el contrato de adjudicación. Se entiende realizada cuando la planta solar ha funcionado durante siete días consecutivos sin que en este período haya aparecido ningún defecto en la ejecución de los trabajos.

El correcto funcionamiento de la planta no podrá dar pie a condiciones peligrosas para el personal encargado de su mantenimiento ni para todo aquel que trabaje en la red de distribución.

Todos los materiales que se sitúen en condiciones adversas o a la intemperie deberán de contar con las protecciones necesarias para que dicha situación no suponga un fallo en funcionamiento.

Se incluyen todas las protecciones necesarias para asegurar el suministro y garantizar en todo momento la seguridad de las personas.

En el presente Proyecto Técnico se incluyen las fichas técnicas de todos los elementos mencionados, así como los certificados aportados por el fabricante.

Todos los elementos de identificación, así como las etiquetas en los casos que procedan, deberán ser legibles y escritos en español.

**Sistemas generadores fotovoltaicos. Módulos.**

Todos los módulos incluyen el marcado CE, según la normativa europea 2006/95 CE relativa al material eléctrico destinado a utilizarse entre un rango de tensión limitada. Este marcado se representa a continuación:



Ilustración 50. Marcado CE

En el caso que nos aplica, los módulos cumplen con la norma UN-EN 61646 [15]. Además, están cualificadas por un algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía

[15] Norma que regula los "*Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.*"

Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT). Esto se acredita mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

Todos los módulos llevarán visible de forma clara las características de los mismos, donde se recoge el nombre del fabricante, modelo del módulo y numero de serie trazable en el caso de defecto de fabricación.

Se utilizarán módulos que cumplan con las características técnicas descritas en el proyecto y en este PCT. Además, los módulos cumplirán con las siguientes características técnicas descritas en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red el IDAE:

> *"- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.*
>
> *- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.*
>
> *- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del ± 3 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.*
>
> *- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante."*

En el caso de la eficiencia, se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

Por motivos de seguridad y con el fin de facilitar las labores de mantenimiento y reparación del generador fotovoltaico, se instalarán los elementos necesarios para desconectar en cualquier momento la planta. Esto asegura que cualquier operación a realizar en cualquier parte de la planta solar queda desconectada y libre de tensión alguna.

Como aparece en la ficha técnica de los módulos, estos poseen una garantía de producto de mínimo 10 años y una producción mayor o igual al 85% durante 25 años.

**Estructura.**

Las estructuras de anclaje y soporte cumplen con las especificaciones recogidas en el Código Técnico de Edificación. Estas resisten las sobrecargas de viento y nieve establecidas en el CTE.Los puntos de sujeción de los módulos a las estructuras serán los necesarios para asegurar en todo momento un correcto anclaje. A petición del Cliente, se evitará hacer agujeros innecesarios que perforen la cubierta, estos podrían ser los causantes de goteras en un futuro.

Toda la tornillería, así como las roscas, está fabricada en acero inoxidable.

**Inversores.**

Serán capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que la planta solar este generando. Para ello serán del tipo adecuado con una potencia variable en cada momento y una potencia nominal acorde con la potencia estimada de generación solar.

Las características básicas que cumplen los inversores cumplen con el punto 5.4.2. del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE que dice:

*"Las características básicas de los inversores serán las siguientes:*

- *Principio de funcionamiento: fuente de corriente.*
- *Autoconmutados.*
- *Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.*
- *No funcionarán en isla o modo aislado.*

*La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:*

- *UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.*
- *UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.*

- *IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters."*

En lo relacionado con la seguridad, los inversores cumplen con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctricas, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en el tramo de corriente alterna
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones
- Perturbaciones presentes en la red (*mirco-cortes, pulsos, defectos de ciclos, etc…)*

Todos los inversores disponen de las señalizaciones necesarias. Asegurando un manejo adecuado y una sencilla supervisión, estos incorporarán los controles automáticos imprescindibles.

En cuanto a los controles manuales, los inversores incorporarán como mínimo el encendido y apagado general, y la conexión y desconexión del propio inversor con el tramo de corriente alterna. Este último se puede situar en un cuadro externo al inversor.

Al igual que los módulos, los inversores cumplen con las características eléctricas detalladas en el punto 5.4.6. del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red del IDAE. Estas son:

*"5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:*

*- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.*

*- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas*

*fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.*

*- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en "vacío") en "stand-by" o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.*

*- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.*

*- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red."*

Aunque en el caso de la planta solar descrita en este proyecto, los inversores se colocarán en el interior de varios edificios en lugares accesibles. Todos contarán con una protección IP 65 (mínima para inversores situados a la intemperie) cumpliendo con la legislación vigente.

Esta garantizado el funcionamiento de los inversores para temperaturas entre -25 ºC y +60º ºC y entre 0% y 100% de humedad relativa.

**Cableado.**

Como dicta la normativa, tanto los negativos como los positivos del conjunto de generadores fotovoltaicos (circuito de corriente continua) se conducirán separados y protegidos.

Los conductores serán de cobre y han sido dimensionados con la sección adecuada teniendo presente los límites de caída de tensión y pérdidas por cableado. Concretamente, como se detalla en los Cálculos Justificativos, para cualquier condición de trabajo, el cableado del tramo de corriente continua tiene la sección suficiente para que la caída de tensión total sea menor del 1,5%. En el caso del cableado del circuito de corriente alterna, los conductores cumplen también con un límite de caída de tensión del 1,5%.

La longitud incluida de cableado en los tramos de CC y CA es suficiente para asegurar que no se generan esfuerzos en los diversos elementos del circuito y se asegura que no existe posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

En el caso del aislamiento del cableado de continua, este constará de un doble aislamiento adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

**Conexiones a red.**

Cumpliendo con el pliego de condiciones mencionado anteriormente, la planta solar cumplirá con los dispuesto en el Real Decreto 244/2019 (articulo 7) sobre el acceso y conexión a la red en las modalidades de autoconsumo. Dicho artículo dice lo siguiente:

"Las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión."

**Medidas.**

Todas las medidas e instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 244/2019 (articulo 10) para medidas en baja tensión.

**Protecciones.**

Todas las protecciones e instalaciones cumplirán con los dispuesto en el Real Decreto 337/2014 dónde se establece la instrucción ITC-RAT 09 sobre protecciones e instalaciones fotovoltaicas.

**Puesta a tierra de las instalaciones.**

Como se ha comentado anteriormente, la red de tierras de la planta solar fotovoltaica esta diseñada de tal manera que se asegura en todo momento que las tensiones que puedan presentarse en las mases metálicas de la instalación no superan los límites establecidos por la instrucción técnica ITC-BT-18.

**Armónicos y compatibilidad electromagnética.**

La instalación fotovoltaica 1.0deberá cumplir el Nivel de Inmunidad CEI-1.000 donde se establecen las condiciones de compatibilidad electromagnéticas aplicables.

Los armónicos que pueden llegar a producir los inversores están dentro de los límites establecidos en la guía sobre la calidad de la onda en las redes eléctricas de UNESA de acuerdo con la norma CEI-1000-3-2 (UNE-EN IEC 61000-3-2:2019).

En la siguiente table se indican los niveles de compatibilidad electromagnéticas para las tasas de los armónicos de tensión:

| Armónicos impares no múltiplos de 3 | | Armónicos impares múltiplos de 3 | | Armónicos pares | |
|---|---|---|---|---|---|
| Orden n | Tasa Armónicos % | Orden n | Tasa Armónicos % | Orden n | Tasa Armónicos % |
| 5 | 6 | 3 | 5 | 2 | 1...2,0 |
| 7 | 5 | 9 | 1,5 | 4 | 0,5...1,0 |
| 11 | 3,5 | 15 | 0,3 | 6 | 0,5 |
| 13 | 3 | 21 | 0,2 | 8 | 0,5 |
| 17 | 2 | >21 | 0,2 | 10 | 0,5 |
| 19 | 1,5 | | | 12 | 0,5 |
| 23 | 1,5 | | | >12 | 0,2 |
| 25 | 1,5 | | | | 0,2 |
| >25 | 0,2+0,5(25/n) | | | | |
| Tasa de Distorción Armónica Total Admisible: 8% | | | | | |

Tabla 22. Niveles de compatibilidad electromagnética para las tasas de los armónicos de tensión. Fuente: UNE-EN IEC 61000-3-2:2019

Por otro lado, en la siguiente tabla se presentan los límites fijados de emisión de armónicos que deberán cumplir las instalaciones fotovoltaicas. Estos límites de emisión son inferiores a los niveles de compatibilidad electromagnética, ya que estos tienen en cuenta las perturbaciones que provienen tanto de los receptores conectados a esa misma red como los receptores conectados a otro nivel de tensión.

| Armónicos impares no | | Armónicos impares | | Armónicos pares | |
|---|---|---|---|---|---|
| Orden n | Tasa Armónicos % | Orden n | Tasa Armónicos % | Orden n | Tasa Armónicos % |
| 5 | 5 | 3 | 4 | 2 | 1,6 |
| 7 | 4 | 9 | 1,2 | 4 | 1 |
| 11 | 3 | 15 | 0,3 | 6 | 0,5 |
| 13 | 2,5 | 21 | 0,2 | 8 | 0,4 |
| 17 | 1,6 | >21 | 0,2 | 10 | 0,4 |
| 19 | 1,2 | | | 12 | 0,2 |
| 23 | 1,2 | | | >12 | 0,2 |
| 25 | 1,2 | | | | |
| >25 | 0,2+0,5(25/n) | | | | |
| Tasa de Distorción Armónica Total Admisible: 6,5% | | | | | |

*Tabla 23. Límites fijados de emisión de armónicos. Fuente: UNE-EN IEC 61000-3-2:2019*

Previo a la puesta en marcha de la planta fotovoltaica, la compañía eléctrica del Cliente podrá realizar un análisis de la calidad de onda en el punto de conexión. Esto hace de verificación,

comprobando que se respetan las características de tensión establecidas con el fin de asegurar que la puesta en marcha de la planta no afecta al resto de clientes de la compañía distribuidora por encima de los límites establecidos.

Con el fin de realizar pruebas periódicas y un eventual registro de la onda en el punto de conexión, la compañía eléctrica tiene el derecho de instalar un analizador de redes en el punto de conexión. Si dicho analizador de redes muestra resultados fuera de los límites establecidos, se deberá desconectar la planta fotovoltaica y realizar las modificaciones oportunas para subsanar el mal funcionamiento de esta.

Así mismo, el Contratista deberá entregar a la Dirección Técnica y esta hacérsela llegar al Cliente, un certificado de cumplimiento de los niveles de emisión de armónicos de acuerdo con el artículo 16 del RD 1699/2011.

**Documentación a aportar.**

El Contratista entregará a la Dirección Técnica un documento en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la planta fotovoltaica. Este documento será firmado por ambas partes y entregado una copia al Cliente.

Antes de la puesta en marcha de los elementos principales de la planta (módulos, inversores y cuadros eléctricos) estos deberán haber pasado las pruebas de funcionamientos en fábrica, de las cuales se adjuntará el pertinente certificado al Contratista y este se lo hará llegar a la Dirección Técnica.

Independientemente de lo concluido con anterioridad en este PCT, el Contratista deberá realizar las siguientes pruebas antes de poner en funcionamiento la planta:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos momentos de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación. Quedan exentas las pruebas referidas al interruptor automático de desconexión.

- Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de recepción provisional de la planta. El acta de recepción provisional, como se ha mencionado anteriormente, no se firmará hasta que no transcurran siete días consecutivos con un correcto funcionamiento de la planta, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema.

- Previa a la firma, se deberán cumplir los siguientes requisitos:

    - Entrega de toda la documentación requerida en este PCT

    - Retirada de todo material sobrante y escombros presentes en la obra

    - Limpieza de la zona donde han transcurrido las obras

    - Reparación de todos aquellos fallos ocasionados por el Contratista en las instalaciones del Cliente.

# DOCUMENTO Nº4. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN.

# 1. *PRESUPUESTO GLOBAL DE TODOS LOS PROYECTOS*

A continuación, se presenta la tabla desglose de todas las partidas incluidas en el proyecto, incluyendo aquellas relacionadas con los proyectos previos necesarios para la instalación de la planta solar fotovoltaica:

| Cápitulo | Proyecto | Resumen | Cantidad | Precio | Importe |
|---|---|---|---|---|---|
| 0.1. | Desarrollo | Costes de desarrollo asumidos por LJ, en ellos se incluye toda gestión realizada por la administración de LJ así como la ingeniería. | 1 uds. | 25.000,00 | 25.000,00 € |
| | | Total Capítulo 0. *Costes de desarrollo LJ:* | | | 25.000,00 € |
| 1.1. | Retirada de amianto | Entrega a cuenta inciio Plan de Desamiantado, firma del presupuesto de retirada de amianto en cubiertas de sus instalaciones de C/ Torrelaguna 79, 28140, Fuente el Saz de Jarama (Madrid), según presupuesto. | 1 uds. | 6.865,60 | 6.865,60 € |
| | | Finalización de los trabajos de gestión y retirada de amianto en cubiertas de sus instalaciones de C/Torrelaguna 79, 28140, Funete el Saz de Jarama (Madrid), según presupuesto. | 1 uds. | 31.730,51 | 31.730,51 € |
| 1.2. | Rehabilitación Cubiertas | Cubierta 3G L1 1000mm; 40mm. Precalado Blanco Pirineo sin film. | 5.325 uds. | 21,50 | 114.487,50 € |
| | | Instalación panel cubierta suministrada por el cliente y remates necesarios | 5.325 uds. | 11,81 | 62.889,19 € |
| | | Medios auxiliares (Alquiler maquinaria, plataforma elevadora y transporte y recepción de panalees) | 1 uds. | 6.821,25 | 6.821,25 € |
| | | Total Capítulo 1. *Proyectos previos a la instalción de la planta solar fotovoltaica.* | | | 222.794,05 € |
| 2.1. | Estructura de sujección de módulos | Estructura Suports, modelo coplanar con anclaje autoroscante. Fabricado en aluminio según ficha técnica | 1 uds. | 17.343,01 | 17.343,01 € |
| | | Medios auxiliares (Alquiler maquinaria, plataforma elevadora y transporte y recepción de estructura) | 1 uds. | 2156.25 | 2.156,25 € |
| 2.2. | Instalación eléctrica | Cableado de los tramos CC y CA sobre rejiban de acero cincado | 1 uds. | 31.836,58 | 31.863,58 € |
| | | Cuadros eléctricos CC/CA | 1 uds. | 6.850,00 | 6.850,00 € |
| | | Sistemas de monitorización necesarios | 1 uds. | 1.132,75 | 1.132,75 € |
| | | Total Capítulo 2. *Estructura e instalción eléctrica.* | | | 59.345,59 € |
| 3.1 | Módulos fotovoltaicos | Transporte y recepción en obra | 1 uds. | 2.785,12 | 2.785,12 € |
| | | Módulo fotovoltaico JAM72S20-455/MR | 2.054 uds. | 169,26 | 347.661,05 € |
| 3.2. | Inversores | Transporte y recepción en obra | 1 uds. | 250,00 | 250,00 € |
| | | Inversor Huawei SUN2000-100KTL | 6 uds. | 3.978,68 | 39.500,00 € |
| | | Inversor Huawei SUN2000-60KTL | 3 uds. | 2.387,21 | 10.500,00 € |
| | | Total Capítulo 3. *Módulos fotovoltaicos e inversores.* | | | 400.696,17 € |
| 4. | Mano de obra y alquiler de maquinaria | Mano de obra para la instalación de la planta solar fotovoltaica y alquiler de metodos de elevación y herramientas | 1 uds. | 130.818,24 | 130.818,24 € |
| | | Total Capítulo 4. *Instalación.* | | | 130.818,24 € |
| | | | | TOTAL (sin IVA) | 838.654,05 € |
| | | | | TOTAL (con IVA) | 1.009.521,40 € |

Tabla 24. Presupuesto de la obra completa incluido los proyectos previos. Fuente: Elaboración propia.

# 2. *PRESUPUESTO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA.*

A continuación, se presenta la tabla desglose de las partidas estrictamente relacionadas con la instalación de la planta solar fotovoltaica:

| Cápitulo | Proyecto | Resumen | Cantidad | Precio | Importe |
|---|---|---|---|---|---|
| 1.1. | Estructura de sujección de módulos | Estructura Suports, modelo coplanar con anclaje autoroscante. Fabricado en aluminio según ficha técnica | 1 uds. | 17.343,01 | 17.343,01 € |
| | | Medios auxiliares (Alquiler maquinaria, plataforma | 1 uds. | 2156.25 | 2.156,25 € |
| 1.2. | Instalación eléctrica | Cableado de los tramos CC y CA sobre rejiban de acero cincado | 1 uds. | 31.836,58 | 31.863,58 € |
| | | Cuadros eléctricos CC/CA | 1 uds. | 6.850,00 | 6.850,00 € |
| | | Sistemas de monitorización necesarios | 1 uds. | 1.132,75 | 1.132,75 € |
| | | Total Capítulo 1. *Estructura e instalción eléctrica.* | | | 59.345,59 € |
| 2.1 | Módulos fotovoltaicos | Transporte y recepción en obra | 1 uds. | 2.785,12 | 2.785,12 € |
| | | Módulo fotovoltaico JAM72S20-455/MR | 2.054 uds. | 120,58 | 347.661,05 € |
| 2.2. | Inversores | Transporte y recepción en obra | 1 uds. | 250,00 | 250,00 € |
| | | Inversor Huawei SUN2000-100KTL | 6 uds. | 6.583,33 | 39.500,00 € |
| | | Inversor Huawei SUN2000-60KTL | 3 uds. | 3.500,00 | 10.500,00 € |
| | | Total Capítulo 2. *Módulos fotovoltaicos e inversores.* | | | 400.696,17 € |
| 3. | Mano de obra y alquiler de maquinaria | Mano de obra para la instalación de la planta solar fotovoltaica y alquiler de metodos de elevación y herramientas | 1 uds. | 130.818,24 | 130.818,24 € |
| | | Total Capítulo 3. *Instalación.* | | | 130.818,24 € |
| | | | | TOTAL (sin IVA) | 590.860,00 € |
| | | | | TOTAL (con IVA) | 714.940,60 € |

Tabla 25. Presupuesto de la planta solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

# DOCUMENTO Nº5. ANEXOS.

# *Anexo I. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.*

- Orientación, inclinación y sombras.

Debido a la elección de LJ de situar los módulos fotovoltaicos coplanares a las cubiertas ya existentes, la orientación e inclinación de los diferentes tramos viene determinado por las cubiertas. Este apartado tiene como objetivo determinar las pérdidas derivadas tanto de la inclinación como de la orientación de los módulos fotovoltaicos.

La orientación e inclinación definidas para el sistema son las presentadas en la Memoria.

En el Código Técnico de Edificación, sección HE 5, donde se describe la contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica, se establecen unas pérdidas máximas por orientación e inclinación para instalaciones fotovoltaicas, estas son:

| Caso | Orientación e inclinación | Sombras | Total |
|---|---|---|---|
| General | 10 % | 10 % | 15 % |
| Superposición | 20 % | 15 % | 30 % |
| Integración arquitectónica | 40 % | 20 % | 50 % |

*Tabla 26. Pérdidas límite según CTE para instalaciones fotovoltaica. Fuente: CTE*

Citando el CTE sección HE 5 apartado 2.2. párrafo 5:

*"Se considera que existe una integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica. Se considera que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal con el fin de favorecer la autolimpieza de los módulos. Una regla fundamental a seguir para conseguir la integración o superposición de las instalaciones solares es la de mantener, dentro de lo posible, la alineación con los ejes principales de la edificación."*

Por lo tanto, el límite en nuestro caso se corresponde con el límite en el caso de Superposición, un 20% de pérdidas debido a la orientación e inclinación.

Según el estudio de dimensionamiento realizado en PVsyst que se adjunta en el apartado de anexos, las pérdidas por orientación e inclinación para la ubicación de este proyecto se estiman en un -15,7%. Por lo tanto, el estudio esta dentro de los límites fijados por el CTE.

En el caso de sombreado, el límite establecido en nuestro caso es de un 15%. Según el estudio de PVsyst comentado, las pérdidas por sombreado para esta disposición de la planta solar fotovoltaica son de -0.67%, por lo que el estudio está dentro de los límites del CTE.

*En el apartado de anexos se podrá consultar el estudio realizado en PVsyst donde aparece el diagrama de pérdidas completo.*

- Distancia entre módulos.

Una de las principales claves del buen funcionamiento de los módulos fotovoltaicos es intentar conseguir que la superficie del propio módulo quede libre de sombras. El factor que más influye en dichas sombras es la propia colocación de los módulos entre sus filas consecutivas. Para conseguir maximizar el rendimiento de la instalación se debe hacer un estudio detallado de la distancia mínima de separación entre fila consecutivas para minimizar las sombras proyectadas de una fila a otra.

Existen varios métodos de cálculo de la distancia óptima entre filar de paneles consecutivos, en este proyecto se va a usar la propuesta por el IDAE en su Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones aisladas de la red, al ser esta la más restrictiva.

A continuación, se cita por completo el proceso de cálculo debidamente detallado en el Pliego de Condiciones Técnicas mencionado.

*"La distancia d, medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.*

*En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a h*k, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor 1/tan(61° – latitud).*

*En la tabla VII pueden verse algunos valores significativos del factor k, en función de la latitud del lugar.*

| *Latitud* | 29° | 37° | 39° | 41° | 43° | 45° |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *k* | 1,600 | 2,246 | 2,475 | 2,747 | 3,078 | 3,487 |

*Tabla 27. Valores significativos del valor k, en función de la altitud del lugar. Fuente: CTE*

*Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a h*k, siendo en este caso h la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.*

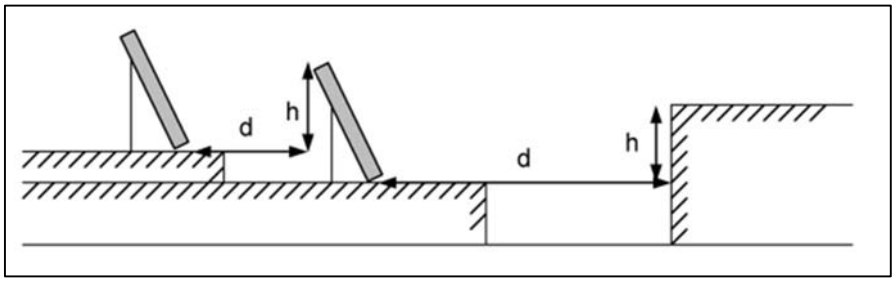



*Ilustración 51. Esquema usado para el cálculo de la distancia mínima entre módulos. Fuente: CTE*

La distancia **d** mencionada en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$d \geq \frac{h}{tg(61° - latitud)}$$

En el caso de aplicación de este proyecto técnico, al ser una fijación coplanar a la cubierta existente (h=0), las filas de módulos no proyectan sombras sobre sus adyacentes. Esto hace que no haya una distancia mínima a la cual se deban colocar las filas consecutivas de módulos.

- Configuración del sistema fotovoltaico.

Con el fin de conseguir una configuración del sistema fotovoltaico válida, los módulos se conectarán de forma que el rango de tensiones producidos a la salida de la cadena se encuentre en todo momento dentro de los límites de entrada del inversor. Además, para garantizar el buen funcionamiento de los inversores y de la planta en su conjunto, las tensiones de trabajo a la salida de las series de módulos no deberán estar entre los rangos de tensión para los que el inversor trabaja a máxima potencia.

Cabe destacar que cuanto menor es la temperatura, mayor es el rango de tensión de salida de una serie de paneles fotovoltaicos. Por ello, los cálculos se deben realizar para diferentes casos en los que varía la temperatura, estableciendo como límite inferior -10ºC ($\boldsymbol{T_{MIN}}$) y límite superior +70ºC ($\boldsymbol{T_{MAX}}$).

Para realizar los siguientes cálculos hay que tener presente los valores de funcionamiento de los inversores utilizados y de los módulos, estos últimos depende del número de módulos en serie que se coloquen en cada string.

En el caso de los inversores, sus valores de funcionamiento son:

| INVERSOR | SUN2000-100KTL | SUN200-60KTL |
|---|---|---|
| Tensión máxima de entrada [V] | 1.100 | 1.100 |
| Tensión mínima MPPT [V] | 200 | 200 |
| Tensión máxima MPPT [V] | 1.000 | 1.000 |
| Isc máxima MPPT [A] | 40 | 30 |

*Tabla 28. Detalles de los inversores, MPPT. Fuente: Elaboración propia*

Para obtener los valores de funcionamiento de los módulos hace falta hacer una serie de cálculos dependiente de la temperatura y el número de módulos que haya en cada string. Los módulos estarán conectados formando series de 16, 19 y 20 módulos. Los inversores SUN2000-100KTL de Huawei cuentan con 10 MPPT y a su vez con 2 entradas para conectar los strings. Por otro lado, los SUN2000-60KTL cuentan con 6 MPPT y 2 entradas para conectar los strings.

A la hora de calcular las tensiones de funcionamiento de cada uno de los strings dependiendo de la temperatura y el número de módulos en la serie, se usan las siguientes fórmulas:

$$\boldsymbol{V_{módulo} = V_{STC}\left(\frac{\beta}{100} * (T - T_{STC}) + 1\right)}$$

*Ecuación 2. Tensión por cada módulo de la serie [V]*

Donde:

$V_{STC}$: Tensión en condiciones normales (STC ).

β: Coeficiente de temperatura para V_OC

$T_{STC}$: Temperatura en condiciones normales (STC)

$V^i$: Tensión que queramos calcular, (Voc; Vmp)

$$\boldsymbol{V_{string} = V_{módulo} * N^{o}_{modulos\ por\ string}}$$

*Ecuación 3. Tensión resultante de la suma de módulos de un string.*

Para calcular las corrientes de funcionamiento se usa:

$$\boldsymbol{I_{string} = I_{serie} = I_{módulo} = I_{STC}\left(\frac{\alpha}{100} * (T - T_{STC}) + 1\right)}$$

*Ecuación 4. Corriente que circula por cada uno de los strings.*

Donde:

$I_{STC}$: Corriente en condiciones normales (STC)

α: Coeficiente de temperatura para I_SC

$T_{STC}$: Temperatura en condiciones normales (STC)

$I^i$: Corriente que queramos calcular, (Isc, Imp)

En cuanto a los límites de los diversos parámetros, las fiches técnicas nos detallan:

- La máxima tensión $V_{OC}$ que admiten los inversores es 1.100 V y la máxima que admiten los módulos es 1.500 V
- El rango de tensiones $V_{MP}$ de los inversores es 200 ~ 1.000 V
- La corriente máxima de cortocircuito ($I_{SC}$) debe ser menor que la corriente de entrada máxima del inversor, que es

- Inversor SUN2000-100KTL → 40 A
- Inversor SUN2000-60KTL → 30 A

Los valores necesarios en condiciones STC son:

- $V_{OC_{STC}} = 49{,}85\ V$
- $V_{mp_{STC}} = 41{,}82\ V$
- $I_{SC_{STC}}^{100KTL} = 11{,}41\ A$
- $I_{SC_{STC}}^{600KTL} = 10{,}88\ A$

*Estos valores se pueden comprobar en la ficha técnica de los módulos situada en el apartado de anexos.*

Teniendo presente todo lo comentado anteriormente, se presenta una tabla para cada combinación de string con los diferentes valores de cada parámetro de funcionamiento.

| Tª Célula [ºC] | -10 | 25 | 60 | 70 |
|---|---|---|---|---|
| Isc [A] | 11,23 | 11,41 | 11,59 | 11,64 |
| Impp [A] | 10,71 | 10,88 | 11,05 | 11,1 |
| Voc [V] | 873,53 | 797,6 | 721,67 | 699,97 |
| Vmpp [V] | 732,82 | 669,12 | 605,42 | 587,22 |

*Tabla 29. Valores de funcionamiento de la serie de 16 módulos para diferentes valores de temperatura. Fuente: Elaboración propia*

| Tª Célula [ºC] | -10 | 25 | 60 | 70 |
|---|---|---|---|---|
| Isc [A] | 11,23 | 11,41 | 11,59 | 11,64 |
| Impp [A] | 10,71 | 10,88 | 11,05 | 11,1 |
| Voc [V] | 1.037,32 | 947,15 | 856,98 | 831,22 |
| Vmpp [V] | 870,22 | 794,58 | 718,94 | 697,32 |

*Tabla 30. Valores de funcionamiento de la serie de 19 módulos para diferentes valores de temperatura. Fuente: Elaboración propia*

| Tª Célula [ºC] | -10 | 25 | 60 | 70 |
|---|---|---|---|---|
| Isc [A] | 11,23 | 11,41 | 11,59 | 11,64 |
| Impp [A] | 10,71 | 10,88 | 11,05 | 11,1 |
| Voc [V] | 1.091,91 | 997 | 902,09 | 874,97 |
| Vmpp [V] | 916,03 | 836,4 | 756,77 | 734,02 |

*Tabla 31. Valores de funcionamiento de la serie de 20 módulos para diferentes valores de temperatura. Fuente: Elaboración propia*

A la vista de los resultados obtenidos se puede asegurar que tanto el inversor como los módulos trabajaran en un rango de valores posible.

- Cálculo de las caídas de tensión

Corriente continua

Despreciando la inducción de la línea y siendo conocida la potencia que se transporta por la misma, la caída de tensión $\Delta U$ que se da en una línea de corriente continua se calcula como:

$$\Delta U = \frac{2 * P * L}{56 * V * S}$$

*Ecuación 5. Caída de tensión en una línea de CC.*

Donde:

P: Potencia a transportar [W]

L: Longitud del conductor [m]

C: Conductividad [mΩ/mm$^2$]

V: Tensión nominal [V]

S: Sección del conductor [mm$^2$]

$\Delta U$: Caída de tensión [V]

El cable que se usará en los tramos de corriente continua será Cable Solar fabricado en cobre. Se considera una conductividad de 48 mΩ/mm$^2$.

Gracias a las protecciones internas DC que tienen los inversores, la conexión de las series se realizará directamente con cada una de las series de entrada del inversor.

La distribución del sistema de corriente continua consiste en determinar el número de paralelos (cadenas de módulos formando un string) que se conectan a cada uno de los inversores. Como se ha descrito anteriormente, los inversores SUN2000-100KTL tienen la posibilidad de conectar 20 (2x10) entradas. Por otro lado, los inversores SUN2000-60KTL tienen 12 (2x6) entradas. Con estos datos como pilar fundamental, se deben distribuir la totalidad de los módulos en strings múltiplos de 16, 19 ó 20.

En el apartado de anexos se presentan los planos de la planta dónde se pueden apreciar la configuración de esta. En estos planos se detallan la colocación de cada uno de los strings, así como la situación del conjunto de inversores. De estos planos es de dónde se obtienen las diferentes distancias utilizadas en los cálculos.

*Para el cálculo de la potencia a transportar, se multiplica la potencia nominal de cada módulo (455 W) por el número de módulos en cada serie.*

*La tensión con la que realizan los cálculos es la tensión de punto de máxima potencia para las condiciones STC. (41,82 V)*

*La intensidad que circula por cada una de las series se corresponde con la intensidad en el punto de máxima potencia de los módulos a 25 ºC (10,88 A)*

*La sección del cableado oscilará entre 4, 6 y 10 $mm^2$ con el fin de no superar nunca el 1,5% de pérdidas establecido por normativa.*

La configuración de este sistema queda:

### Tramo Módulos/Inversor 1. *SUN2000-60 KTL*

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 1. (*SUN2000-60KTL*) | 1.1 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 150,00 | 10,88 | 10,00 | 6,70 | 0,84% | 1,08% |
| | 1.2 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 167,00 | 10,88 | 10,00 | 4,47 | 0,56% | |
| | 1.3 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 178,00 | 10,88 | 10,00 | 4,96 | 0,62% | |
| | 1.4 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 187,00 | 10,88 | 10,00 | 8,36 | 1,05% | |
| | 1.5 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 189,00 | 10,88 | 10,00 | 8,45 | 1,06% | |
| | 1.6 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 192,00 | 10,88 | 10,00 | 8,61 | 1,08% | |
| | 1.7 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 181,00 | 10,88 | 10,00 | 8,11 | 1,02% | |
| | 1.8 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 170,00 | 10,88 | 10,00 | 7,62 | 0,96% | |
| | 1.9 | 16 | 7.280,00 | 669,12 | 160,00 | 10,88 | 10,00 | 7,17 | 1,07% | |
| | 1.10 | 16 | 7.280,00 | 669,12 | 152,00 | 10,88 | 10,00 | 6,81 | 1,02% | |
| | | 184 | 83.720,00 | | | | | | | |

*Tabla 32. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 1. Fuente: Elaboración propia*

### Tramo Módulos/Inversor 2. *SUN2000-60 KTL*

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 2. (*SUN2000-60KTL*) | 2.1 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 43,00 | 10,88 | 4,00 | 4,82 | 0,61% | 0,95% |
| | 2.2 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 67,00 | 10,88 | 4,00 | 7,51 | 0,95% | |
| | 2.3 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 61,00 | 10,88 | 4,00 | 6,84 | 0,86% | |
| | 2.4 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 44,00 | 10,88 | 4,00 | 4,93 | 0,62% | |
| | 2.5 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 45,00 | 10,88 | 4,00 | 5,04 | 0,63% | |
| | 2.6 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 45,00 | 10,88 | 4,00 | 5,04 | 0,63% | |
| | 2.7 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 36,00 | 10,88 | 4,00 | 4,03 | 0,51% | |
| | 2.8 | 16 | 7.280,00 | 669,12 | 28,00 | 10,88 | 4,00 | 3,14 | 0,47% | |
| | | 149 | 67.795,00 | | | | | | | |

*Tabla 33. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 2. Fuente: Elaboración propia*

### Tramo Módulos/Inversor 3. *SUN2000-60 KTL*

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 3. (*SUN2000-60KTL*) | 3.1 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 34,00 | 10,88 | 4,00 | 3,81 | 0,48% | 0,64% |
| | 3.2 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 38,00 | 10,88 | 4,00 | 4,26 | 0,54% | |
| | 3.3 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 33,00 | 10,88 | 4,00 | 3,70 | 0,47% | |
| | 3.4 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 15,00 | 10,88 | 4,00 | 1,68 | 0,20% | |
| | 3.5 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 24,00 | 10,88 | 4,00 | 2,69 | 0,32% | |
| | 3.6 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 48,00 | 10,88 | 4,00 | 5,38 | 0,64% | |
| | 3.7 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 41,00 | 10,88 | 4,00 | 4,59 | 0,55% | |
| | 3.8 | 16 | 7.280,00 | 669,12 | 32,00 | 10,88 | 4,00 | 3,59 | 0,54% | |
| | | 153 | 69.615,00 | | | | | | | |

*Tabla 34. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 3. Fuente: Elaboración propia*

### Tramo Módulos/Inversor 4. *SUN2000-100 KTL*

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 4. (*SUN2000-100KTL*) | 4.1 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 142,00 | 10,88 | 6,00 | 10,61 | 1,34% | 1,34% |
| | 4.2 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 129,00 | 10,88 | 6,00 | 9,64 | 1,21% | |
| | 4.3 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 128,00 | 10,88 | 6,00 | 9,58 | 1,21% | |
| | 4.4 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 119,00 | 10,88 | 6,00 | 8,89 | 1,12% | |
| | 4.5 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 112,00 | 10,88 | 6,00 | 8,37 | 1,05% | |
| | 4.6 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 111,00 | 10,88 | 6,00 | 8,29 | 1,04% | |
| | 4.7 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 109,00 | 10,88 | 6,00 | 8,14 | 1,02% | |
| | 4.8 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 103,00 | 10,88 | 6,00 | 7,70 | 0,97% | |
| | 4.9 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 93,00 | 10,88 | 6,00 | 7,32 | 0,92% | |
| | 4.10 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 93,00 | 10,88 | 6,00 | 6,95 | 0,87% | |
| | 4.11 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 88,00 | 10,88 | 6,00 | 6,57 | 0,83% | |
| | 4.12 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 84,00 | 10,88 | 6,00 | 6,28 | 0,79% | |
| | | 228 | 103.740,00 | | | | | | | |

*Tabla 35. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 4. Fuente: Elaboración propia*

## Tramo Módulos/Inversor 5. *SUN2000-100 KTL*

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 5. (*SUN2000-100KTL*) | 5.1 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 138,00 | 10,88 | 10,00 | 6,19 | 0,74% | 0,74% |
| | 5.2 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 130,00 | 10,88 | 10,00 | 5,83 | 0,70% | |
| | 5.3 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 124,00 | 10,88 | 10,00 | 5,56 | 0,66% | |
| | 5.4 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 120,00 | 10,88 | 10,00 | 5,38 | 0,64% | |
| | 5.5 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 113,00 | 10,88 | 10,00 | 5,07 | 0,61% | |
| | 5.6 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 109,00 | 10,88 | 10,00 | 4,89 | 0,58% | |
| | 5.7 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 105,00 | 10,88 | 10,00 | 4,71 | 0,56% | |
| | 5.8 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 101,00 | 10,88 | 10,00 | 4,53 | 0,54% | |
| | 5.9 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 97,00 | 10,88 | 10,00 | 4,35 | 0,52% | |
| | 5.10 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 93,00 | 10,88 | 10,00 | 4,17 | 0,50% | |
| | 5.11 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 89,00 | 10,88 | 10,00 | 3,99 | 0,48% | |
| | 5.12 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 85,00 | 10,88 | 10,00 | 3,81 | 0,46% | |
| | 5.13 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 134,00 | 10,88 | 10,00 | 6,01 | 0,72% | |
| | | 260 | 118.300,00 | | | | | | | |

*Tabla 36. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 5. Fuente: Elaboración propia*

## Tramo Módulos/Inversor 6. *SUN2000-100 KTL*

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 6. (*SUN2000-100KTL*) | 6.1 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 130,00 | 10,88 | 6,00 | 9,71 | 1,16% | 1,16% |
| | 6.2 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 125,00 | 10,88 | 6,00 | 9,34 | 1,12% | |
| | 6.3 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 121,00 | 10,88 | 6,00 | 9,04 | 1,08% | |
| | 6.4 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 117,00 | 10,88 | 6,00 | 8,74 | 1,04% | |
| | 6.5 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 113,00 | 10,88 | 6,00 | 8,44 | 1,01% | |
| | 6.6 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 108,00 | 10,88 | 6,00 | 8,07 | 0,96% | |
| | 6.7 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 101,00 | 10,88 | 6,00 | 7,55 | 0,90% | |
| | 6.8 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 96,00 | 10,88 | 6,00 | 7,17 | 0,86% | |
| | 6.9 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 90,00 | 10,88 | 6,00 | 6,72 | 0,80% | |
| | 6.10 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 84,00 | 10,88 | 6,00 | 6,28 | 0,75% | |
| | 6.11 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 80,00 | 10,88 | 6,00 | 5,98 | 0,71% | |
| | 6.12 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 110,00 | 10,88 | 6,00 | 8,22 | 0,98% | |
| | 6.13 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 100,00 | 10,88 | 6,00 | 7,47 | 0,89% | |
| | 6.14 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 90,00 | 10,88 | 6,00 | 6,72 | 0,80% | |
| | 6.15 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 80,00 | 10,88 | 6,00 | 5,98 | 0,71% | |
| | 6.16 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 70,00 | 10,88 | 6,00 | 5,23 | 0,63% | |
| | | 320 | 145.600,00 | | | | | | | |

*Tabla 37. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 6. Fuente: Elaboración propia*

**Tramo Módulos/Inversor 7. *SUN2000-100 KTL***

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 7. (*SUN2000-100KTL*) | 7.1 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 38,00 | 10,88 | 4,00 | 10,31 | 1,23% | 1,23% |
| | 7.2 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 36,00 | 10,88 | 4,00 | 9,64 | 1,15% | |
| | 7.3 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 34,00 | 10,88 | 4,00 | 8,97 | 1,07% | |
| | 7.4 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 30,00 | 10,88 | 4,00 | 8,97 | 1,07% | |
| | 7.5 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 26,00 | 10,88 | 4,00 | 8,52 | 1,02% | |
| | 7.6 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 94,00 | 10,88 | 4,00 | 8,07 | 0,96% | |
| | 7.7 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 82,00 | 10,88 | 4,00 | 7,62 | 0,91% | |
| | 7.8 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 80,00 | 10,88 | 4,00 | 7,17 | 0,86% | |
| | 7.9 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 80,00 | 10,88 | 4,00 | 6,95 | 0,83% | |
| | 7.10 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 70,00 | 10,88 | 4,00 | 6,28 | 0,75% | |
| | 7.11 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 68,00 | 10,88 | 4,00 | 5,38 | 0,64% | |
| | 7.12 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 68,00 | 10,88 | 4,00 | 4,93 | 0,59% | |
| | 7.13 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 58,00 | 10,88 | 4,00 | 4,48 | 0,54% | |
| | | 260 | 118.300,00 | | | | | | | |

*Tabla 38. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 7. Fuente: Elaboración propia*

**Tramo Módulos/Inversor 8. *SUN2000-100 KTL***

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 8. (*SUN2000-100KTL*) | 8.1 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 38,00 | 10,88 | 4,00 | 4,26 | 0,51% | 1,26% |
| | 8.2 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 36,00 | 10,88 | 4,00 | 4,03 | 0,48% | |
| | 8.3 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 34,00 | 10,88 | 4,00 | 3,81 | 0,46% | |
| | 8.4 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 30,00 | 10,88 | 4,00 | 3,36 | 0,40% | |
| | 8.5 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 26,00 | 10,88 | 4,00 | 2,91 | 0,35% | |
| | 8.6 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 94,00 | 10,88 | 4,00 | 10,53 | 1,26% | |
| | 8.7 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 82,00 | 10,88 | 4,00 | 9,19 | 1,10% | |
| | 8.8 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 80,00 | 10,88 | 4,00 | 8,97 | 1,07% | |
| | 8.9 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 80,00 | 10,88 | 4,00 | 8,97 | 1,07% | |
| | 8.10 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 70,00 | 10,88 | 4,00 | 7,84 | 0,94% | |
| | 8.11 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 68,00 | 10,88 | 4,00 | 7,62 | 0,91% | |
| | 8.12 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 68,00 | 10,88 | 4,00 | 7,62 | 0,91% | |
| | 8.13 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 58,00 | 10,88 | 4,00 | 6,50 | 0,78% | |
| | | 260 | 118.300,00 | | | | | | | |

*Tabla 39. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 8. Fuente: Elaboración propia*

**Tramo Módulos/Inversor 9. *SUN2000-100 KTL***

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 9. (*SUN2000-100KTL*) | 9.1 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 64,00 | 10,88 | 4,00 | 7,17 | 0,86% | 0,86% |
| | 9.2 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 59,00 | 10,88 | 4,00 | 6,61 | 0,79% | |
| | 9.3 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 58,00 | 10,88 | 4,00 | 6,50 | 0,78% | |
| | 9.4 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 46,00 | 10,88 | 4,00 | 5,15 | 0,62% | |
| | 9.5 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 44,00 | 10,88 | 4,00 | 4,93 | 0,59% | |
| | 9.6 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 46,00 | 10,88 | 4,00 | 5,15 | 0,62% | |
| | 9.7 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 34,00 | 10,88 | 4,00 | 3,81 | 0,46% | |
| | 9.8 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 33,00 | 10,88 | 4,00 | 3,70 | 0,44% | |
| | 9.9 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 34,00 | 10,88 | 4,00 | 3,81 | 0,46% | |
| | 9.10 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 22,00 | 10,88 | 4,00 | 2,47 | 0,30% | |
| | 9.11 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 20,00 | 10,88 | 4,00 | 2,24 | 0,27% | |
| | 9.12 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 22,00 | 10,88 | 4,00 | 2,47 | 0,30% | |
| | | 240 | 109.200,00 | | | | | | | |

*Tabla 40. Caída de tensión CC en el Tramo Módulos/Inversores 9. Fuente: Elaboración propia*

*En el apartado de anexos se incluyen las columnas relacionadas con el cálculo de la sección mínima para cumplir normativa. L*

A la vista de los resultados obtenidos en las tablas mostradas, la suma de las caídas de tensión producidas en los cables desde los módulos hasta los inversores no es mayor de 1,5%. Citando el punto 5.5.2 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Interconectadas a Red, PCT-C del IDAE:

*"Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %."*

Por otro lado, en ningún caso la corriente admisible del cable es menor a la corriente máxima que trasmiten los strings a los conductores.

Por ello, queda demostrado se cumple en todo momento con la normativa vigente.

Corriente alterna

Despreciando la inducción de la línea y siendo conocida la potencia que se transporta por la misma, la caída de tensión ΔU que se da en una línea de corriente alterna se calcula como:

$$\Delta U = \frac{\rho * P * L}{V * S}$$

*Ecuación 5. Caída de tensión en una línea de CA.*

Donde:

P: Potencia a transportar [W]

L: Longitud del conductor [m]

$\rho$: Resistividad del conductor [mΩ/mm$^2$]

V: Tensión nominal [V]

S: Sección del conductor [mm$^2$]

$\Delta U$: Caída de tensión [V]

El cable utilizado en los tramos de corriente alterna será un cable libre de halógenos de 0,6/1 kV tal y como marca la normativa. Se considera una resistividad de 0,0220 Ωmm$^2$/m.

El sistema de corriente alterna se divide en el número de puntos de conexión disponibles en la instalación. En estos puntos de conexión se conectarán tanto los armarios de protecciones como los cuados de corriente alterna. En estos últimos, la salida de los inversores en corriente alterna se transporta a los cuadros eléctricos disponibles para conectar la planta fotovoltaica con la red eléctrica interior. Por cada punto de conexión con dicha red se debe instalar el cuadro de protecciones en AC pertinente según normativa.

En el apartado de anexos se presentan los planos de la instalación donde se detalla la situación del conjunto de los inversores, así como del punto de conexión. De estos planos es de dónde se obtienen las diferentes distancias utilizadas en los cálculos.

*La potencia la marca la potencia nominal de cada uno de los inversores (100 o 60 kW).*

*La tensión de salida de los inversores es igual a la tensión de la red interna de 220 V.*

*La intensidad que circula por cada uno de los tramos se calcula con:*

$$I = \frac{P\,[kW] * 10^3}{\sqrt{3} * V[V]}$$

*Ecuación 6. Cálculo de corriente en tramos CA*

*La sección del cableado en los tramos de corriente alterna es considerablemente superior a la sección de los tramos de continua, para 100 kW de potencia transportada serán de 95 $mm^2$ y en los casos de 60 kW, 25 $mm^2$.*

La configuración de dicho sistema queda:

**Tramo: Inversores 1-2-3-4 / Armario Protecciones AC / Paralelos AC1 → Cuadro de Conexión.**

| Tramo | Descripción | P [kW] | V [V] | L [m] | I [A] | S [mm2] | ΔV [V] | ΔV [%] | Máx. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 1 → Cuadro AC1 | Cableado por bandeja desde la salida del Inversor 1 (SUN2000-100KTL) hasta el Cuadro de Protecciones y Paralelos 1 | 100,00 | 400,00 | 2,00 | 144,34 | 95,00 | 0,12 | 0,03% | 0,62% |
| Inversor 2 → Cuadro AC1 | Cableado por bandeja desde la salida del Inversor 2 (SUN2000-60KTL) hasta el Cuadro de Protecciones y Paralelos 1 | 60,00 | 400,00 | 3,00 | 86,60 | 25,00 | 0,40 | 0,10% | |
| Inversor 3 → Cuadro AC1 | Cableado por bandeja desde la salida del Inversor 3 (SUN2000-60KTL) hasta el Cuadro de Protecciones y Paralelos 1 | 60,00 | 400,00 | 4,00 | 86,60 | 25,00 | 0,53 | 0,13% | |
| Inversor 4 → Cuadro AC1 | Cableado por bandeja desde la salida del Inversor 4 (SUN2000-60KTL) hasta el Cuadro de Protecciones y Paralelos 1 | 60,00 | 400,00 | 5,00 | 86,60 | 25,00 | 0,66 | 0,17% | |
| Cuadro Protecciones y Paralelos AC1 → Punto de Conexión | Cableado por la bandeja de salida del Cuadro AC1 de inversores al Punto de Conexión *(4 Inversores)* | 280,00 | 400,00 | 30,00 | 404,15 | 185,00 | 2,50 | 0,62% | |

*Tabla 41. Caída de tensión AC1. Fuente: Elaboración propia*

**Tramo: Inversores 5-6-7-8-9 / Armario Protecciones AC / Paralelos AC2 → Cuadro de Conexión.**

| Tramo | Descripción | P [kW] | V [V] | L [m] | I [A] | S [mm2] | ΔV [V] | ΔV [%] | Máx. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 5 → Cuadro AC2 | Cableado por bandeja desde la salida del Inversor 5 (SUN2000-100KTL) hasta el Cuadro de Protecciones y Paralelos 2 | 100,00 | 400,00 | 1,00 | 144,34 | 95,00 | 0,06 | 0,01% | 0,60% |
| Inversor 6 → Cuadro AC2 | Cableado por bandeja desde la salida del Inversor 6 (SUN2000-60KTL) hasta el Cuadro de Protecciones y Paralelos 2 | 100,00 | 400,00 | 2,00 | 144,34 | 95,00 | 0,12 | 0,03% | |
| Inversor 7 → Cuadro AC2 | Cableado por bandeja desde la salida del Inversor 7 (SUN2000-100KTL) hasta el Cuadro de Protecciones y Paralelos 2 | 100,00 | 400,00 | 3,00 | 144,34 | 95,00 | 0,17 | 0,04% | |
| Inversor 8 → Cuadro AC2 | Cableado por bandeja desde la salida del Inversor 8 (SUN2000-60KTL) hasta el Cuadro de Protecciones y Paralelos 2 | 100,00 | 400,00 | 4,00 | 144,34 | 95,00 | 0,23 | 0,06% | |
| Inversor 9 → Cuadro AC2 | Cableado por bandeja desde la salida del Inversor 9 (SUN2000-100KTL) hasta el Cuadro de Protecciones y Paralelos 2 | 100,00 | 400,00 | 5,00 | 144,34 | 95,00 | 0,29 | 0,07% | |
| Cuadro Protecciones y Paralelos AC2 → Punto de Conexión | Cableado por la bandeja de salida del Cuadro AC2 de inversores al Punto de Conexión *(5 Inversores)* | 500,00 | 400,00 | 65,00 | 721,69 | 740,00 | 2,42 | 0,60% | |

*Tabla 42. Caída de tensión AC2. Fuente: Elaboración propia*

La suma de las caídas de tensión en el circuito AC no es mayor al 1,5 % en ningún. Se cumple por tanto con el punto 5 del ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, donde se estipula:

*"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."*

- Cálculo de la intensidad máxima admisible en corriente alterna.

Para calcular la intensidad máxima admisible entre los distintos tramos, se tendrá en cuenta el tipo de conductor, el tipo de aislamiento, y los factores de corrección a aplicar correspondiente de acuerdo con el REBT.

A continuación, se presenta en las siguientes tablas el sobredimensionamiento con el que se han diseñado los diferentes cables de conexión del circuito de corriente alterna según normativa.

## Tramo: Inversores 1-2-3-4 / Armario Protecciones AC / Paralelos AC1 → Cuadro de Conexión.

| Tramo | Decriopción Cableado | S [mm2] | Iz [A] | Factores de corrección | | Ia [A] | I línea [A] | Sobreidimen. [A] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Ki | K | | | |
| Inversor 1 - Cuadro AC1 | Cable Uniplar RZ1-K (AS) 0,6/1 kV. Cu. 3F+N. Sobre Bandeja Perforada. (*UNE_20460-5-523.2004)* XLPE3 40ºC. Instalación | 95,00 | 298,00 | Kt=1 Kagrupado=1 | 1,00 | 298,00 | 198,46 | 99,54 |
| Inversor 2 - Cuadro AC1 | Cable Uniplar RZ1-K (AS) 0,6/1 kV. Cu. 3F+N. Sobre Bandeja Perforada. (*UNE_20460-5-523.2004)* XLPE3 40ºC. Instalación | 25,00 | 122,00 | Kt=1 Kagrupado=1 | 1,00 | 122,00 | 119,08 | 2,92 |
| Inversor 3 - Cuadro AC1 | Cable Uniplar RZ1-K (AS) 0,6/1 kV. Cu. 3F+N. Sobre Bandeja Perforada. (*UNE_20460-5-523.2004)* XLPE3 40ºC. Instalación | 25,00 | 122,00 | Kt=1 Kagrupado=1 | 1,00 | 122,00 | 119,08 | 2,92 |
| Inversor 4 - Cuadro AC1 | Cable Uniplar RZ1-K (AS) 0,6/1 kV. Cu. 3F+N. Sobre Bandeja Perforada. (*UNE_20460-5-523.2004)* XLPE3 40ºC. Instalación | 25,00 | 122,00 | Kt=1 Kagrupado=1 | 1,00 | 122,00 | 119,08 | 2,92 |
| Cuadro Protecciones / Paralelo AC1 - Punto de Conexión | Cable Uniplar RZ1-K (AS) 0,6/1 kV. Cu. 3F+N. Sobre Bandeja Perforada. (*UNE_20460-5-523.2004)* XLPE3 40ºC. Instalación | 240,00 | 700,00 | Kt=1 Kagrupado=0,8 | 0,80 | 560,00 | 555,70 | 4,30 |

*Tabla 43. Sobredimensionamiento de los conductores AC1. Fuente: Elaboración propia*

## Tramo: Inversores 5-6-7-8-9 / Armario Protecciones AC / Paralelos AC2 → Cuadro de Conexión.

| Tramo | Decriopción Cableado | S [mm2] | Iz [A] | Factores de corrección | | Ia [A] | I línea [A] | Sobreidimen. [A] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Ki | K | | | |
| Inversor 5 - Cuadro AC12 | Cable Uniplar RZ1-K (AS) 0,6/1 kV. Cu. 3F+N. Sobre Bandeja Perforada. (*UNE_20460-5-523.2004)* XLPE3 40ºC. Instalación tipo F. 3xXLPE. | 95,00 | 298,00 | Kt=1 Kagrupado=1 | 1,00 | 298,00 | 198,46 | 99,54 |
| Inversor 6 - Cuadro AC2 | Cable Uniplar RZ1-K (AS) 0,6/1 kV. Cu. 3F+N. Sobre Bandeja Perforada. (*UNE_20460-5-523.2004)* XLPE3 40ºC. Instalación tipo F. 3xXLPE. | 95,00 | 298,00 | Kt=1 Kagrupado=1 | 1,00 | 298,00 | 198,46 | 99,54 |
| Inversor 7 - Cuadro AC2 | Cable Uniplar RZ1-K (AS) 0,6/1 kV. Cu. 3F+N. Sobre Bandeja Perforada. (*UNE_20460-5-523.2004)* XLPE3 40ºC. Instalación tipo F. 3xXLPE. | 95,00 | 298,00 | Kt=1 Kagrupado=1 | 1,00 | 298,00 | 198,46 | 99,54 |
| Inversor 8 - Cuadro AC2 | Cable Uniplar RZ1-K (AS) 0,6/1 kV. Cu. 3F+N. Sobre Bandeja Perforada. (*UNE_20460-5-523.2004)* XLPE3 40ºC. Instalación tipo F. 3xXLPE. | 95,00 | 298,00 | Kt=1 Kagrupado=1 | 1,00 | 298,00 | 198,46 | 99,54 |
| Inversor 9 - Cuadro AC2 | Cable Uniplar RZ1-K (AS) 0,6/1 kV. Cu. 3F+N. Sobre Bandeja Perforada. (*UNE_20460-5-523.2004)* XLPE3 40ºC. Instalación tipo F. 3xXLPE. | 95,00 | 298,00 | Kt=1 Kagrupado=1 | 1,00 | 298,00 | 198,46 | 99,54 |
| Cuadro Protecciones / Paralelo AC2 - Punto de Conexión | Cable Uniplar RZ1-K (AS) 0,6/1 kV. Cu. 3F+N. Sobre Bandeja Perforada. (*UNE_20460-5-523.2004)* XLPE3 40ºC. Instalación tipo F. 3xXLPE. | 720,00 | 1.635,00 | Kt=1 Kagrupado=0,7 | 0,70 | 1.144,50 | 992,30 | 152,20 |

*Tabla 44. Sobredimensionamiento de los conductores AC2. Fuente: Elaboración propia*

*Donde:*

- $I_Z$ *: Intensidad máxima admisible para un cable de ciertas características con una determinada sección.*
- $I_a$ *: Intensidad máxima admisible corregida con el factor de corrección K.*
- *XLPE : Polietileno reticulado. Temperatura máxima en el conductor de 90ºC (Servicio permanente)*

- Protecciones.

Protecciones de corriente continua.

El conjunto de inversores que se va a instalar en la planta objeto de estudio cuenta con una serie de protecciones de corriente continua:

- Seccionador de corte en carga. *Este permite el corte directo en el tramo de corriente continua de la instalación fotovoltaica.*
- Protección contra sobreintensidades.
- Protección contra sobretensiones.

Además, todos los inversores incluyen protecciones internar para cada una de las entradas de los strings. Estas actúan como protección ante corriente inversas en los módulos fotovoltaicos.

Protecciones de corriente alterna.

En el caso de los tramos de corriente alterna, la planta fotovoltaica cuenta con las siguientes protecciones:

**Protección contra sobreintensidades.**

Como se establece en la instrucción ITC-BT-22, las características de funcionamiento de un dispositivo de protección frente a sobrecargas deben satisfacer:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Donde:

$I_B$: Corriente para la que se ha diseñado el circuito.

$I_N$: Corriente asignada del dispositivo de protección.

$I_Z$: Corriente máxima admisible por el cable.

Con esto presente, se presentan las características de protección de los diferentes tramos del circuito.

**Tramo AC1: Inversores 1-2-3-4 → Armario de protecciones y Paralelos AC1**

Se instalará un interruptor automático a la salida de cada uno de los inversores de este tramo. La misión de estos interruptores es la de desactivar el circuito en caso de sobreintensidad.

Para determinar cuándo se está produciendo dicha sobreintensidad, en este tramo la intensidad nominal es la propia intensidad suministrada por el inversor. En el caso de los inversores de este tramo, SUN2000-60KTL y SUN2000-100KTL, las potencias nominales son 60 y 100 kW respectivamente. Por ende, las intensidades nominales de cada uno de ellos son $I_B^{60KTL}$ = 86,60 A y $I_B^{100KTL}$ = 144,34 A.

Como se ha calculado en el apartado anterior, para un cable de sección 25 mm$^2$ fabricado en Cobre, la intensidad máxima admisible es $I_Z^{25mm^2}$ = 122 A. Para el caso de sección 95 mm$^2$, la intensidad máxima admisible es $I_Z^{95mm^2}$ = 298 A.

A la vista de estos datos y cumpliendo estrictamente la normativa, se instalará un interruptor automático termomagnético tetrapolar en cada uno de los inversores. La corriente asignada para este dispositivo de protección dependerá de la potencia nominal de cada inversor, quedando:

$$SUN2000 - 60KTL \rightarrow P = 60\ kW \rightarrow I_N^{60KTL} = 100\ A$$

*Se cumple, por tanto: 86,60 A < 100 A < 122 A*

$$SUN2000 - 100KTL \rightarrow P = 100\ kW \rightarrow I_N^{100KTL} = 160\ A$$

*Se cumple, por tanto: 144,34 A < 160 A < 298 A*

**Tramo AC2: Inversores 5-6-7-8-9 → Armario de protecciones y Paralelos AC2**

Se instalará un interruptor automático a la salida de cada uno de los inversores de este tramo. La misión de estos interruptores es la de desactivar el circuito en caso de sobreintensidad.

Para determinar cuándo se está produciendo dicha sobreintensidad, en este tramo la intensidad nominal es la propia intensidad suministrada por el inversor. En el caso del inversor de este tramo, SUN2000-100KTL, la potencia nominal es 100 k. Por ende, la intensidad nominal del inversor es $I_B^{100KTL}$ = 144,34 A.

Como se ha calculado en el apartado anterior, para un cable de sección 95 mm$^2$ fabricado en Cobre, la intensidad máxima admisible es $I_z^{95mm^2}$ = 298 A.

A la vista de estos datos y cumpliendo estrictamente la normativa, se instalará un interruptor automático termomagnético tetrapolar con una corriente asignada de 160 A.

*Se cumple, por tanto: 144,34 A < 160 A < 298 A*

**Tramo: Armario de Protecciones AC1 → Punto de Conexión**

Se instalará un interruptor automático a la salida de cada uno de los inversores de este tramo. La misión de estos interruptores es la de desactivar el circuito en caso de sobreintensidad.

En este tramo, la intensidad nominal es la intensidad que suministra el conjunto de los 4 inversores conectados en paralelo y la intensidad máxima de salida del cuadro es:

$$P_{Inversores\ 1-2-3-4} = 280\ kW \rightarrow I_{B\,Inversores\ 1-2-3-4} = \frac{P_{Inversores\ 1-2-3-4}}{400\ V} \rightarrow I_B = 404{,}15\ A$$

Para un cable de Cobre de sección 120 mm$^2$ con 2 ternas, la intensidad máxima admisible calculada es $I_Z^{120mm^2}$ = 700 A.

A la vista de estos datos y cumpliendo estrictamente la normativa, se instalará un interruptor automático termomagnético tetrapolar con una corriente asignada de 500 A.

*Se cumple, por tanto: 404,15 A < 500 A < 700 A*

**Tramo: Armario de Protecciones AC2 → Punto de Conexión**

Se instalará un interruptor automático a la salida de cada uno de los inversores de este tramo. La misión de estos interruptores es la de desactivar el circuito en caso de sobreintensidad.

En este tramo, la intensidad nominal es la intensidad que suministra el conjunto de los 5 inversores conectados en paralelo y la intensidad máxima de salida del cuadro es:

$$P_{Inversores\ 5-6-7-8-9} = 500\ kW \rightarrow I_{B\ Inversores\ 5-6-7-8-9} = \frac{P_{Inversores\ 5-6-7-8-9}}{400\ V} \rightarrow I_B = 721{,}69\ A$$

Para un cable de Cobre de sección 240 mm$^2$ con 3 ternas, la intensidad máxima admisible calculada es $I_Z^{120mm^2}$ = 1.635 A.

A la vista de estos datos y cumpliendo estrictamente la normativa, se instalará un interruptor automático termomagnético tetrapolar con una corriente asignada de 1.000 A.

*Se cumple, por tanto: 721,69 A < 1.000 A < 1.635 A*

**Protección contra contactos indirectos.**

Existirá una protección cuyo objetivo sea proteger frente a contactos indirectos instalada en el cuadro de protecciones de corriente alterna. Esta protección está formada por un interruptor diferencial del Tipo B y con una sensibilidad de 300 mA. El calibre de la protección será mayor o igual al valor del automático instalado en este tramo.

- Puesta a tierra

Uno de los elementos de protección más importantes en una instalación eléctrica es la puesta a tierra. Esta consiste en una unión metálica entre una serie de elementos de la planta y un conjunto de electrodos enterrados en el suelo. Gracias a esta protección se consiguen eliminar peligros derivados de posibles diferencias de potencial existentes en la instalación. En caso de faltas o descargas atmosféricas, la puesta a tierra permite que esa corriente circula a través, consiguiendo evacuar dichas corrientes hacia el terreno.

El siguiente esquema representa de una forma esquemática lo comentado.

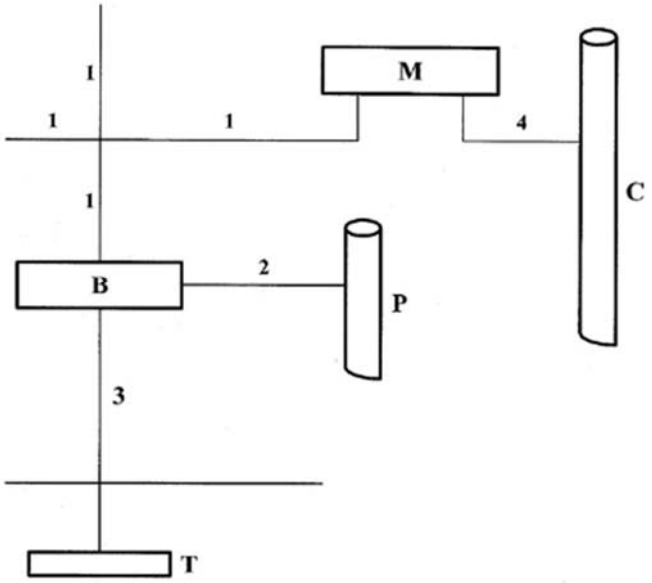



*Ilustración 52. Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra. Fuente: ITC-BT-18*

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 o punto de puesta a tierra

M. Masa

C. Elemento conductor

P. Canalización metálica principal

T. Toma de tierra.

Tal y como establece la instrucción ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en este proyecto se instalará una puesta a tierra totalmente independiente de la red de tierras interiores del cliente. Esta se realizará mediante una pica de Cobra enterrada en la propia finca donde se situará la planta solar.

En la instrucción ITC-BT-18 se determinan los parámetros con los que se debe dimensionar la sección de los conductores de tierra, en el caso en el que estos no sean enterrados (como es nuestro caso), la sección de los conductores de tierra no podrá ser inferior a la mínima exigida en la siguiente tabla:

| TIPO | Protegido mecánicamente | No protegido mecánicamente |
|---|---|---|
| Protegido contra la corrosión* | Según apartado 3.4 | 16 $mm^2$ Cobre<br>16 $mm^2$ Acero Galvanizado |
| No protegido contra la corrosión | 25 $mm^2$ Cobre<br>50 $mm^2$ Hierro | |
| * La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente | | |

*Tabla 45. Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra según ITC-BT-18. Fuente: ITC-BT-18*

Para nuestra instalación (no protegida mecánicamente y protegido contra la corrosión mediante un envolvente) se dispondrá de conductor de cobre de 16 $mm^2$.

Como establece la normativa, a la hora de unir los diferentes conductores de tierra con los electrodos, se extremará la precaución. Las uniones entre ambos se deben comprobar antes de continuar con la ejecución.

Se dispondrá de un dispositivo de medición accesible para poder medir la resistencia de las diferentes tomas a tierra.

Por otro lado, los conductores de protección de la puesta a tierra deben cumplir una serie de requisitos. Estos sirven para unir eléctricamente las masas de la instalación con una serie de elementos, protegiendo contra los contactos indirectos y posibles derivaciones.

Conforme a lo indicado en el punto 3.4 de la ITC-BT-18, la sección de los conductores de protección cumplirá con lo dispuesto:

| 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 46. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: UTC-BT-18*

- Canalizaciones

Este apartado de canalizaciones está regulado por la instrucción técnica ITC-BT-21 por el que se regulan los tubos y canales protectores de instalaciones interiores o receptoras.

En los casos en los que haya que proteger el conexionado con protección mecánica, el cableado irá protegido mediante un tubo rígido. En el resto de los casos, la protección del cableado consiste en el recubrimiento mediante tubos flexibles.

Los tubos que se sitúen en canalizaciones fijas en superficie serán protegidos rígidamente, sus características cumplen con lo fijado en la instrucción técnica mencionada que recoge en la siguiente table las características a tener.

| Característica | Código | Grado |
|---|---|---|
| Resistencia a la compresión | 4 | Fuerte |
| Resistencia al impacto | 3 | Media |
| Temperatura mínima de instalación y servicio | 2 | -5ºC |
| Temperatura máxima de instalación y servicio | 1 | +60ºC |
| 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 ≥ 1 mm |
| Resistencia a la penetración del agua | 2 | Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15º |
| 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 47. Características mínimas para tubos en canalizaciones superficiales. Fuente: UTC-BT-18*

Los tubos tendrán un diámetro que permita alojarlos fácilmente y poder extraer los cables o conductores aislados en caso de necesidad. Estos diámetros dependerán del número de conductores y la sección de estos, cumpliendo en todo momento con lo establecido en la ITC-BT-21 en la siguiente tabla.

| 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 48. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalizaciones superficiales en función del número de conductores y la sección de estos. Fuente: UTC-BT-18*

Los tubos que se sitúen en canalizaciones aéreas cumplen con lo recogido en la norma mencionada, estas características son:

| Característica | Código | Grado |
|---|---|---|
| Resistencia a la compresión | 4 | Fuerte |
| Resistencia al impacto | 3 | Media |
| Temperatura mínima de instalación y servicio | 2 | -5ºC |
| Temperatura máxima de instalación y servicio | 1 | +60ºC |
| Resistencia al curvado | 4 | Flexible |
| Propiedades eléctricas | 1/2 | Continuidad/aislado |
| Resistencia a la penetración de objetos sólidos | 4 | Contra objetos D ≥ 1 mm |
| Resistencia a la penetración del agua | 2 | Protegido contra las gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15º |
| Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos | 2 | Protección interior mediana y exterior elevada |
| Resistencia a la tracción | 2 | Ligera |
| Resistencia a la propagación de la llama | 1 | No propagador |
| Resistencia a las cargas suspendidas | 2 | Ligera |

*Tabla 49. Características mínimas para canalizaciones de tubos al aire o aéreas. Fuente: UTC-BT-18*

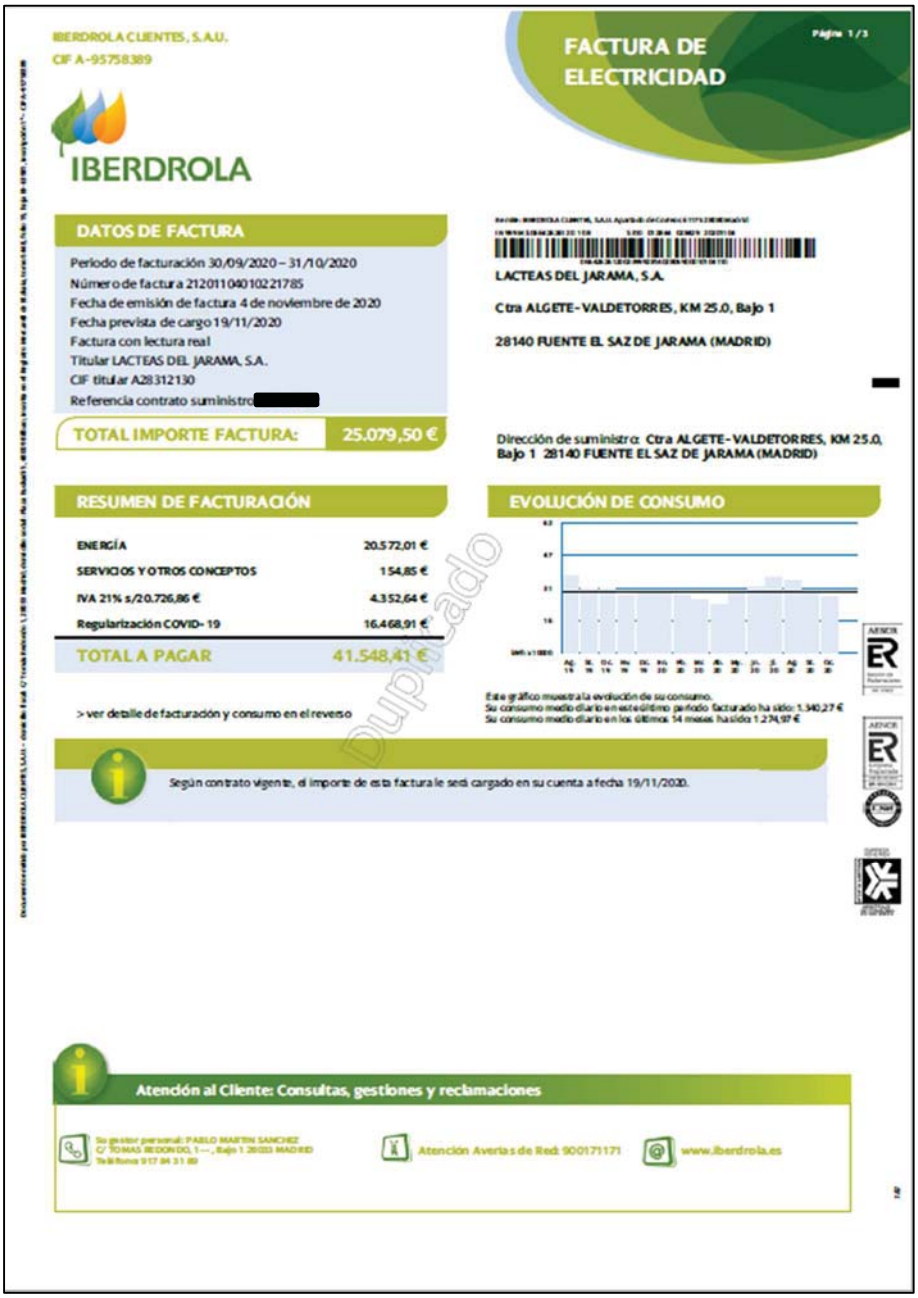
En este caso, los diámetros serán siempre superiores a los mínimos establecidos en la siguiente tabla.

| Sección nominal de los conductores ($mm^2$) | Diámetro exterior de los tubos (mm) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Número de conductores | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1,5 | 12 | 12 | 16 | 16 | 20 |
| 2,5 | 12 | 16 | 20 | 20 | 20 |
| 4 | 12 | 16 | 20 | 20 | 25 |
| 6 | 12 | 16 | 25 | 25 | 25 |
| 10 | 16 | 25 | 25 | 32 | 32 |
| 16 | 20 | 25 | 32 | 32 | 40 |

*Tabla 50. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en aéreas superficiales en función del número de conductores y la sección de estos. Fuente: UTC-BT-18*

El cableado de DC irá cubierto con tubo flexible en las zonas que estén al descubierto hasta llegar a las bandejas perforadas con tapa. Se dispondrá de una bandeja principal hasta a la llegada de los inversores.

# *Anexo II. EJEMPLO FACTURA*



IBERDROLA CLIENTES, S.A.U.
CIF A-95758389

IBERDROLA

FACTURA DE ELECTRICIDAD

Página 1 / 3

**DATOS DE FACTURA**

Período de facturación 30/09/2020 – 31/10/2020
Número de factura 2120110401022178S
Fecha de emisión de factura 4 de noviembre de 2020
Fecha prevista de cargo 19/11/2020
Factura con lectura real
Titular LACTEAS DEL JARAMA, S.A.
CIF titular A28312130
Referencia contrato suministro [redacted]

**TOTAL IMPORTE FACTURA: 25.079,50 €**

LACTEAS DEL JARAMA, S.A.
Ctra ALGETE-VALDETORRES, KM 25.0, Bajo 1
28140 FUENTE EL SAZ DE JARAMA (MADRID)

Dirección de suministro: Ctra ALGETE-VALDETORRES, KM 25.0, Bajo 1 28140 FUENTE EL SAZ DE JARAMA (MADRID)

**RESUMEN DE FACTURACIÓN**

| | |
|---|---|
| ENERGÍA | 20.572,01 € |
| SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS | 154,85 € |
| IVA 21% s/20.726,86 € | 4.352,64 € |
| Regularización COVID-19 | 16.468,91 € |
| TOTAL A PAGAR | 41.548,41 € |

> ver detalle de facturación y consumo en el reverso

**EVOLUCIÓN DE CONSUMO**

Este gráfico muestra la evolución de su consumo.
Su consumo medio diario en este último período facturado ha sido: 1.340,27 €
Su consumo medio diario en los últimos 14 meses ha sido 1.274,97 €

Duplicado

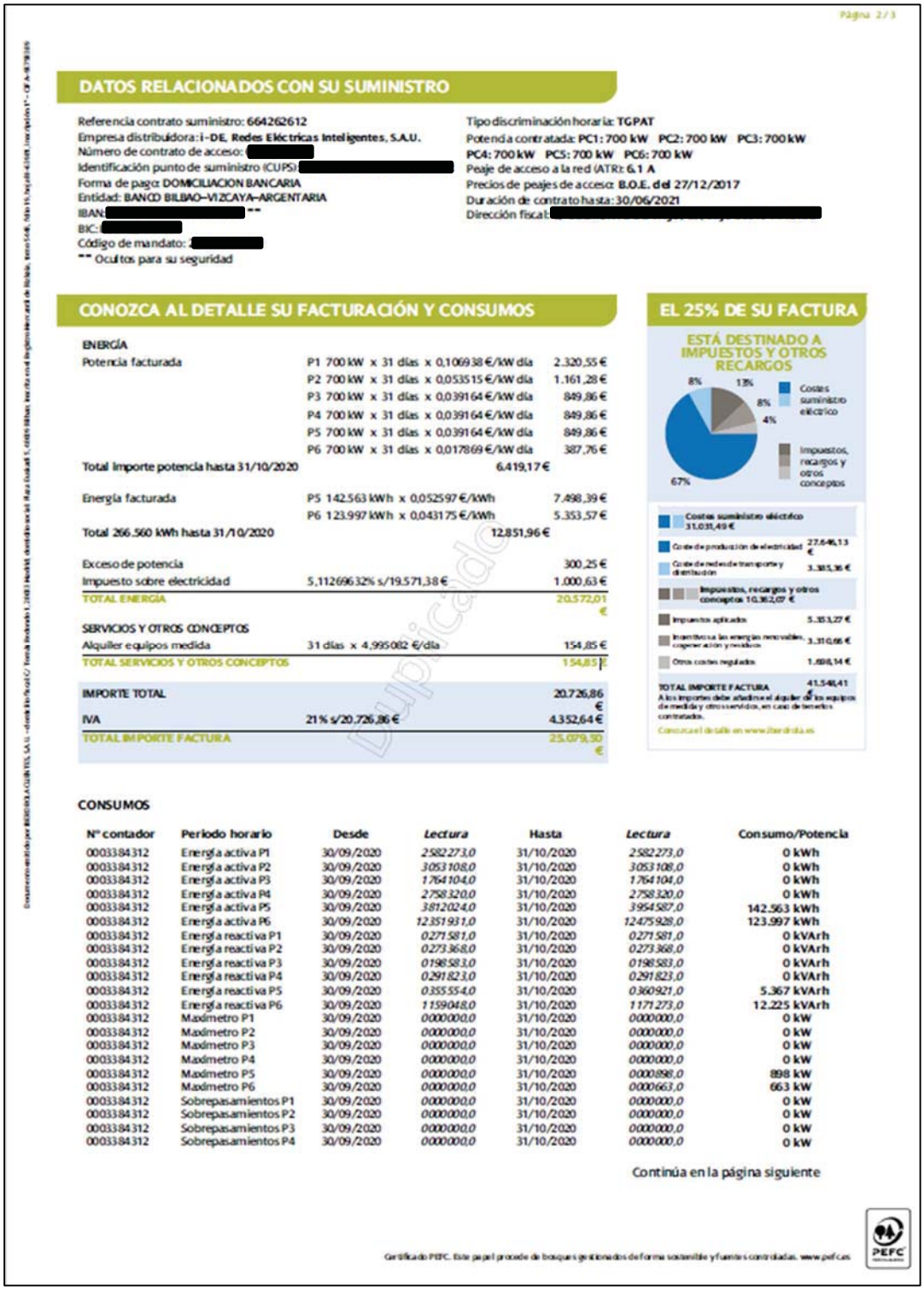
Según contrato vigente, el importe de esta factura le será cargado en su cuenta a fecha 19/11/2020.

**Atención al Cliente: Consultas, gestiones y reclamaciones**

Su gestor personal: PABLO MARTIN SANCHEZ
C/ TOMAS REDONDO, 1 ---, Bajo 1 28033 MADRID
Teléfono 917 84 31 80

Atención Averías de Red: 900171171

www.iberdrola.es



Página 2/3

## DATOS RELACIONADOS CON SU SUMINISTRO

Referencia contrato suministro: 664262612
Empresa distribuidora: i-DE, Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U.
Número de contrato de acceso: [redacted]
Identificación punto de suministro (CUPS): [redacted]
Forma de pago: DOMICILIACION BANCARIA
Entidad: BANCO BILBAO-VIZCAYA-ARGENTARIA
IBAN: [redacted] **
BIC: [redacted]
Código de mandato: [redacted]
** Ocultos para su seguridad

Tipo discriminación horaria: TGPAT
Potencia contratada: P1: 700 kW P2: 700 kW P3: 700 kW P4: 700 kW P5: 700 kW P6: 700 kW
Peaje de acceso a la red (ATR): 6.1 A
Precios de peajes de acceso: B.O.E. del 27/12/2017
Duración de contrato hasta: 30/06/2021
Dirección fiscal: [redacted]

## CONOZCA AL DETALLE SU FACTURACIÓN Y CONSUMOS

| | | |
|---|---|---|
| **ENERGÍA** | | |
| Potencia facturada | P1 700 kW x 31 días x 0,106938 €/kW día | 2.320,55 € |
| | P2 700 kW x 31 días x 0,053515 €/kW día | 1.161,28 € |
| | P3 700 kW x 31 días x 0,039164 €/kW día | 849,86 € |
| | P4 700 kW x 31 días x 0,039164 €/kW día | 849,86 € |
| | P5 700 kW x 31 días x 0,039164 €/kW día | 849,86 € |
| | P6 700 kW x 31 días x 0,017869 €/kW día | 387,76 € |
| Total importe potencia hasta 31/10/2020 | | 6.419,17 € |
| Energía facturada | P5 142.563 kWh x 0,052597 €/kWh | 7.498,39 € |
| | P6 123.997 kWh x 0,043175 €/kWh | 5.353,57 € |
| Total 266.560 kWh hasta 31/10/2020 | | 12.851,96 € |
| Exceso de potencia | | 300,25 € |
| Impuesto sobre electricidad | 5,112696 32% s/19.571,38 € | 1.000,63 € |
| TOTAL ENERGÍA | | 20.572,01 € |
| **SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS** | | |
| Alquiler equipos medida | 31 días x 4,995082 €/día | 154,85 € |
| TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS | | 154,85 € |
| IMPORTE TOTAL | | 20.726,86 € |
| IVA | 21% s/20.726,86 € | 4.352,64 € |
| TOTAL IMPORTE FACTURA | | 25.079,50 € |

## EL 25% DE SU FACTURA

ESTÁ DESTINADO A IMPUESTOS Y OTROS RECARGOS




| | |
|---|---|
| Costes suministro eléctrico | 31.031,49 € |
| Coste de producción de electricidad | 27.649,13 € |
| Coste de redes de transporte y distribución | 3.385,36 € |
| Impuestos, recargos y otros conceptos | 10.382,07 € |
| Impuestos aplicados | 5.353,27 € |
| Incentivos a las energías renovables, cogeneración y residuos | 3.310,66 € |
| Otros costes regulados | 1.698,14 € |
| TOTAL IMPORTE FACTURA | 41.548,41 € |

A los importes debe añadirse el alquiler de los equipos de medida y otros servicios, en caso de haberlos contratado.

Conozca el detalle en www.iberdrola.es

## CONSUMOS

| Nº contador | Periodo horario | Desde | *Lectura* | Hasta | *Lectura* | Consumo/Potencia |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 00033843 12 | Energía activa P1 | 30/09/2020 | *2582273,0* | 31/10/2020 | *2582273,0* | 0 kWh |
| 00033843 12 | Energía activa P2 | 30/09/2020 | *3053108,0* | 31/10/2020 | *3053108,0* | 0 kWh |
| 00033843 12 | Energía activa P3 | 30/09/2020 | *1764104,0* | 31/10/2020 | *1764104,0* | 0 kWh |
| 00033843 12 | Energía activa P4 | 30/09/2020 | *2758320,0* | 31/10/2020 | *2758320,0* | 0 kWh |
| 00033843 12 | Energía activa P5 | 30/09/2020 | *3812024,0* | 31/10/2020 | *3954587,0* | 142.563 kWh |
| 00033843 12 | Energía activa P6 | 30/09/2020 | *12351931,0* | 31/10/2020 | *12475928,0* | 123.997 kWh |
| 00033843 12 | Energía reactiva P1 | 30/09/2020 | *0271581,0* | 31/10/2020 | *0271581,0* | 0 kVArh |
| 00033843 12 | Energía reactiva P2 | 30/09/2020 | *0273368,0* | 31/10/2020 | *0273368,0* | 0 kVArh |
| 00033843 12 | Energía reactiva P3 | 30/09/2020 | *0198583,0* | 31/10/2020 | *0198583,0* | 0 kVArh |
| 00033843 12 | Energía reactiva P4 | 30/09/2020 | *0291823,0* | 31/10/2020 | *0291823,0* | 0 kVArh |
| 00033843 12 | Energía reactiva P5 | 30/09/2020 | *0355554,0* | 31/10/2020 | *0360921,0* | 5.367 kVArh |
| 00033843 12 | Energía reactiva P6 | 30/09/2020 | *1159048,0* | 31/10/2020 | *1171273,0* | 12.225 kVArh |
| 00033843 12 | Maxímetro P1 | 30/09/2020 | *0000000,0* | 31/10/2020 | *0000000,0* | 0 kW |
| 00033843 12 | Maxímetro P2 | 30/09/2020 | *0000000,0* | 31/10/2020 | *0000000,0* | 0 kW |
| 00033843 12 | Maxímetro P3 | 30/09/2020 | *0000000,0* | 31/10/2020 | *0000000,0* | 0 kW |
| 00033843 12 | Maxímetro P4 | 30/09/2020 | *0000000,0* | 31/10/2020 | *0000000,0* | 0 kW |
| 00033843 12 | Maxímetro P5 | 30/09/2020 | *0000000,0* | 31/10/2020 | *0000898,0* | 898 kW |
| 00033843 12 | Maxímetro P6 | 30/09/2020 | *0000000,0* | 31/10/2020 | *0000663,0* | 663 kW |
| 00033843 12 | Sobrepasamientos P1 | 30/09/2020 | *0000000,0* | 31/10/2020 | *0000000,0* | 0 kW |
| 00033843 12 | Sobrepasamientos P2 | 30/09/2020 | *0000000,0* | 31/10/2020 | *0000000,0* | 0 kW |
| 00033843 12 | Sobrepasamientos P3 | 30/09/2020 | *0000000,0* | 31/10/2020 | *0000000,0* | 0 kW |
| 00033843 12 | Sobrepasamientos P4 | 30/09/2020 | *0000000,0* | 31/10/2020 | *0000000,0* | 0 kW |

Continúa en la página siguiente

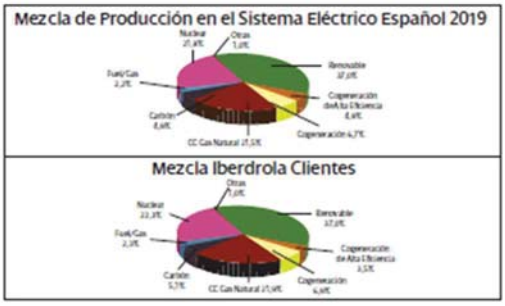
Certificado PEFC. Este papel procede de bosques gestionados de forma sostenible y fuentes controladas. www.pefc.es

## INFORMACIÓN SOBRE SU ELECTRICIDAD

**Origen de la electricidad**

Si bien la energía eléctrica que llega a nuestros hogares es indistinguible de la que consumen nuestros vecinos u otros consumidores conectados al mismo sistema eléctrico, es posible conocer el origen de la producción de energía eléctrica equivalente a la que usted consume.

A estos efectos, se proporciona el desglose de la mezcla de tecnologías de producción nacional para así comparar los porcentajes del promedio nacional con los correspondientes a la energía vendida por su Compañía Comercializadora.

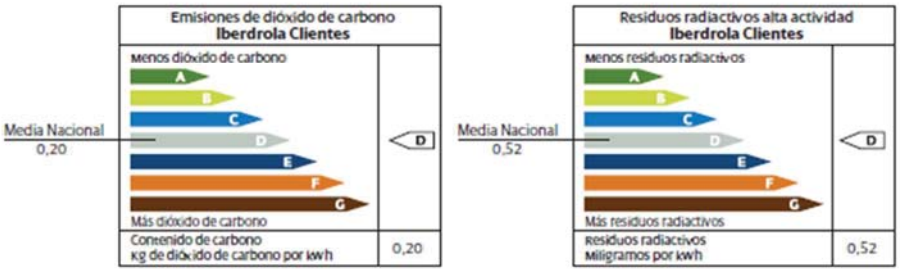



| Origen | Mezcla de Producción en el Sistema Eléctrico Español | Mezcla Iberdrola Clientes |
|---|---|---|
| Renovable | 37,0% | 37,0% |
| Cogeneración de Alta Eficiencia | 4,9% | 3,5% |
| Cogeneración | 6,7% | 6,9% |
| CC Gas Natural | 21,5% | 21,9% |
| Carbón | 4,9% | 5,1% |
| Fuel/Gas | 2,2% | 2,3% |
| Nuclear | 21,8% | 22,3% |
| Otras | 1,0% | 1,0% |

El Sistema eléctrico nacional ha importado un 2,6% de producción neta total.

**Impacto medioambiental**

El impacto ambiental de su electricidad depende de las fuentes energéticas utilizadas para su generación.
En una escala de A a G donde A indica el mínimo impacto ambiental y G el máximo, y que el valor medio nacional corresponde al nivel D, la energía comercializada por Iberdrola tiene los siguientes valores.
De acuerdo con el sistema de Garantía de Origen e Información al Consumidor, implantado por la Comisión Nacional de la Energía, Iberdrola informa que toda la electricidad comercializada en 2019 ha sido etiquetada en la categoría D que indica un impacto ambiental en línea con la media nacional.




## LA ELECTRICIDAD DE IBERDROLA PROCEDE EN SU MAYOR PARTE DE FUENTES RENOVABLES Y ES RESPETUOSA CON EL MEDIO AMBIENTE.

### TUS GESTOS AHORRAN ENERGÍA Y CUIDAN DEL PLANETA

Cada vez consumimos más energía y los recursos para generarla no son infinitos. Por eso, pequeños gestos pueden disminuir tu consumo manteniendo el nivel de confort. Así, conseguirás un ahorro y estarás cuidando del planeta que nos proporciona esa energía.

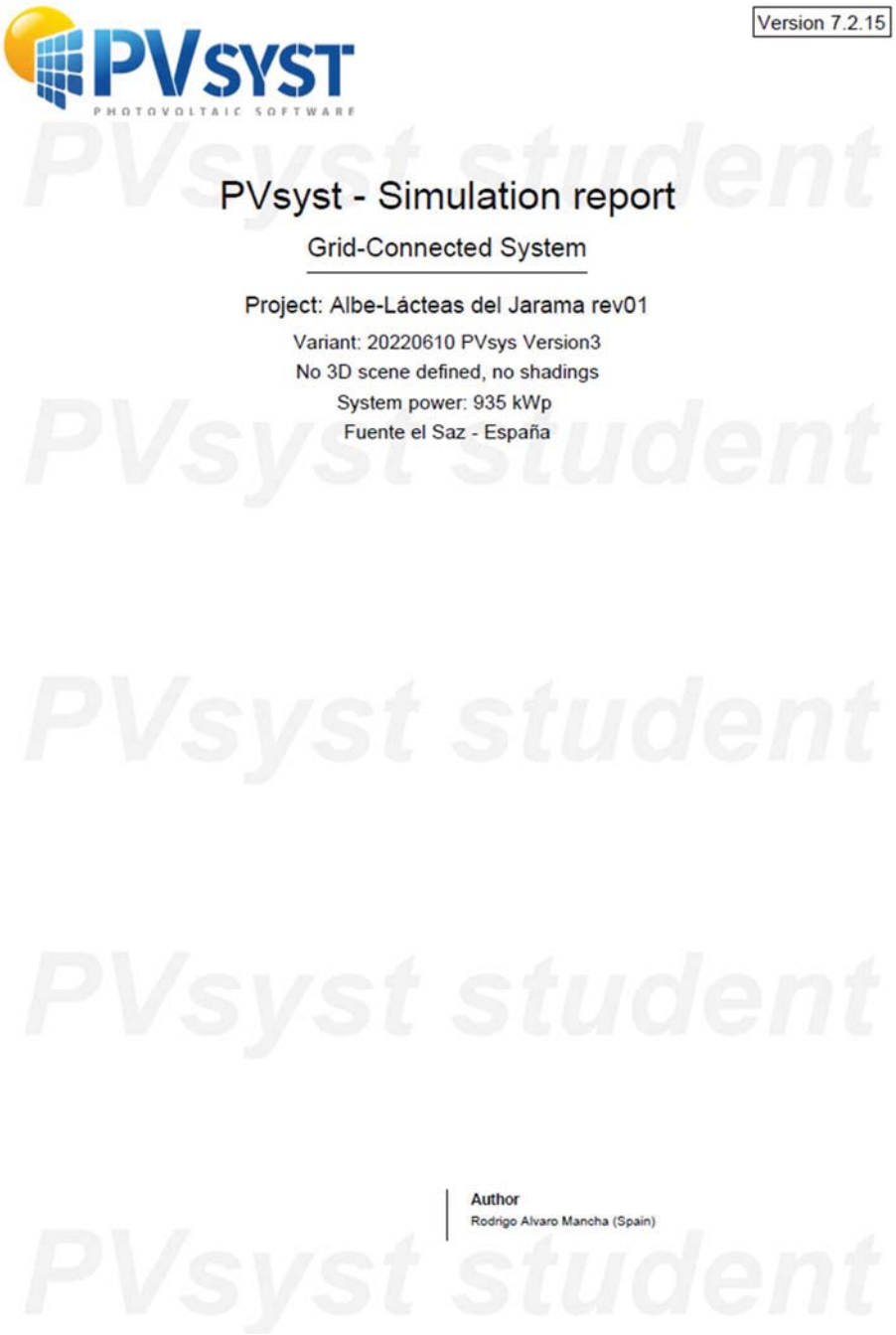
- **Las lámparas LED**, además de proporcionar una luz de calidad, proporcionan una gran cantidad de luz con un consumo reducido. Son la tecnología actual más eficiente del mercado, y además las que tienen una mayor duración (siempre y cuando sean de calidad).
- **El frigorífico** es normalmente el electrodoméstico que más energía consume a lo largo del año en un hogar. Ajusta la temperatura para que no enfríe de forma excesiva, y cuando vayas a meter o sacar algo, intenta que la puerta esté abierta el menor tiempo posible.
- Siempre que puedas, **utiliza el lavavajillas y la lavadora al máximo de su capacidad**, seleccionando la menor temperatura de lavado que sea posible. De esta forma, ahorras energía, agua y detergente, y alargas la vida del electrodoméstico.
- **Tapa los recipientes mientras cocinas**. Así consumirás menos energía, al lograr un calentamiento más rápido.
- El **aire acondicionado** gasta entre un 4% y un 6% más de energía por cada grado que se baja la temperatura. Úsalo con moderación.

**Puedes encontrar más consejos en www.iberdrola.es/consejosdeahorro**

IBERDROLA

ECEN SCCOM1586

# *Anexo III. DIMENSIONAMIENTO CON PVSYST.*



**PVsyst V7.2.15**
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

## Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01

Variant: 20220610 PVsys Version3

Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

### Project summary

**Geographical Site**
**Fuente el Saz**
España

**Situation**

| | |
|---|---|
| Latitude | 40.65 °N |
| Longitude | -3.51 °W |
| Altitude | 637 m |
| Time zone | UTC+1 |

**Project settings**
Albedo 0.20

**Meteo data**
Fuente el Saz
Meteonorm 8.0 (2005-2017), Sat=40% - Sintético

### System summary

**Grid-Connected System**
Simulation for year no 10

**No 3D scene defined, no shadings**

**PV Field Orientation**
Fixed planes 5 orientations
Tilts/azimuths 5 / 0 °
5 / 180 °
5 / 14 °
5 / -166 °
5 / 104 °

**Near Shadings**
No Shadings

**User's needs**
Ext. defined as file
PARAMS_Hourly_Parameter_Template ALBE.csv

**System information**

| PV Array | | Inverters | |
|---|---|---|---|
| Nb. of modules | 2054 units | Nb. of units | 9 units |
| Pnom total | 935 kWp | Pnom total | 790 kWac |
| | | Pnom ratio | 1.183 |

### Results summary

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Produced Energy | 1237 MWh/year | Specific production | 1324 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR | 76.70 % |
| Used Energy | 3643 MWh/year | | | Solar Fraction SF | 30.84 % |

### Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Main results 9
Loss diagram 10
Special graphs 11
Predef. graphs 12
P50 - P90 evaluation 14
Cost of the system 15
Financial analysis 16
$CO_2$ Emission Balance 19

PVsyst student

10/06/22 PVsyst Student License for Rodrigo Alvaro Mancha (Spain) Page 2/19

**PVsyst V7.2.15**
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01

Variant: 20220610 PVsys Version3

Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

## General parameters

**Grid-Connected System** — No 3D scene defined, no shadings

**PV Field Orientation**

| Orientation | |
|---|---|
| Fixed planes | 5 orientations |
| Tilts/azimuths | 5 / 0 °<br>5 / 180 °<br>5 / 14 °<br>5 / -166 °<br>5 / 104 ° |

**Sheds configuration**

**Models used**

| | |
|---|---|
| Transposition | Perez |
| Diffuse | Perez, Meteonorm |
| Circumsolar | separate |

**Horizon**
Free Horizon

**Near Shadings**
No Shadings

**User's needs**
Ext. defined as file
PARAMS_Hourly_Parameter_Template ALBE.csv

| Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | June | July | Aug. | Sep. | Oct. | Nov. | Dec. | Year | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 245858 | 245592 | 332766 | 341976 | 320380 | 357726 | 344674 | 349502 | 312652 | 286539 | 245446 | 259650 | 3642761 | kWh |

## PV Array Characteristics

**PV module**

| | |
|---|---|
| Manufacturer | Generic |
| Model | JAM78-S10-455-MR |
| (Custom parameters definition) | |
| Unit Nom. Power | 455 Wp |
| Number of PV modules | 1678 units |
| Nominal (STC) | 763 kWp |

**Inverter**

| | |
|---|---|
| Manufacturer | Generic |
| Model | SUN2000-100KTL-INM0-480Vac |
| (Custom parameters definition) | |
| Unit Nom. Power | 100 kWac |
| Number of inverters | 6.2 units |
| Total power | 620 kWac |

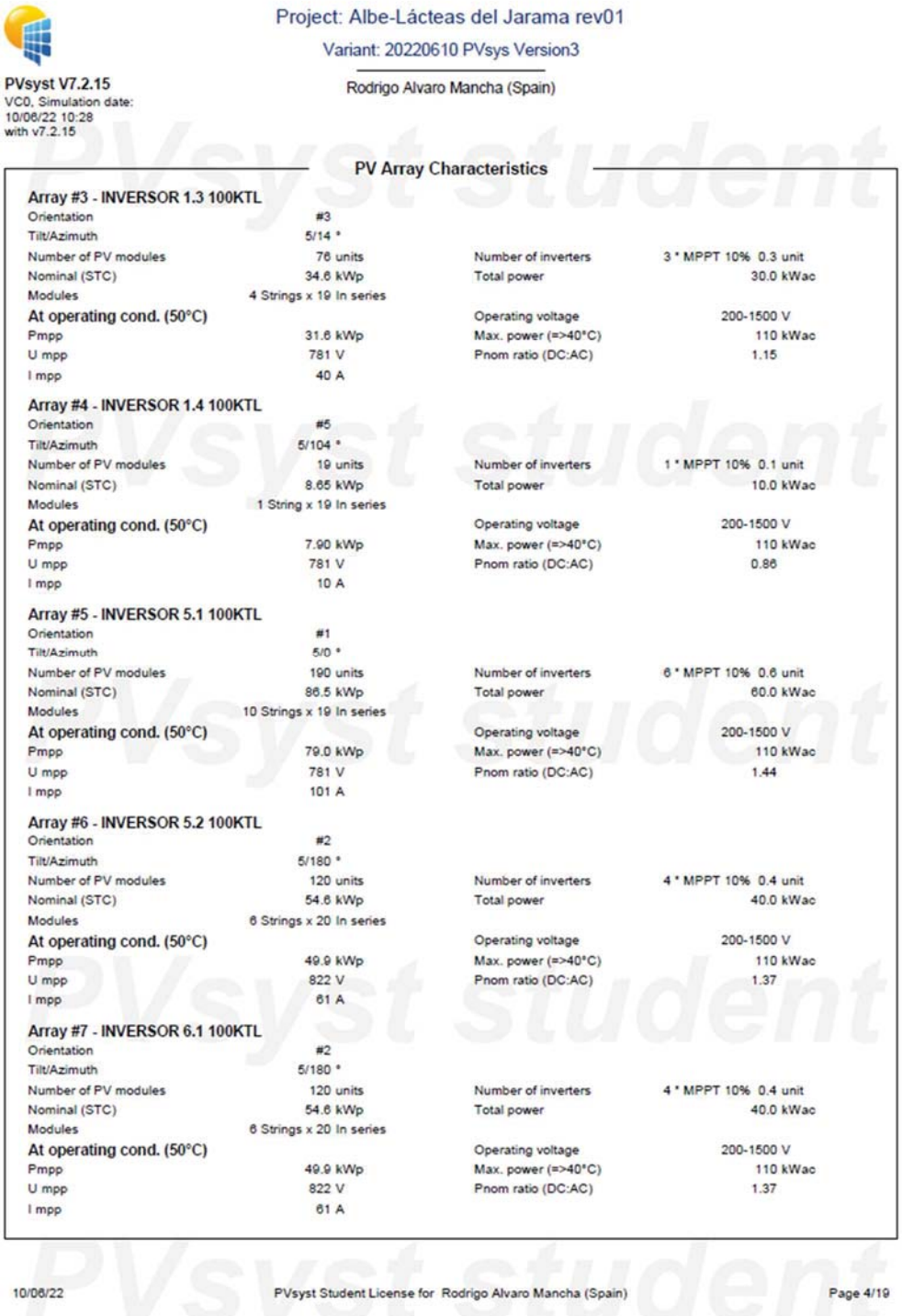
**Array #1 - INVERSOR 1.1 100KTL**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #3 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/14 ° | | |
| Number of PV modules | 160 units | Number of inverters | 6 * MPPT 10% 0.6 unit |
| Nominal (STC) | 72.8 kWp | Total power | 60.0 kWac |
| Modules | 8 Strings x 20 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 66.5 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 822 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.21 |
| I mpp | 81 A | | |

**Array #2 - INVERSOR 1.2 100KTL**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #3 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/14 ° | | |
| Number of PV modules | 48 units | Number of inverters | 3 * MPPT 10% 0.3 unit |
| Nominal (STC) | 21.84 kWp | Total power | 30.0 kWac |
| Modules | 3 Strings x 16 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 19.96 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 658 V | Pnom ratio (DC:AC) | 0.73 |
| I mpp | 30 A | | |

PVsyst student



PVsyst V7.2.15
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01
Variant: 20220610 PVsys Version3
Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

**PV Array Characteristics**

**Array #3 - INVERSOR 1.3 100KTL**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #3 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/14 ° | | |
| Number of PV modules | 76 units | Number of inverters | 3 * MPPT 10% 0.3 unit |
| Nominal (STC) | 34.6 kWp | Total power | 30.0 kWac |
| Modules | 4 Strings x 19 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 31.6 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 781 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.15 |
| I mpp | 40 A | | |

**Array #4 - INVERSOR 1.4 100KTL**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #5 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/104 ° | | |
| Number of PV modules | 19 units | Number of inverters | 1 * MPPT 10% 0.1 unit |
| Nominal (STC) | 8.65 kWp | Total power | 10.0 kWac |
| Modules | 1 String x 19 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 7.90 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 781 V | Pnom ratio (DC:AC) | 0.86 |
| I mpp | 10 A | | |

**Array #5 - INVERSOR 5.1 100KTL**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #1 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/0 ° | | |
| Number of PV modules | 190 units | Number of inverters | 6 * MPPT 10% 0.6 unit |
| Nominal (STC) | 86.5 kWp | Total power | 60.0 kWac |
| Modules | 10 Strings x 19 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 79.0 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 781 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.44 |
| I mpp | 101 A | | |

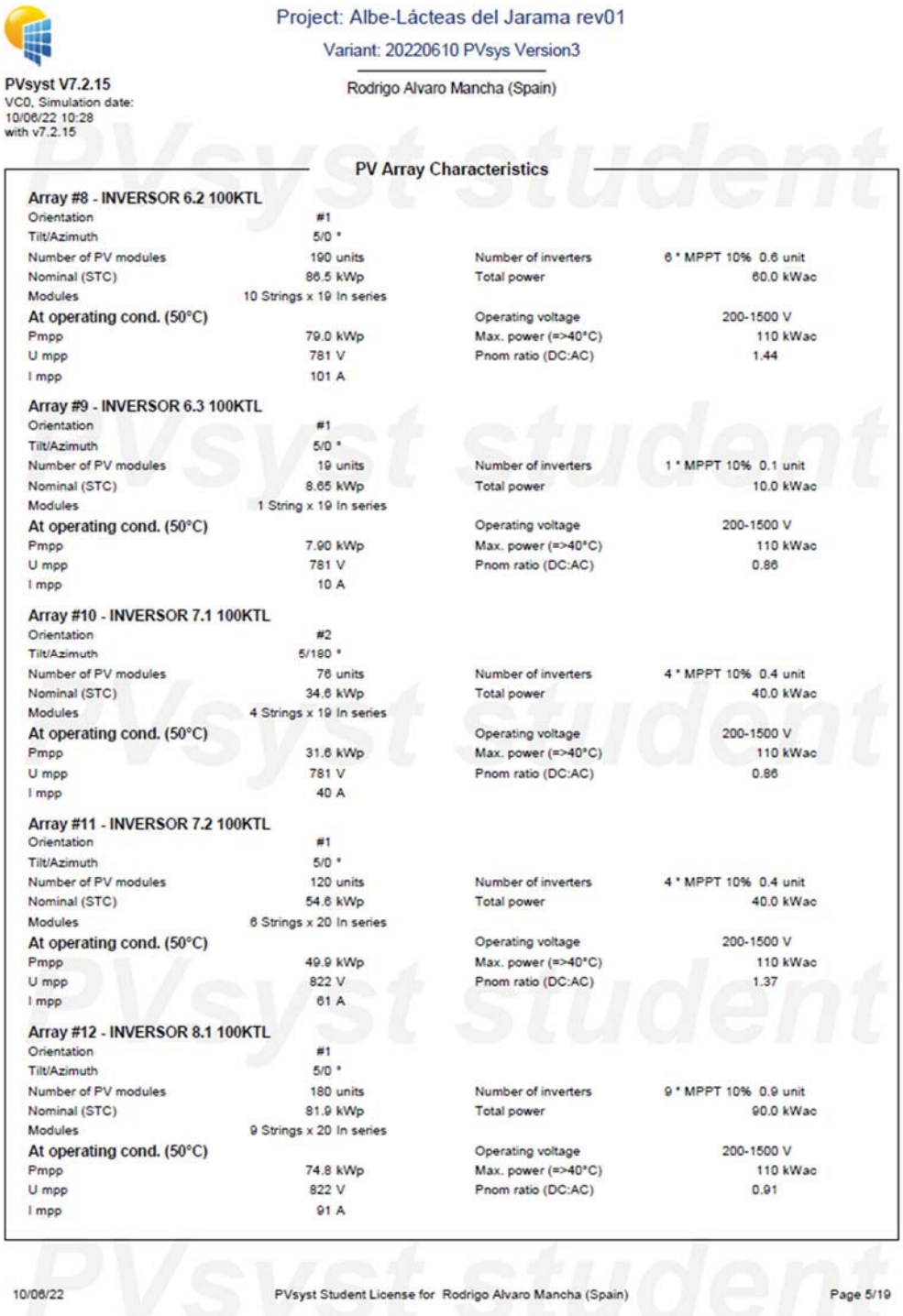
**Array #6 - INVERSOR 5.2 100KTL**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #2 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/180 ° | | |
| Number of PV modules | 120 units | Number of inverters | 4 * MPPT 10% 0.4 unit |
| Nominal (STC) | 54.6 kWp | Total power | 40.0 kWac |
| Modules | 6 Strings x 20 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 49.9 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 822 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.37 |
| I mpp | 61 A | | |

**Array #7 - INVERSOR 6.1 100KTL**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #2 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/180 ° | | |
| Number of PV modules | 120 units | Number of inverters | 4 * MPPT 10% 0.4 unit |
| Nominal (STC) | 54.6 kWp | Total power | 40.0 kWac |
| Modules | 6 Strings x 20 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 49.9 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 822 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.37 |
| I mpp | 61 A | | |

10/06/22 PVsyst Student License for Rodrigo Alvaro Mancha (Spain) Page 4/19



PVsyst V7.2.15
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01
Variant: 20220610 PVsys Version3
Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

PV Array Characteristics

**Array #8 - INVERSOR 6.2 100KTL**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #1 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/0 ° | | |
| Number of PV modules | 190 units | Number of inverters | 6 * MPPT 10% 0.6 unit |
| Nominal (STC) | 86.5 kWp | Total power | 60.0 kWac |
| Modules | 10 Strings x 19 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 79.0 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 781 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.44 |
| I mpp | 101 A | | |

**Array #9 - INVERSOR 6.3 100KTL**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #1 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/0 ° | | |
| Number of PV modules | 19 units | Number of inverters | 1 * MPPT 10% 0.1 unit |
| Nominal (STC) | 8.65 kWp | Total power | 10.0 kWac |
| Modules | 1 String x 19 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 7.90 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 781 V | Pnom ratio (DC:AC) | 0.86 |
| I mpp | 10 A | | |

**Array #10 - INVERSOR 7.1 100KTL**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #2 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/180 ° | | |
| Number of PV modules | 76 units | Number of inverters | 4 * MPPT 10% 0.4 unit |
| Nominal (STC) | 34.6 kWp | Total power | 40.0 kWac |
| Modules | 4 Strings x 19 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 31.6 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 781 V | Pnom ratio (DC:AC) | 0.86 |
| I mpp | 40 A | | |

**Array #11 - INVERSOR 7.2 100KTL**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #1 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/0 ° | | |
| Number of PV modules | 120 units | Number of inverters | 4 * MPPT 10% 0.4 unit |
| Nominal (STC) | 54.6 kWp | Total power | 40.0 kWac |
| Modules | 6 Strings x 20 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 49.9 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 822 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.37 |
| I mpp | 61 A | | |

**Array #12 - INVERSOR 8.1 100KTL**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #1 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/0 ° | | |
| Number of PV modules | 180 units | Number of inverters | 9 * MPPT 10% 0.9 unit |
| Nominal (STC) | 81.9 kWp | Total power | 90.0 kWac |
| Modules | 9 Strings x 20 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 74.8 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 822 V | Pnom ratio (DC:AC) | 0.91 |
| I mpp | 91 A | | |

10/06/22 PVsyst Student License for Rodrigo Alvaro Mancha (Spain) Page 5/19

PVsyst V7.2.15
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01
Variant: 20220610 PVsys Version3
Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

## PV Array Characteristics

### Array #13 - INVERSOR 8.2 100KTL

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #1 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/0 ° | | |
| Number of PV modules | 20 units | Number of inverters | 1 * MPPT 10% 0.1 unit |
| Nominal (STC) | 9.10 kWp | Total power | 10.0 kWac |
| Modules | 1 String x 20 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 8.32 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 822 V | Pnom ratio (DC:AC) | 0.91 |
| I mpp | 10 A | | |

### Array #14 - INVERSOR 9 100KTL

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #2 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/180 ° | | |
| Number of PV modules | 340 units | Number of inverters | 1 unit |
| Nominal (STC) | 155 kWp | Total power | 100 kWac |
| Modules | 17 Strings x 20 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 141 kWp | Max. power (=>40°C) | 110 kWac |
| U mpp | 822 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.55 |
| I mpp | 172 A | | |

| **PV module** | | **Inverter** | |
|---|---|---|---|
| Manufacturer | Generic | Manufacturer | Generic |
| Model | JAM78-S10-455-MR | Model | SUN2000-60KTL-M0-480Vac |
| (Custom parameters definition) | | (Custom parameters definition) | |
| Unit Nom. Power | 455 Wp | Unit Nom. Power | 60.0 kWac |
| Number of PV modules | 376 units | Number of inverters | 2.8 units |
| Nominal (STC) | 171 kWp | Total power | 170 kWac |

### Array #15 - INVERSOR 2 y 3 60KTL

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #1 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/0 ° | | |
| Number of PV modules | 280 units | Number of inverters | 2 units |
| Nominal (STC) | 127 kWp | Total power | 120 kWac |
| Modules | 14 Strings x 20 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 116 kWp | Max. power (=>50°C) | 66.0 kWac |
| U mpp | 822 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.06 |
| I mpp | 142 A | | |

### Array #16 - INVERSOR 4.1 60KTL

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #5 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/104 ° | | |
| Number of PV modules | 60 units | Number of inverters | 3 * MPPT 17% 0.5 unit |
| Nominal (STC) | 27.30 kWp | Total power | 30.0 kWac |
| Modules | 3 Strings x 20 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 24.95 kWp | Max. power (=>50°C) | 66.0 kWac |
| U mpp | 822 V | Pnom ratio (DC:AC) | 0.91 |
| I mpp | 30 A | | |

PVsyst student

Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01

Variant: 20220610 PVsys Version3

Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

**PVsyst V7.2.15**
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

## PV Array Characteristics

### Array #17 - INVERSOR 4.2 60KTL

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #4 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/-166 ° | | |
| Number of PV modules | 20 units | Number of inverters | 1 * MPPT 17% 0.2 unit |
| Nominal (STC) | 9.10 kWp | Total power | 10.0 kWac |
| Modules | 1 String x 20 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 8.32 kWp | Max. power (=>50°C) | 66.0 kWac |
| U mpp | 822 V | Pnom ratio (DC:AC) | 0.91 |
| I mpp | 10 A | | |

### Array #18 - INVERSOR 4.3

| | | | |
|---|---|---|---|
| Orientation | #4 | | |
| Tilt/Azimuth | 5/-166 ° | | |
| Number of PV modules | 16 units | Number of inverters | 1 * MPPT 17% 0.2 unit |
| Nominal (STC) | 7.28 kWp | Total power | 10.0 kWac |
| Modules | 1 String x 16 In series | | |
| **At operating cond. (50°C)** | | Operating voltage | 200-1500 V |
| Pmpp | 6.65 kWp | Max. power (=>50°C) | 66.0 kWac |
| U mpp | 658 V | Pnom ratio (DC:AC) | 0.73 |
| I mpp | 10 A | | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Total PV power** | | **Total inverter power** | |
| Nominal (STC) | 935 kWp | Total power | 790 kWac |
| Total | 2054 modules | Number of inverters | 0 units |
| Module area | 4460 m² | Pnom ratio | 1.18 |

## Array losses

**Array Soiling Losses**
Loss Fraction 3.0 %

**Thermal Loss factor**
Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

**Module Quality Loss**
Loss Fraction -1.3 %

**Module mismatch losses**
Loss Fraction 2.0 % at MPP

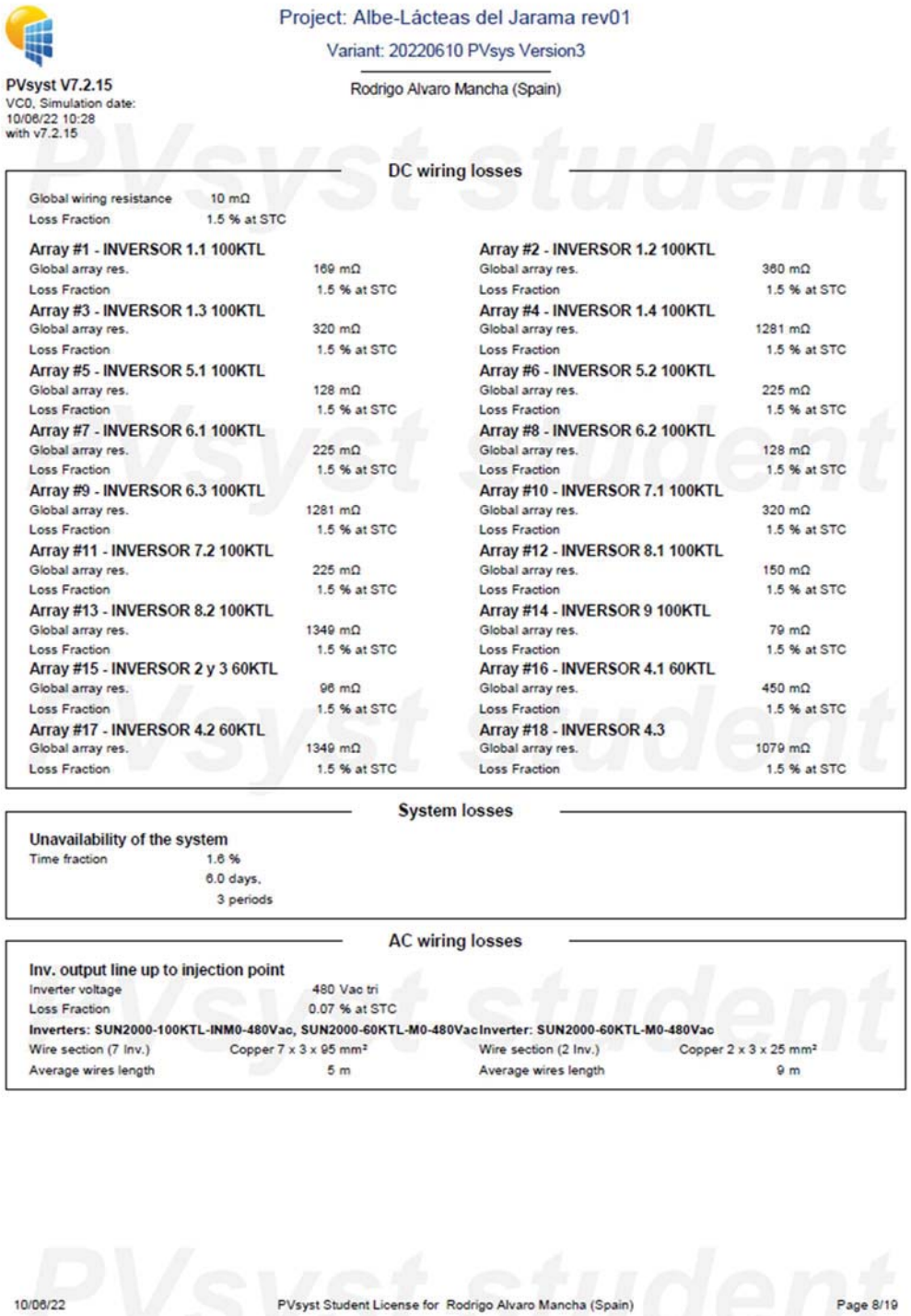
**Strings Mismatch loss**
Loss Fraction 0.1 %

**Module average degradation**
Year no 10
Loss factor 0.4 %/year
**Mismatch due to degradation**
Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

**IAM loss factor**
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.000 | 0.998 | 0.981 | 0.948 | 0.862 | 0.776 | 0.636 | 0.403 | 0.000 |

PVsyst student



Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01

Variant: 20220610 PVsys Version3

Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

PVsyst V7.2.15
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

**DC wiring losses**

Global wiring resistance 10 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Array #1 - INVERSOR 1.1 100KTL** | | **Array #2 - INVERSOR 1.2 100KTL** | |
| Global array res. | 169 mΩ | Global array res. | 360 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #3 - INVERSOR 1.3 100KTL** | | **Array #4 - INVERSOR 1.4 100KTL** | |
| Global array res. | 320 mΩ | Global array res. | 1281 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #5 - INVERSOR 5.1 100KTL** | | **Array #6 - INVERSOR 5.2 100KTL** | |
| Global array res. | 128 mΩ | Global array res. | 225 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #7 - INVERSOR 6.1 100KTL** | | **Array #8 - INVERSOR 6.2 100KTL** | |
| Global array res. | 225 mΩ | Global array res. | 128 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #9 - INVERSOR 6.3 100KTL** | | **Array #10 - INVERSOR 7.1 100KTL** | |
| Global array res. | 1281 mΩ | Global array res. | 320 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #11 - INVERSOR 7.2 100KTL** | | **Array #12 - INVERSOR 8.1 100KTL** | |
| Global array res. | 225 mΩ | Global array res. | 150 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #13 - INVERSOR 8.2 100KTL** | | **Array #14 - INVERSOR 9 100KTL** | |
| Global array res. | 1349 mΩ | Global array res. | 79 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #15 - INVERSOR 2 y 3 60KTL** | | **Array #16 - INVERSOR 4.1 60KTL** | |
| Global array res. | 96 mΩ | Global array res. | 450 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| **Array #17 - INVERSOR 4.2 60KTL** | | **Array #18 - INVERSOR 4.3** | |
| Global array res. | 1349 mΩ | Global array res. | 1079 mΩ |
| Loss Fraction | 1.5 % at STC | Loss Fraction | 1.5 % at STC |

**System losses**

**Unavailability of the system**
Time fraction 1.6 %
6.0 days,
3 periods

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to injection point**
Inverter voltage 480 Vac tri
Loss Fraction 0.07 % at STC

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Inverters: SUN2000-100KTL-INM0-480Vac, SUN2000-60KTL-M0-480Vac** | | **Inverter: SUN2000-60KTL-M0-480Vac** | |
| Wire section (7 Inv.) | Copper 7 x 3 x 95 mm² | Wire section (2 Inv.) | Copper 2 x 3 x 25 mm² |
| Average wires length | 5 m | Average wires length | 9 m |

10/06/22 PVsyst Student License for Rodrigo Alvaro Mancha (Spain) Page 8/19

Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01

Variant: 20220610 PVsys Version3

Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

**PVsyst V7.2.15**
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

## Main results

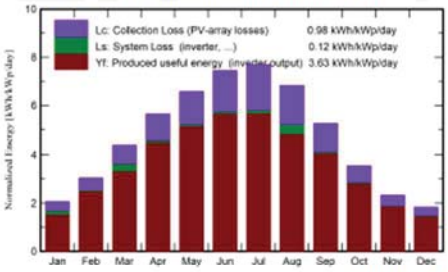
### System Production

| | | | |
|---|---|---|---|
| Produced Energy | 1237 MWh/year | Specific production | 1324 kWh/kWp/year |
| Used Energy | 3643 MWh/year | Performance Ratio PR | 76.70 % |
| | | Solar Fraction SF | 30.84 % |

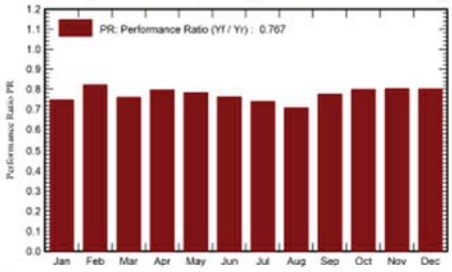
### Economic evaluation

| Investment | | Yearly cost | | LCOE | |
|---|---|---|---|---|---|
| Global | 395000.00 EUR | Annuities | 10579.68 EUR/yr | Energy cost | 0.02 EUR/kWh |
| Specific | 0.42 EUR/Wp | Run. costs | 13167.48 EUR/yr | | |
| | | Payback period | 1.9 years | | |

**Normalized productions (per installed kWp)**




**Performance Ratio PR**




**Balances and main results**

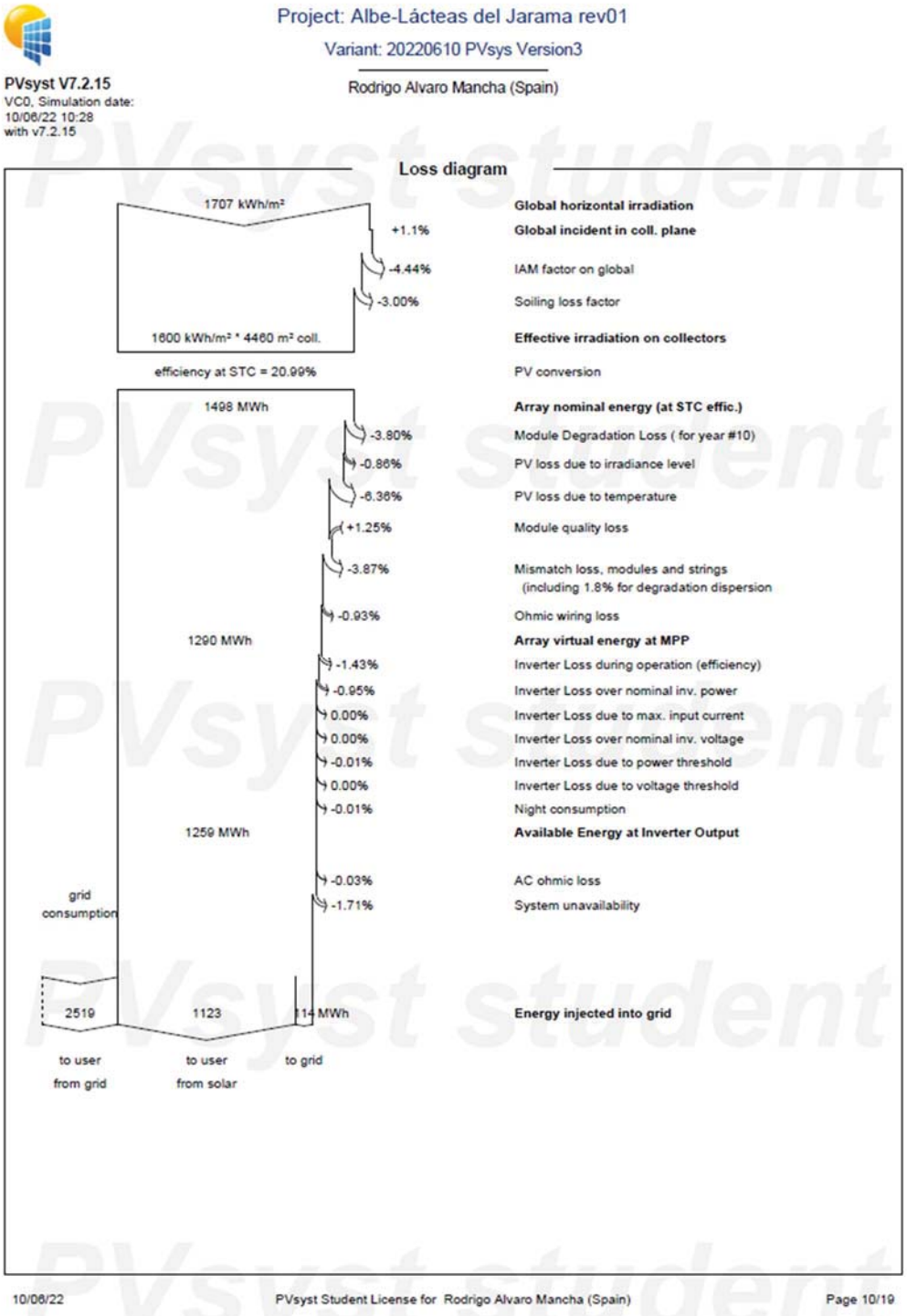
| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray MWh | E_User MWh | E_Solar MWh | E_Grid MWh | EFrGrid MWh |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| January | 61.8 | 28.08 | 5.45 | 63.8 | 56.3 | 49.0 | 245.9 | 42.4 | 2.09 | 203.4 |
| February | 83.3 | 33.83 | 6.55 | 85.2 | 77.5 | 66.5 | 245.6 | 61.1 | 4.42 | 184.5 |
| March | 134.3 | 54.19 | 10.05 | 136.4 | 125.9 | 105.6 | 332.8 | 88.4 | 8.31 | 244.3 |
| April | 167.9 | 55.64 | 12.50 | 169.2 | 158.0 | 128.0 | 342.0 | 112.7 | 13.32 | 229.2 |
| May | 203.3 | 75.85 | 17.35 | 203.8 | 190.8 | 151.5 | 320.4 | 127.0 | 22.30 | 193.4 |
| June | 223.2 | 67.78 | 23.15 | 223.2 | 209.7 | 161.4 | 357.7 | 149.0 | 9.93 | 208.7 |
| July | 238.1 | 56.18 | 26.84 | 238.6 | 224.4 | 168.4 | 344.7 | 145.0 | 19.68 | 199.6 |
| August | 210.0 | 53.01 | 26.26 | 211.5 | 198.2 | 151.4 | 349.5 | 128.1 | 11.84 | 221.4 |
| September | 155.6 | 49.89 | 21.06 | 157.6 | 146.5 | 116.0 | 312.7 | 104.6 | 9.69 | 208.1 |
| October | 107.5 | 42.43 | 15.35 | 109.8 | 100.3 | 83.3 | 286.5 | 75.1 | 6.98 | 211.5 |
| November | 67.7 | 27.51 | 8.90 | 69.9 | 62.3 | 53.3 | 245.4 | 49.0 | 3.44 | 196.5 |
| December | 54.8 | 25.12 | 6.03 | 56.7 | 49.7 | 43.2 | 259.7 | 40.9 | 1.53 | 218.7 |
| Year | 1707.4 | 569.50 | 15.01 | 1725.7 | 1599.5 | 1277.5 | 3642.8 | 1123.4 | 113.54 | 2519.3 |

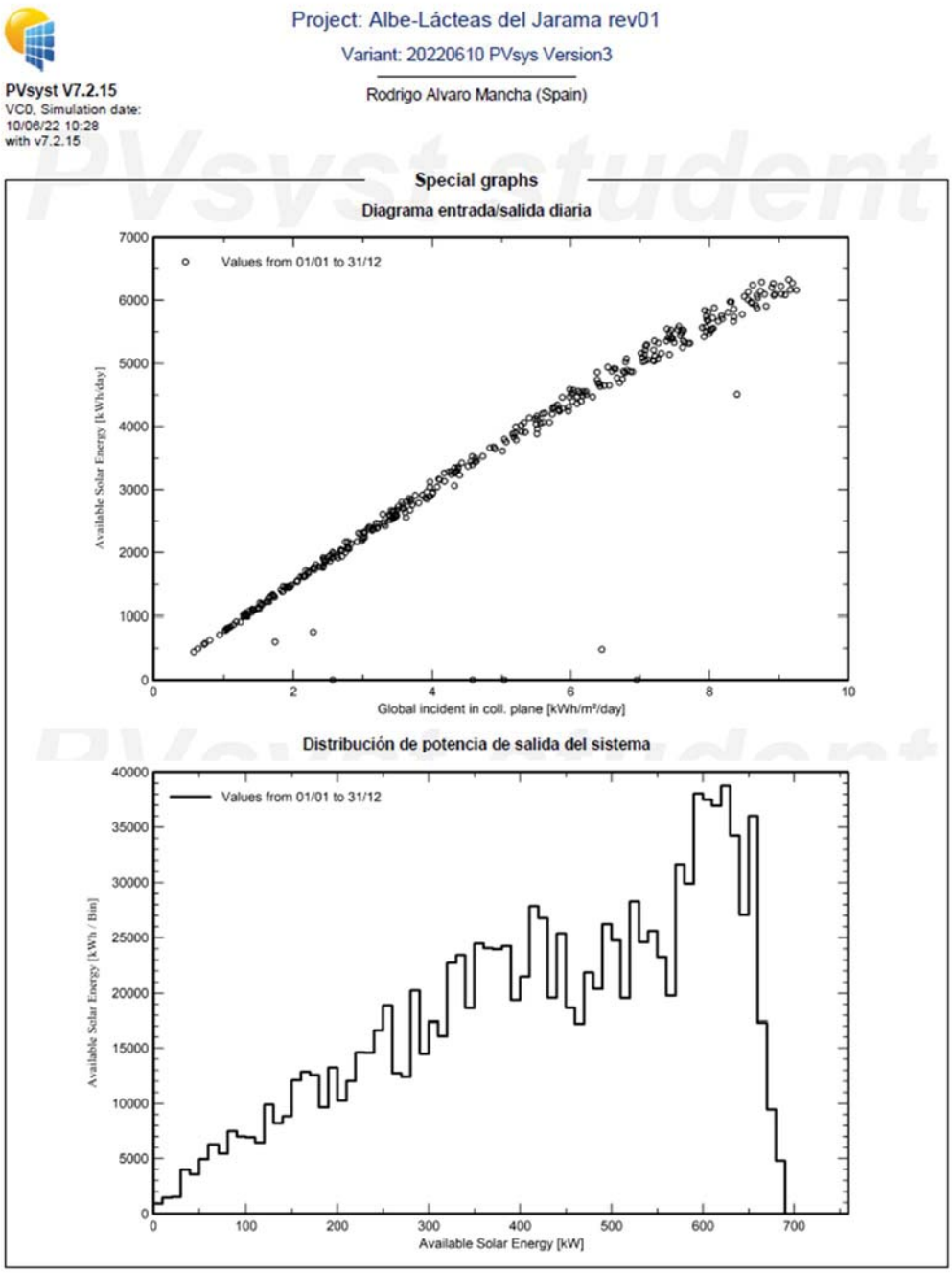
**Legends**

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

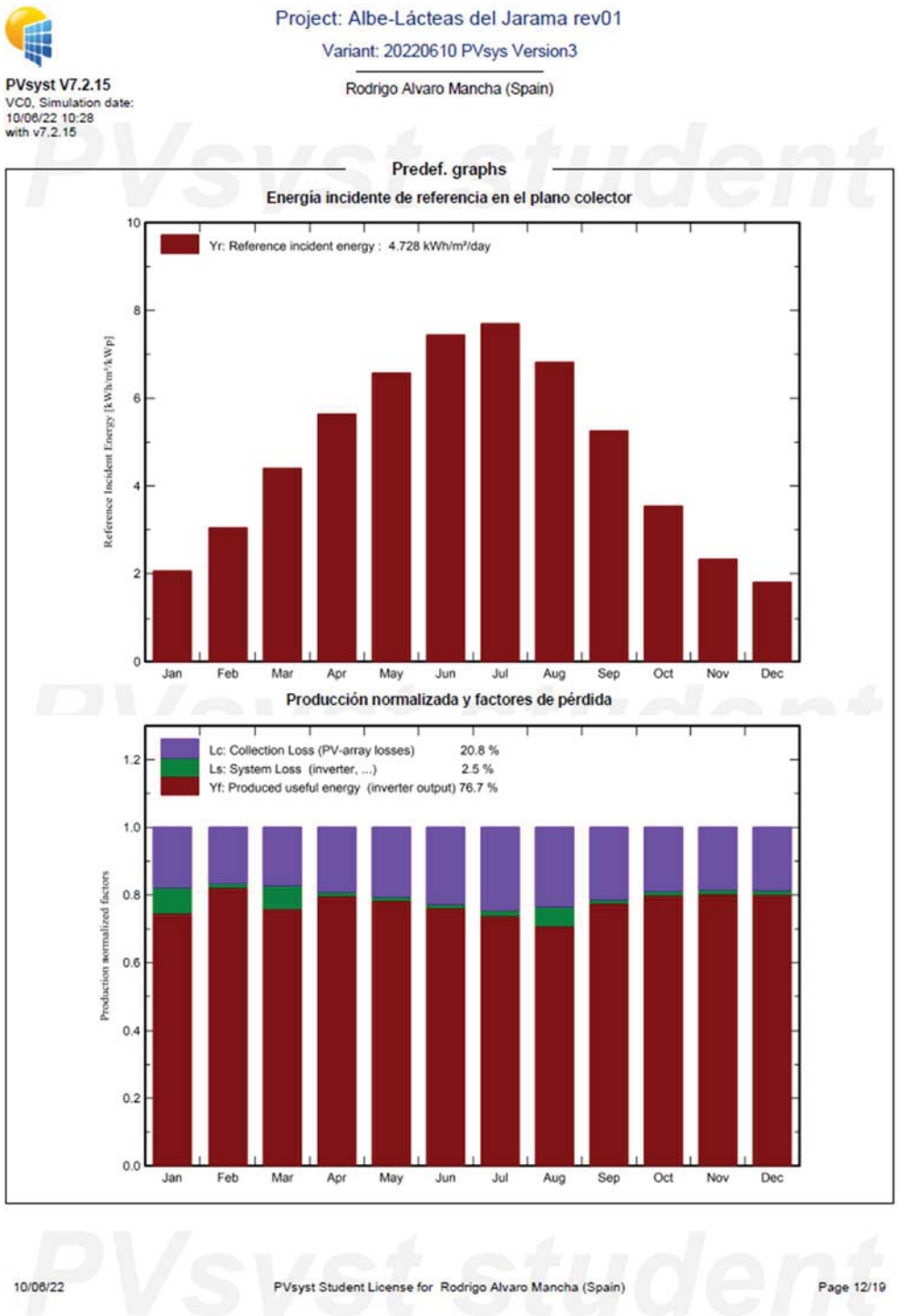
PVsyst student

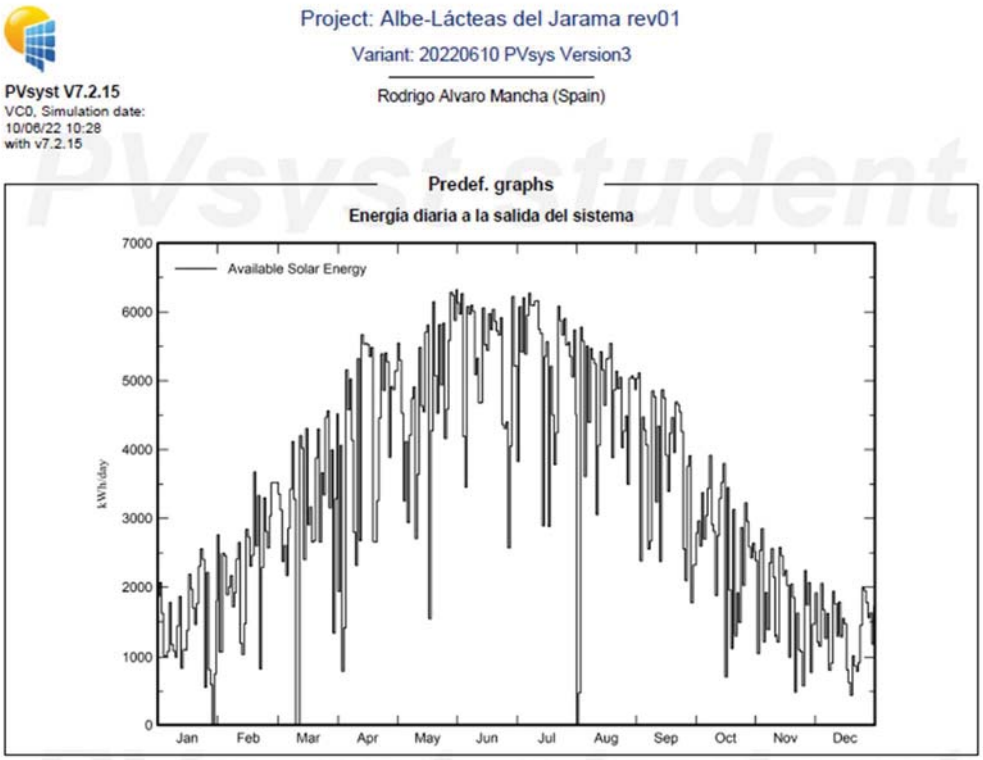
10/06/22 PVsyst Student License for Rodrigo Alvaro Mancha (Spain) Page 9/19


Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01
Variant: 20220610 PVsys Version3
Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)
PVsyst V7.2.15
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15
Loss diagram
1707 kWh/m²
Global horizontal irradiation
+1.1%
Global incident in coll. plane
-4.44%
IAM factor on global
-3.00%
Soiling loss factor
1600 kWh/m² * 4460 m² coll.
Effective irradiation on collectors
efficiency at STC = 20.99%
PV conversion
1498 MWh
Array nominal energy (at STC effic.)
-3.80%
Module Degradation Loss ( for year #10)
-0.86%
PV loss due to irradiance level
-6.36%
PV loss due to temperature
+1.25%
Module quality loss
-3.87%
Mismatch loss, modules and strings
(including 1.8% for degradation dispersion
-0.93%
Ohmic wiring loss
1290 MWh
Array virtual energy at MPP
-1.43%
Inverter Loss during operation (efficiency)
-0.95%
Inverter Loss over nominal inv. power
0.00%
Inverter Loss due to max. input current
0.00%
Inverter Loss over nominal inv. voltage
-0.01%
Inverter Loss due to power threshold
0.00%
Inverter Loss due to voltage threshold
-0.01%
Night consumption
1259 MWh
Available Energy at Inverter Output
-0.03%
AC ohmic loss
grid
consumption
-1.71%
System unavailability
2519
1123
114 MWh
Energy injected into grid
to user
from grid
to user
from solar
to grid
10/06/22
PVsyst Student License for Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)
Page 10/19




PVsyst student


PVsyst V7.2.15
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15
Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01
Variant: 20220610 PVsys Version3
Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)
Predef. graphs
Energía incidente de referencia en el plano colector
Yr: Reference incident energy : 4.728 kWh/m²/day
Reference Incident Energy [kWh/m²/kWp]
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
Producción normalizada y factores de pérdida
Lc: Collection Loss (PV-array losses) 20.8 %
Ls: System Loss (inverter, ...) 2.5 %
Yf: Produced useful energy (inverter output) 76.7 %
Production normalized factors
10/06/22
PVsyst Student License for Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)
Page 12/19




PVsyst student

Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01

Variant: 20220610 PVsys Version3

Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

**PVsyst V7.2.15**
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

## P50 - P90 evaluation

**Meteo data**

| | |
|---|---|
| Source | Meteonorm 8.0 (2005-2017), Sat=40% |
| Kind | Monthly averages |
| Sintético - Multi-year average | |
| Year-to-year variability(Variance) | 4.3 % |
| **Specified Deviation** | |
| Climate change | 0.0 % |

**Simulation and parameters uncertainties**

| | |
|---|---|
| PV module modelling/parameters | 1.0 % |
| Inverter efficiency uncertainty | 0.5 % |
| Soiling and mismatch uncertainties | 1.0 % |
| Degradation uncertainty | 1.0 % |

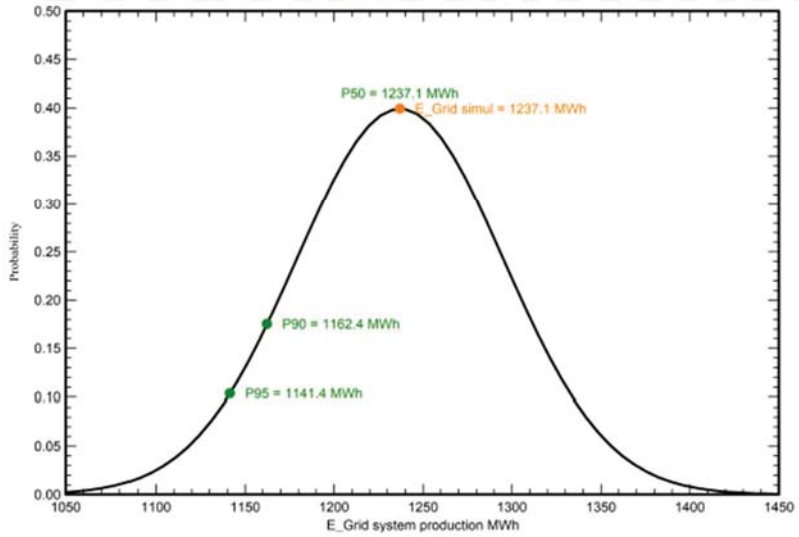
**Global variability (meteo + system)**

| | |
|---|---|
| Variability (Quadratic sum) | 4.7 % |

**Annual production probability**

| | |
|---|---|
| Variability | 58.2 MWh |
| P50 | 1237.1 MWh |
| P90 | 1162.4 MWh |
| P95 | 1141.4 MWh |

**Probability distribution**




PVsyst student

PVsyst V7.2.15
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01
Variant: 20220610 PVsys Version3
Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

## Cost of the system

### Installation costs

| Item | Quantity units | Cost EUR | Total EUR |
|---|---|---|---|
| PV modules | | | |
| JAM78-S10-455-MR | 2054 | 121.71 | 250000.00 |
| Supports for modules | 2054 | 9.74 | 20000.00 |
| Inverters | | | |
| SUN2000-100KTL-INM0-480Vac | 6 | 3225.81 | 20000.00 |
| SUN2000-60KTL-M0-480Vac | 3 | 4235.29 | 12000.00 |
| Other components | | | |
| Wiring | 1 | 32000.00 | 32000.00 |
| Combiner box | 1 | 7000.00 | 7000.00 |
| Monitoring system, display screen | 1 | 1500.00 | 1500.00 |
| Installation | | | |
| Settings | 1 | 52500.00 | 52500.00 |
| Total | | | 395000.00 |
| Depreciable asset | | | 302000.00 |

### Operating costs

| Item | Total EUR/year |
|---|---|
| Maintenance | |
| Repairs | 3000.00 |
| Cleaning | 3000.00 |
| Total (OPEX) | 6000.00 |
| Including inflation (6.00%) | 13167.48 |

### System summary

| | |
|---|---|
| Total installation cost | 395000.00 EUR |
| Operating costs (incl. inflation 6.00%/year) | 13167.48 EUR/year |
| Unused energy | 1123 MWh/year |
| Energy sold to the grid | 114 MWh/year |
| Cost of produced energy (LCOE) | 0.018 EUR/kWh |

PVsyst student



PVsyst V7.2.15
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01

Variant: 20220610 PVsys Version3

Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

## Financial analysis

**Simulation period**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Project lifetime | 25 years | Start year | 2022 |

**Income variation over time**

| | |
|---|---|
| Inflation | 6.00 %/year |
| Production variation (aging) | Aging tool results |
| Discount rate | 0.00 %/year |

**Income dependent expenses**

| | |
|---|---|
| Income tax rate | 0.00 %/year |
| Other income tax | 0.00 %/year |
| Dividends | 0.00 %/year |

**Depreciation**

| | |
|---|---|
| Depreciable assets | 302000.00 EUR |
| Salvage value | 0.00 EUR |
| Total redeemable | 302000.00 EUR |
| Depreciation period | 5 years |

**Financing**

| | | |
|---|---|---|
| Subsidies | 181700.00 EUR | |
| Loan - Redeemable with fixed amortization - 25 years | 213300.00 EUR | Interest rate: 1.00%/year |

**Electricity sale**

| | |
|---|---|
| Feed-in tariff | 0.0000 EUR/kWh |
| Duration of tariff warranty | 20 years |
| Annual connection tax | 0.00 EUR/kWh |
| Annual tariff variation | 0.0 %/year |
| Feed-in tariff decrease after warranty | 0.00 % |

**Self-consumption**

| | |
|---|---|
| Consumption tariff | 0.1048 EUR/kWh |
| Tariff evolution | +2.0 %/year |

**Return on investment**

| | |
|---|---|
| Payback period | 1.9 years |
| Net present value (NPV) | 3081736.74 EUR |
| Return on investment (ROI) | 1444.8 % |

PVsyst student

10/06/22 PVsyst Student License for Rodrigo Alvaro Mancha (Spain) Page 16/19

PVsyst V7.2.15
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01
Variant: 20220610 PVsys Version3
Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

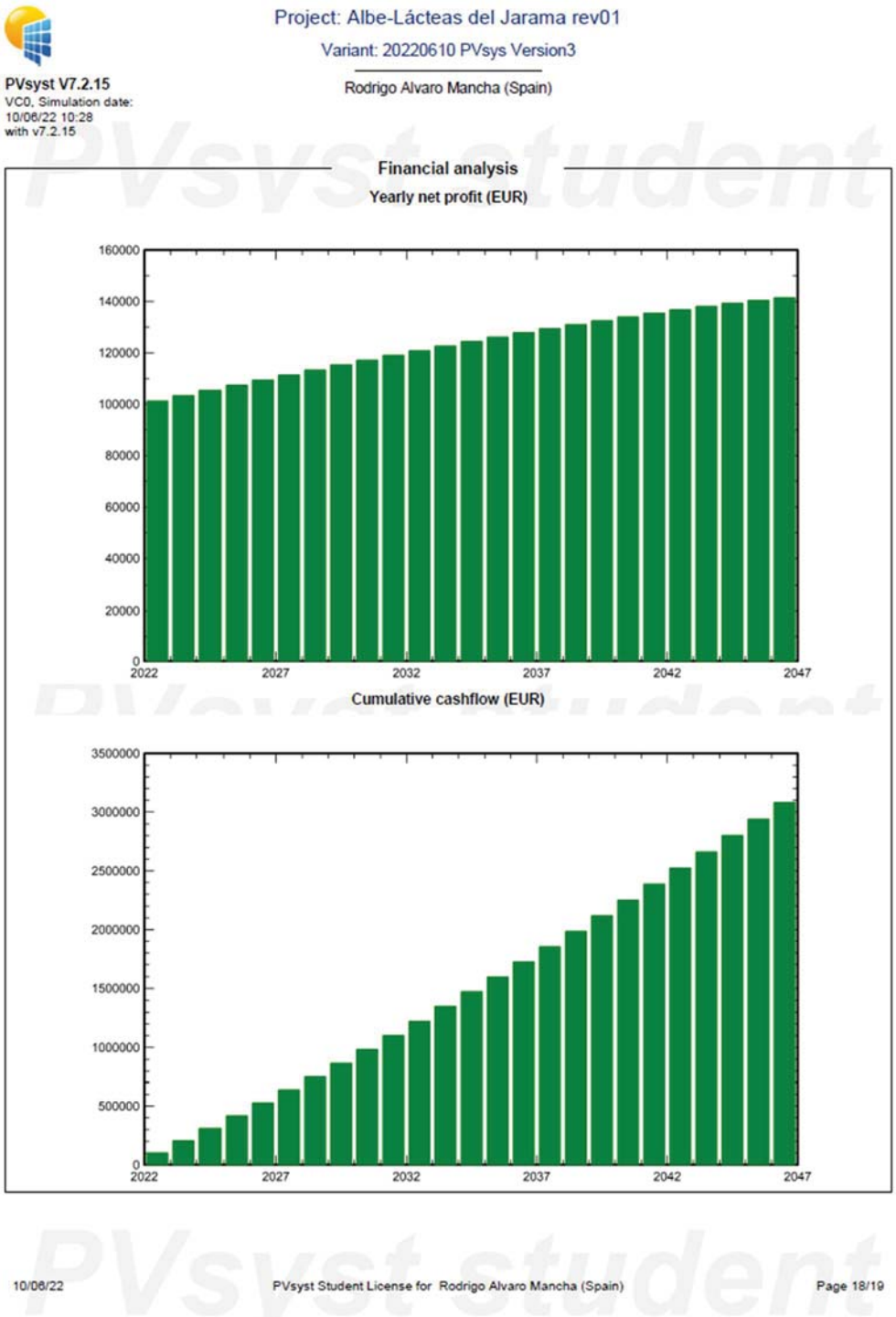
PVsyst student

**Financial analysis**

**Detailed economic results (EUR)**

| | Electricity sale | Loan principal | Loan interest | Run. costs | Deprec. allow. | Taxable income | Taxes | After-tax profit | Self-cons. saving | Cumul. profit | % amorti. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2022 | 0 | 8532 | 2048 | 6000 | 60400 | 0 | 0 | -16580 | 117736 | 101156 | 51.4% |
| 2023 | 0 | 8532 | 1962 | 6360 | 60400 | 0 | 0 | -16854 | 120091 | 204393 | 103.8% |
| 2024 | 0 | 8532 | 1877 | 6742 | 60400 | 0 | 0 | -17151 | 122446 | 309688 | 157.2% |
| 2025 | 0 | 8532 | 1792 | 7146 | 60400 | 0 | 0 | -17470 | 124800 | 417018 | 211.5% |
| 2026 | 0 | 8532 | 1706 | 7575 | 60400 | 0 | 0 | -17813 | 127155 | 526360 | 266.8% |
| 2027 | 0 | 8532 | 1621 | 8029 | 0 | 0 | 0 | -18182 | 129510 | 637687 | 323.0% |
| 2028 | 0 | 8532 | 1536 | 8511 | 0 | 0 | 0 | -18579 | 131864 | 750973 | 380.1% |
| 2029 | 0 | 8532 | 1450 | 9022 | 0 | 0 | 0 | -19004 | 134219 | 866188 | 438.1% |
| 2030 | 0 | 8532 | 1365 | 9563 | 0 | 0 | 0 | -19460 | 136574 | 983302 | 497.0% |
| 2031 | 0 | 8532 | 1280 | 10137 | 0 | 0 | 0 | -19949 | 138929 | 1102282 | 556.6% |
| 2032 | 0 | 8532 | 1194 | 10745 | 0 | 0 | 0 | -20472 | 141283 | 1223093 | 617.4% |
| 2033 | 0 | 8532 | 1109 | 11390 | 0 | 0 | 0 | -21031 | 143638 | 1345700 | 678.9% |
| 2034 | 0 | 8532 | 1024 | 12073 | 0 | 0 | 0 | -21629 | 145993 | 1470064 | 741.2% |
| 2035 | 0 | 8532 | 939 | 12798 | 0 | 0 | 0 | -22268 | 148348 | 1596144 | 804.3% |
| 2036 | 0 | 8532 | 853 | 13565 | 0 | 0 | 0 | -22951 | 150702 | 1723895 | 868.2% |
| 2037 | 0 | 8532 | 768 | 14379 | 0 | 0 | 0 | -23679 | 153057 | 1853273 | 932.9% |
| 2038 | 0 | 8532 | 683 | 15242 | 0 | 0 | 0 | -24457 | 155412 | 1984228 | 998.3% |
| 2039 | 0 | 8532 | 597 | 16157 | 0 | 0 | 0 | -25286 | 157766 | 2116709 | 1064.4% |
| 2040 | 0 | 8532 | 512 | 17126 | 0 | 0 | 0 | -26170 | 160121 | 2250660 | 1131.2% |
| 2041 | 0 | 8532 | 427 | 18154 | 0 | 0 | 0 | -27112 | 162476 | 2386023 | 1198.6% |
| 2042 | 0 | 8532 | 341 | 19243 | 0 | 0 | 0 | -28116 | 164831 | 2522738 | 1266.7% |
| 2043 | 0 | 8532 | 256 | 20397 | 0 | 0 | 0 | -29185 | 167185 | 2660738 | 1335.4% |
| 2044 | 0 | 8532 | 171 | 21621 | 0 | 0 | 0 | -30324 | 169540 | 2799954 | 1404.7% |
| 2045 | 0 | 8532 | 85 | 22918 | 0 | 0 | 0 | -31536 | 171895 | 2940313 | 1474.5% |
| 2046 | 0 | 8532 | 0 | 24294 | 0 | 0 | 0 | -32826 | 174249 | 3081737 | 1544.8% |
| Total | 0 | 213300 | 25596 | 329187 | 302000 | 0 | 0 | -568083 | 3649820 | 3081737 | 1544.8% |

PVsyst student


Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01
Variant: 20220610 PVsys Version3
Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)
PVsyst V7.2.15
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15
Financial analysis
Yearly net profit (EUR)
160000
140000
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
2022
2027
2032
2037
2042
2047
Cumulative cashflow (EUR)
3500000
3000000
2500000
2000000
1500000
1000000
500000
0
2022
2027
2032
2037
2042
2047
10/06/22
PVsyst Student License for Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)
Page 18/19



PVsyst V7.2.15
VC0, Simulation date:
10/06/22 10:28
with v7.2.15

Project: Albe-Lácteas del Jarama rev01

Variant: 20220610 PVsys Version3

Rodrigo Alvaro Mancha (Spain)

## $CO_2$ Emission Balance

Total: 4663.6 $tCO_2$

**Generated emissions**

Total: 1644.67 $tCO_2$

Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**

Total: 8876.2 $tCO_2$

System production: 1237.10 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 $gCO_2/kWh$

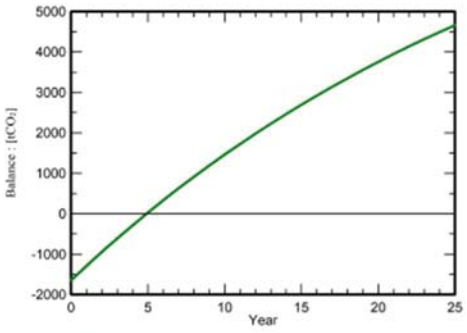
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 25 years

Annual degradation: 3.0 %

**Saved $CO_2$ Emission vs. Time**




**System Lifecycle Emissions Details**

| Item | LCE | Quantity | Subtotal |
|---|---|---|---|
| | | | [$kgCO_2$] |
| Modules | 1713 kgCO2/kWp | 935 kWp | 1600657 |
| Supports | 1.91 kgCO2/kg | 20540 kg | 39320 |
| Inverters | 522 kgCO2/units | 9.00 units | 4698 |
| Maintenance | 0.00 kgCO2/year | 1.00 year | 0.00 |

PVsyst student

# *Anexo IV. ESTUDIO VIABILIDAD ECONÓMICA.*

## ESCENARIO "A".

| Escenario A: Inversión con préstamo financiero al 100% de la inversion (3,5%) y subvención del 25% | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Año | Ahorro | | | Coste | | | | | | Subvención | Flujo de caja | |
| | Ahorro en energía | Precio [€/MWh] | Ahorro anual | Limpieza y O&M | Coste Administrativo | Seguro de instalación | Coste financiero | Préstamo | Inversión | | Flujo de caja anual | Flujo de caja acumulado |
| 0 | | | | | | | | 1.009.521,40 € | -1.009.521,40 € | | 0,00 € | 0,00 € |
| 1 | 1.123,00 | 115,80 € | 130.043,40 € | -10.500,00 € | -6.000,00 € | -1.368,00 € | -35.333,25 € | -201.904,28 € | | 252.380,35 € | 127.318,22 € | 127.318,22 € |
| 2 | 1.111,77 | 118,70 € | 131.961,54 € | -10.710,00 € | -6.120,00 € | -1.395,36 € | -28.266,60 € | -201.904,28 € | | | -116.434,70 € | 10.883,52 € |
| 3 | 1.100,65 | 121,66 € | 133.907,97 € | -10.924,20 € | -6.242,40 € | -1.423,27 € | -21.199,95 € | -201.904,28 € | | | -107.786,12 € | -96.902,60 € |
| 4 | 1.089,65 | 124,70 € | 135.883,12 € | -11.142,68 € | -6.367,25 € | -1.451,73 € | -14.133,30 € | -201.904,28 € | | | -99.116,13 € | -196.018,73 € |
| 5 | 1.078,75 | 127,82 € | 137.887,39 € | -11.365,54 € | -6.494,59 € | -1.480,77 € | -7.066,65 € | -201.904,28 € | | | -90.424,44 € | -286.443,17 € |
| 6 | 1.067,96 | 131,02 € | 139.921,23 € | -11.592,85 € | -6.624,48 € | -1.510,38 € | 0,00 € | | | | 120.193,51 € | -166.249,65 € |
| 7 | 1.057,28 | 134,29 € | 141.985,07 € | -11.824,71 € | -6.756,97 € | -1.540,59 € | | | | | 121.862,80 € | -44.386,85 € |
| 8 | 1.046,71 | 137,65 € | 144.079,35 € | -12.061,20 € | -6.892,11 € | -1.571,40 € | | | | | 123.554,63 € | 79.167,78 € |
| 9 | 1.036,24 | 141,09 € | 146.204,52 € | -12.302,42 € | -7.029,96 € | -1.602,83 € | | | | | 125.269,31 € | 204.437,09 € |
| 10 | 1.025,88 | 144,62 € | 148.361,04 € | -12.548,47 € | -7.170,56 € | -1.634,89 € | | | | | 127.007,12 € | 331.444,21 € |
| 11 | 1.015,62 | 148,23 € | 150.549,36 € | -12.799,44 € | -7.313,97 € | -1.667,58 € | | | | | 128.768,37 € | 460.212,58 € |
| 12 | 1.005,46 | 151,94 € | 152.769,96 € | -13.055,43 € | -7.460,25 € | -1.700,94 € | | | -50.000,00 € | | 80.553,35 € | 540.765,93 € |
| 13 | 995,41 | 155,74 € | 155.023,32 € | -13.316,54 € | -7.609,45 € | -1.734,95 € | | | | | 132.362,38 € | 673.128,31 € |
| 14 | 985,46 | 159,63 € | 157.309,91 € | -13.582,87 € | -7.761,64 € | -1.769,65 € | | | | | 134.195,75 € | 807.324,06 € |
| 15 | 975,60 | 163,62 € | 159.630,24 € | -13.854,53 € | -7.916,87 € | -1.805,05 € | | | | | 136.053,79 € | 943.377,85 € |
| 16 | 965,85 | 167,71 € | 161.984,78 € | -14.131,62 € | -8.075,21 € | -1.841,15 € | | | | | 137.936,81 € | 1.081.314,65 € |
| 17 | 956,19 | 171,91 € | 164.374,06 € | -14.414,25 € | -8.236,71 € | -1.877,97 € | | | | | 139.845,12 € | 1.221.159,78 € |
| 18 | 946,63 | 176,20 € | 166.798,57 € | -14.702,53 € | -8.401,45 € | -1.915,53 € | | | | | 141.779,06 € | 1.362.938,84 € |
| 19 | 937,16 | 180,61 € | 169.258,85 € | -14.996,59 € | -8.569,48 € | -1.953,84 € | | | | | 143.738,95 € | 1.506.677,79 € |
| 20 | 927,79 | 185,12 € | 171.755,42 € | -15.296,52 € | -8.740,87 € | -1.992,92 € | | | | | 145.725,12 € | 1.652.402,91 € |
| 21 | 918,51 | 189,75 € | 174.288,81 € | -15.602,45 € | -8.915,68 € | -2.032,78 € | | | | | 147.737,91 € | 1.800.140,81 € |
| 22 | 909,32 | 194,50 € | 176.859,57 € | -15.914,50 € | -9.094,00 € | -2.073,43 € | | | | | 149.777,65 € | 1.949.918,46 € |
| 23 | 900,23 | 199,36 € | 179.468,25 € | -16.232,79 € | -9.275,88 € | -2.114,90 € | | | | | 151.844,69 € | 2.101.763,15 € |
| 24 | 891,23 | 204,34 € | 182.115,41 € | -16.557,44 € | -9.461,40 € | -2.157,20 € | | | | | 153.939,37 € | 2.255.702,52 € |
| 25 | 882,32 | 209,45 € | 184.801,61 € | -16.888,59 € | -9.650,62 € | -2.200,34 € | | | | | 156.062,06 € | 2.411.764,58 € |
| | | | | | | | | | | | | 2.411.764,58 € |
| | | | | | | | | | | VAN | 1.624.830,24 € | |
| | | | | | | | | | | TIR | 13% | |

## ESCENARIO "B".

| Escenario B: Inversión con préstamo financiero al 100% de la inversion (5,5%) y subvención del 25% | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Año | Ahorro | | | Coste | | | | | | Subvención | Flujo de caja | |
| | Ahorro en energía | Precio [€/MWh] | Ahorro anual | Limpieza y O&M | Coste Administrativo | Seguro de instalación | Coste financiero | Préstamo | Inversión | | Flujo de caja anual | Flujo de caja acumulado |
| 0 | | | | | | | | 1.009.521,40 € | -1.009.521,40 € | | 0,00 € | 0,00 € |
| 1 | 1.123,00 | 115,80 € | 130.043,40 € | -10.500,00 € | -6.000,00 € | -1.368,00 € | -35.333,25 € | -201.904,28 € | | 0,00 € | -125.062,13 € | -125.062,13 € |
| 2 | 1.111,77 | 118,70 € | 131.961,54 € | -10.710,00 € | -6.120,00 € | -1.395,36 € | -28.266,60 € | -201.904,28 € | | | -116.434,70 € | -241.496,83 € |
| 3 | 1.100,65 | 121,66 € | 133.907,97 € | -10.924,20 € | -6.242,40 € | -1.423,27 € | -21.199,95 € | -201.904,28 € | | | -107.786,12 € | -349.282,95 € |
| 4 | 1.089,65 | 124,70 € | 135.883,12 € | -11.142,68 € | -6.367,25 € | -1.451,73 € | -14.133,30 € | -201.904,28 € | | | -99.116,13 € | -448.399,08 € |
| 5 | 1.078,75 | 127,82 € | 137.887,39 € | -11.365,54 € | -6.494,59 € | -1.480,77 € | -7.066,65 € | -201.904,28 € | | | -90.424,44 € | -538.823,52 € |
| 6 | 1.067,96 | 131,02 € | 139.921,23 € | -11.592,85 € | -6.624,48 € | -1.510,38 € | 0,00 € | | | | 120.193,51 € | -418.630,00 € |
| 7 | 1.057,28 | 134,29 € | 141.985,07 € | -11.824,71 € | -6.756,97 € | -1.540,59 € | | | | | 121.862,80 € | -296.767,20 € |
| 8 | 1.046,71 | 137,65 € | 144.079,35 € | -12.061,20 € | -6.892,11 € | -1.571,40 € | | | | | 123.554,63 € | -173.212,57 € |
| 9 | 1.036,24 | 141,09 € | 146.204,52 € | -12.302,42 € | -7.029,96 € | -1.602,83 € | | | | | 125.269,31 € | -47.943,26 € |
| 10 | 1.025,88 | 144,62 € | 148.361,04 € | -12.548,47 € | -7.170,56 € | -1.634,89 € | | | | | 127.007,12 € | 79.063,86 € |
| 11 | 1.015,62 | 148,23 € | 150.549,36 € | -12.799,44 € | -7.313,97 € | -1.667,58 € | | | | | 128.768,37 € | 207.832,23 € |
| 12 | 1.005,46 | 151,94 € | 152.769,96 € | -13.055,43 € | -7.460,25 € | -1.700,94 € | | | -50.000,00 € | | 80.553,35 € | 288.385,58 € |
| 13 | 995,41 | 155,74 € | 155.023,32 € | -13.316,54 € | -7.609,45 € | -1.734,95 € | | | | | 132.362,38 € | 420.747,96 € |
| 14 | 985,46 | 159,63 € | 157.309,91 € | -13.582,87 € | -7.761,64 € | -1.769,65 € | | | | | 134.195,75 € | 554.943,71 € |
| 15 | 975,60 | 163,62 € | 159.630,24 € | -13.854,53 € | -7.916,87 € | -1.805,05 € | | | | | 136.053,79 € | 690.997,50 € |
| 16 | 965,85 | 167,71 € | 161.984,78 € | -14.131,62 € | -8.075,21 € | -1.841,15 € | | | | | 137.936,81 € | 828.934,30 € |
| 17 | 956,19 | 171,91 € | 164.374,06 € | -14.414,25 € | -8.236,71 € | -1.877,97 € | | | | | 139.845,12 € | 968.779,43 € |
| 18 | 946,63 | 176,20 € | 166.798,57 € | -14.702,53 € | -8.401,45 € | -1.915,53 € | | | | | 141.779,06 € | 1.110.558,49 € |
| 19 | 937,16 | 180,61 € | 169.258,85 € | -14.996,59 € | -8.569,48 € | -1.953,84 € | | | | | 143.738,95 € | 1.254.297,44 € |
| 20 | 927,79 | 185,12 € | 171.755,42 € | -15.296,52 € | -8.740,87 € | -1.992,92 € | | | | | 145.725,12 € | 1.400.022,56 € |
| 21 | 918,51 | 189,75 € | 174.288,81 € | -15.602,45 € | -8.915,68 € | -2.032,78 € | | | | | 147.737,91 € | 1.547.760,46 € |
| 22 | 909,32 | 194,50 € | 176.859,57 € | -15.914,50 € | -9.094,00 € | -2.073,43 € | | | | | 149.777,65 € | 1.697.538,11 € |
| 23 | 900,23 | 199,36 € | 179.468,25 € | -16.232,79 € | -9.275,88 € | -2.114,90 € | | | | | 151.844,69 € | 1.849.382,80 € |
| 24 | 891,23 | 204,34 € | 182.115,41 € | -16.557,44 € | -9.461,40 € | -2.157,20 € | | | | | 153.939,37 € | 2.003.322,17 € |
| 25 | 882,32 | 209,45 € | 184.801,61 € | -16.888,59 € | -9.650,62 € | -2.200,34 € | | | | | 156.062,06 € | 2.159.384,23 € |
| | | | | | | | | | | | | 2.159.384,23 € |
| | | | | | | | | | | VAN | 1.382.250,13 € | |
| | | | | | | | | | | TIR | 10% | |

# *Anexo V. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.*

En este anexo se comentan los Objetivos presentes en el proyecto.

- ✓ **Objetivo 7: "Energía asequible y no contaminante"**

  Este objetivo se cumple ya que toda la energía que produce la planta es totalmente libre de contaminante. Al producirse esta energía en las propias instalaciones de LJ y debido a la naturaleza propia de la planta, destinada al autoconsumo, esa energía se consume en el mismo lugar en el que se genera. Esto evita cualquier tipo de contaminación debida al transporte o distribución de la energía. Con este consumo limpio se reduce el consumo de energía procedente de otras fuentes de generación contaminantes.

  Una de las metas de este Objetivo es la de aumentar la proporción de energías renovables en el conjunto de la generación, en el caso del proyecto en estudio, la proporción de energía renovable consumida asciende del 0% al 26% anual.

- ✓ **Objetivo 8: "Trabajo decente y crecimiento económico"**

  Con esta planta se consigue ahorrar más de 3.500.00 € en 25 años, esto hace que la competitividad de LJ aumente considerablemente y el crecimiento económico se ve claramente potenciado. Una de las metas que tiene este objetivo es la de fomentar el crecimiento de las medianas empresas de una forma sostenible y sostenida, este ahorro hace que el crecimiento de una mediana empresa como LJ aumente.

  Por otro lado, se quiere mejorar la producción potenciando el consumo eficientes de los recursos presentes en el mundo. Al consumir una gran parte de energía "limpia" durante el proceso productivo, se puede afirmar que esta planta hace que la producción sea más responsable con el medio ya que reduce su necesidad de energías contaminantes.

- ✓ **Objetivo 9: "Industria, innovación e infraestructura"**

  Está estrictamente ligado al Objetivo que le precede, pero también abarca el campo de la infraestructura y la innovación. En el caso que se estudia, la retirada del amianto de las cubiertas antiguas y la rehabilitación de más del 60% de las cubiertas existentes

hace que el proyecto sea un impulso en la mejora de las instalaciones. No solo son una mejora estructural, la sustitución de estas cubiertas por unas más eficientes hace que la eficiencia térmica de los edificios aumente, esto lleva consigo una reducción de consumo en energía destinada al control de temperatura de estos.

- ✓ **Objetivo 11: "Ciudades y comunidades sostenibles"**

  La instalación de la planta solar fotovoltaica para el autoconsumo industrial de LJ ayuda a hacer de Fuente el Saz un municipio menos contaminante en materia de energía consumida. Apoya y fomenta el autoconsumo solar como una muestra de respeto al medio ambiente y una fuente de ahorro económico.

- ✓ **Objetivo 12: "Producción y consumo responsable"**

  En los Objetivos anteriores se comenta que la producción mejora en eficiencia y disminuye su dependencia de otras energías procedentes de métodos mucho más contaminantes.

- ✓ **Objetivo 13: "Acción por el clima"**

  Este Objetivo reúne al resto y se centra en fomentar políticas relativas al cambio climático. Uno de los principales causantes del cambio climático es la emisión continuada de gases de efecto invernadero derivados de la generación de energía con procesos que necesitan combustibles fósiles. Con la generación sostenible de energía gracias a la planta fotovoltaica se consigue reducir la emisión de gases de efecto invernadero. Esto hace que LJ sea actor en la defensa del planeta.

# *Anexo VI. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.*

## Objeto

El siguiente Estudio Básico de Seguridad y Salud, en adelante EBSS, tiene por objeto cumplimentar las previsiones contenidas en el Real Decreto 1627/1997 por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.

Este documento describe los procedimientos, equipos técnicos y medio auxiliares que habrá que utilizarse en la ejecución de la obra, así como los sistemas de ejecución de las empresas subcontratadas.

## Ámbito de aplicación

La vigencia del EBSS se inicia en el momento en el que se produce el visado del proyecto base de ejecución por el Colegio Oficial de Ingenieros correspondiente y la aprobación expresa del Plan de Seguridad por el Coordinador de Seguridad y Salud.

Su aplicación será vinculante para todo el personal propio del Cliente, Dirección Técnica y Contratista. Además, como es en este caso, será vinculante también para los empleados de las diferentes empresas subcontratadas en la obra. Todo ello con independencia de las condiciones contractuales que regulen su intervención en la obra.

## Datos generales

### Descripción de los trabajos

La obra objeto de este EBSS consiste en realizarlos siguientes trabajos:

1. "Amianto". *Retirada de placas de fibrocemento en cubierta de 6 naves industriales.*
2. "Cubiertas". *Trabajos en cubierta. Suministro y colocación de panel sándwich tipo cubierta en 7 naves industriales.*
3. "Solar". *Instalación de una planta de generación fotovoltaica B.T.*

### Descripción de la obra

Los trabajos de la Solar están relativamente claros gracias al Proyecto Técnico presentado. Con el fin de poner en contexto y detallar el resto de los trabajos en los dos proyectos anexos, se presenta una pequeña descripción de cada uno de ellos:

- **Amianto**: En la etapa previa al comienzo se preparan los trabajos, así como se redacta el Plan de Desamiantado exigido por la Comunidad Autónoma de Madrid. En este plan debe incluirse las licencias pertinentes para la realización de trabajos de desamiantado, así como las tareas a realizar y medidas de protección tomadas. Después se procede a la retirada de placas de fibrocemento de las cubiertas. Tras la retirada se debe realizar una limpieza exhaustiva de la zona, dejando limpio de partículas de amianto la zona donde se ha trabajado. Finalmente, la empresa contratada para ello debe encargarse del traslado de las placas a un vertedero especializado en el tratamiento de residuos peligrosos como es el amianto.
- **Cubiertas**: Se suministra y coloca el panel sándwich de tipo cubierta sobre las naves de uso industrial. Sobre 6 de ellas se coloca el panel directamente sobre las cerchas y correas existentes y sobre la más grande de todas, se coloca directamente el panel sobre la cubierta de chapa existente, si modificación de esta. Se incluye también la colocación de cumbreras, remates laterales y frontales en capa prelacada de 0,6mm. Se procederá a la colocación de los paneles una vez hayan finalizado los trabajos de desamiantado.

Servicios afectados y condiciones del entorno

NO quedan afectados los suministros de agua, electricidad y red de saneamiento en el presente proyecto.

Cabe destacar la necesidad de hacer un corte general de electricidad en la planta para poder conectar los circuitos de corriente alterna (AC1 y AC2) al Punto de Conexión.

Empresa responsable del plan de seguridad

En el caso del plan de seguridad, para cada trabajo se ha realizado un plan de seguridad diferente con una empresa redactora diferente. Dichas empresas son:

- Amianto:
    - **Nombre:** XXX
    - **Dirección:** XXX
    - **Población:** XXX
    - **Código Postal:** XXX
    - **Provincia:** XXX
    - **CIF:** XXX
- Cubiertas:
    - **Nombre:** XXX
    - **Dirección:** XXX
    - **Población:** XXX
    - **Código Postal:** XXX
    - **Provincia:** XXX
    - **CIF:** XXX
- Solar:
    - **Nombre:** XXX
    - **Dirección:** XXX
    - **Población:** XXX
    - **Código Postal:** XXX
    - **Provincia:** XXX
    - **CIF:** XXX

Coordinador de Seguridad y Salud

Con el fin de establecer una serie de criterios únicos y eximir al Cliente de las responsabilidades derivadas de un accidente durante las ejecuciones de los

diferentes trabajos, este decide contratar por cuenta propia un Coordinador de Seguridad y Salud.

Este es designado por el Promotor (Cliente en este caso) mediante un contrato expreso. Durante la ejecución de la obra es el técnico competente designador por el Promotor. Velará para que todas las empresas y trabajadores que intervienen en las diferentes obras apliquen, en todo momento, los principios de la acción preventiva prestando especial atención a las actividades descritas en el RD 1627/1997.

Para el cumplimiento de sus funciones, el coordinador tomará como base lo establecido en los Documentos de Gestión Preventiva de la obra (en adelante DGP).

Desde el punto de vista operativo, coordinará las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo que se desarrollen en la obra.

En el caso que aplica, el Promotor contrata como Coordinador de Seguridad y Salud (en adelante CSS) a:

**X** (XXX)

Detalles de la obra

Plazo de ejecución

El plazo de ejecución de los diferentes trabajos es el siguiente:

- Amianto

  - Elaboración del Plan de Desamiantado: **7 días**
  - Presentación del Plan de Desamiantado a la CAM[16]: **1 día**

[16] CAM: Comunidad Autónoma de Madrid

- Aprobación del Plan de Desamiantado: **Plazo mínimo de 45 días y máximo de 60.**[17]
- Comunicación a la CAM: **7 días**
- Trabajos de desamiantado: **4-6 días**

- Cubiertas

- Acopio de material: **1 día**
- Subida de material a las diferentes cubiertas: **2 días**
- Instalación de paneles: **21 días**
- Instalación de cumbreras y remates: **7 días**

- Solar

- Acopio de estructura, cableado, inversores y módulos: **2 días**
- Instalación de estructura: **7 días**
- Instalación de módulos: **14 días**
- Instalación de inversores: **1 días**
- Instalación de bandejas y cableado: **14 días**
- Pruebas de puesta en marcha y funcionamiento: **7 días**

Número estimado de trabajadores y mano de obra empleada

- Amianto: Se estima un número máximo de 5 trabajadores trabajando simultáneamente más el recurso preventivo

- Cubiertas: Se estima un número máximo de 6 trabajadores trabajando simultáneamente más el recurso preventivo.

[17] Si al cabo de 60 días no se obtiene respuesta, el Plan de Desamiantado se puede dar por aprobado.

- Solar: Se estima un número máximo de 12 trabajadores trabajando simultáneamente más el recurso preventivo.

Relación de elementos a utilizar

Está previsto que se utilicen durante el transcurso de la obra la siguiente maquinaria, máquinas herramientas y herramientas:

- Amianto:
    - Maquinaria de elevación
        - Camión grúa
        - Carretilla elevadora
        - Maquina elevadora tipo tijera
    - Maquinaria de transporte
        - Camión transporte
    - Pequeña maquinaria
        - Herramientas manuales
            - Alicates
            - Cinceles
            - Destornilladores
            - Llaves de boca fija y ajustable
            - Martillos y mazos
            - Picos rompedores y troceadores
            - Sierras
    - Andamios
    - Escalera de mano
- Cubiertas
    - Grúa autopropulsada

  - Herramienta manual
  - Maquinaria (General)
  - Elevador de tijera
  - Taladro portátil
- Solar
  - Máquinas herramientas
    - Electro esmeriladora (radial)
    - Tronzadora de metal
    - Sierra de cinta
  - Herramientas
    - Eléctricas portátiles
    - Hidráulicas portátiles
    - De combustión portátiles
    - De corte y soldadura portátiles
    - Herramientas de mano

*Cabe destacar que la precisión y el detalle de las herramientas a usar difiere debido a que estos datos han sido sacados de cada de uno de los DGP presentados por las contratas.*

Servicios sanitarios más próximos

Por si se produjera un accidente en la obra que requiera de traslado a centro sanitario, a continuación, se destacan las instalaciones más próximas a la obra:

**Consultorio local:** Calle Almendralejos Nº11, Fuente el Saz de Jarama, 28140, Madrid

**Hospital Universitario Infanta Sofía:** Pase de Europa Nº 34, San Sebastián de los Reyes, 28703

Implantación de la obra de Amianto

Resulta especialmente importante restringir el acceso a la obra de personal no autorizado, de manera que todo el recito de la obra, en cuyo entorno se crean riegos derivados de la misma, quede inaccesible para personas ajenas a la obra.

Esto es crucial debido al peligro que tiene el amianto y las posibles implicaciones que puede llegar a tener si se trabaja en contacto directo con él. Por ello la señalización y el acceso de las fases de la obra de Amianto deben estar debidamente diseñados y estudiados.

Implantaciones de salubridad y confort

El siguiente apartado se puede considerar común para los tres proyectos a realizar, por ello no se separa.

Las empresas contratadas, en adelante Contratas, así como las empresas subcontratadas, en adelante Subcontratas, asumen de primera instancia la dotación y mantenimiento de la implantación para albergar, en condiciones de salubridad y confort, a la totalidad del personal que participe en las diferentes obras.

Ya que la dotación de los servicios mencionados irá por cargo de las Contratas, sin necesidad de compartir ninguno de ellos, no hará falta prorratear los cargos de estos servicios entre las Contratas.

El cálculo estimativo de las condiciones de utilización de este tipo de implantación provisional de obra será el siguiente:

Comedores colectivos:

- Se dotará cuando más de 10 trabajadores tomen su comida en la obra.
- Superficie aconsejable: 1,20 m por persona.
- Ventilación suficiente en verano y calefacción efectiva en invierno.
- Limpieza diaria realizada por persona fija.
- Bancos corridos y mesas de superficie fácil de limpiar (hule, tablero fenólico o laminado).

• Dimensiones previstas: 0,65 m lineal por persona.

• Dotación de agua: Un grifo y fregadero por cada 10 usuarios del refectorio y un botijo por cada 5 productores.

• Plancha, hornillo o parrilla a gas, electricidad o de combustión de madera para calentar la comida, a razón de un punto de calor para cada 12 operarios.

• Recipiente hermético de 60 l de capacidad y escoba con recogedor para facilitar el acopio y retirada de desperdicios, por cada 20 productores.

Retretes

• Estarán separados por sexos

• Situados en lugar aislado de los comedores y vestuarios.

• Limpieza diaria realizada por persona fija.

• Ventilación continua.

• Una placa turca o inodoro de taza alta cada 25 hombres o fracción.

• Un inodoro de taza alta cada 15 mujeres o fracción.

• Espacio mínimo por cabina de evacuación: 1,5 m x 2,3 m con puertas de ventilación inferior y superior.

• Equipamiento mínimo por cabina: papel higiénico, descarga automática de agua y conexión a la red de saneamiento o fosa séptica. Disponer de productos para garantizar la higiene y limpieza.

Vestuarios

• Separados por sexos

• Superficie aconsejable: 1,25 m² por persona.

• Limpieza diaria realizada por persona fija.

• Ventilación suficiente en verano y calefacción efectiva en invierno.

• Útiles de limpieza: Serrín, escobas, recogedor, cubo de basura con tapa hermética, fregona y ambientador.

• Suelo liso y aislado térmicamente.

• Una taquilla guardarropa dotada de cierre individual mediante clave o llave y doble compartimento (separación del vestuario de trabajo y el de calle) y dos perchas por cada trabajador contratado o subcontratado directamente por la empresa constructora.

• Bancos corridos o sillas.

• Una ducha por cada 10 trabajadores o fracción.

• Pileta corrida para el aseo personal: Un grifo por cada 10 usuarios.

• Jaboneras, portarrollos, toalleros, según el número de duchas y grifos.

• Un espejo de 40 x 50 cms mínimo, por cada 25 trabajadores o fracción.

• Rollos de papel, toalla o secadores automáticos.

• Instalaciones de agua caliente y fría.

Organización de acopios

A continuación, se presenta un mapa de las instalaciones dónde se detallan en amarillo las zonas de acopio de los diferentes materiales a usar en cada una de las obras:

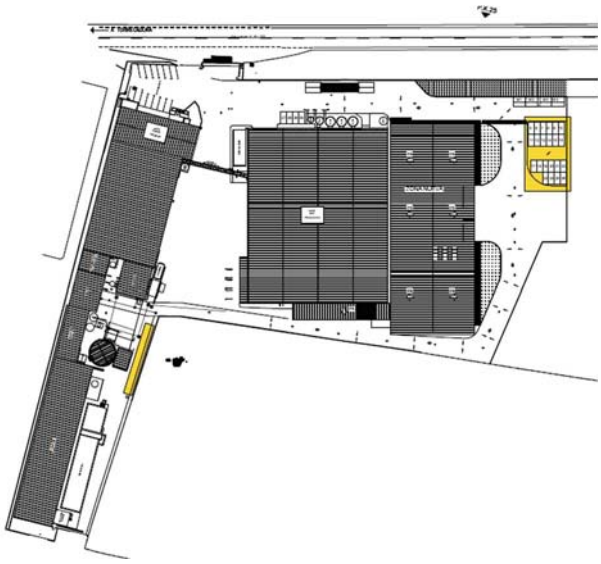


Ilustración 53. Plano de las instalaciones con la zona de acopio detallada.

## Riesgos laborales y medidas preventivas

### Introducción

Existe la máxima de seguridad que dice "Se ha de proteger la obra de forma que el trabajado este protegido, hasta el punto de que, aunque quiera accidentarse, no pueda."

Por mucho que se quiera, en la práctica, por muy bien protegida que esté la obra y por muy bien que se ponga en marcha el Plan de Seguridad y Saluda, siempre habrá causas que puedan causar un accidente fortuito. Por ello se ha de prever una serie de riesgos, los cuales hemos de minimizar fundamentalmente con equipos de protección personal, estas prendas por si solas no son suficientes, pero si a ello le sumamos el resto de los sistemas de protección, nos aproximamos a una protección integral.

El análisis con detenimiento de la obra nos permitirá conocer y evaluar los distintos riesgos laborales a los que están expuestos los trabajadores, este análisis nos conducirá a poder adoptar en la obra un proceso de actuación preventiva, estableciendo las condiciones de seguridad óptimas que garanticen la integridad de los trabajadores no solo físicamente sino en el más amplio concepto de salud laboral.

Es por tanto indispensable esta identificación previa de los riesgos laborales en las obras para afrontar con éxito los compromisos mediante los cuales la empresa

constructora desarrollará desde el punto de vista preventivo cada una de las distintas actuaciones constructivas contempladas en el EBSS para esta obra.

Esta evaluación inicial de riesgos, que su vez viene contemplada en la Ley 31/95 de Prevención de Riesgos Profesionales, tendrá a efectos reales, el carácter de Norma de Seguridad de obligado cumplimiento en el interior del recinto de la obra, por lo que viene a representar en la práctica un Plan Específico de Seguridad para cada actividad o fase constructiva que intervenga en el proceso de realización de este proyecto.

La evaluación e identificación de los riesgos laborales, establece, divulga e impone para esta obra, una serie de medidas preventivas y determina el comportamiento que se debe seguir o al que se deben ajustar las operaciones y la forma de actuación del trabajador y sus compañeros en cada uno de los tajos, comportamiento este extensivo a todas las empresas contratadas directa o indirectamente para esta obra por el Cliente.

Identificación

- Caída de operarios a mismo nivel. (Tránsito por la obra)
- Caída de operarios a distinto nivel (Andamios, escaleras de mano, huecos, etc.)
- Caída de objetos sobre operarios en manipulación de los mismos.
- Caída de objetos sobre operarios (Trabajos a distintos niveles.)
- Choques o golpes contra objetos móviles
- Choques o golpes contra objetos inmóviles.
- Atrapamientos.
- Aplastamientos
- Contactos eléctricos directos e indirectos.
- Proyección de partículas a ojos.
- Cortes en manos y pies por objetos o herramientas.
- Pisadas sobre objetos cortantes o punzantes
- Atropello de vehículos.
- Lumbalgias por sobreesfuerzos

- Contaminaciones acústicas
- Lesiones por exposición a vibraciones.
- Contactos eléctricos.
- Ambientes pulvígenos
- Vuelcos de maquinaria o vehículos.
- Cuerpos extraños en ojos.
- Contactos con sustancias corrosivas.
- Dermatosis por contacto.
- Caída de materiales en proceso de manipulación.
- Caída de materiales por desplome
- Golpes o cortes con herramientas y/o materiales.
- Pisadas sobre objetos punzantes.
- Inhalación de sustancias tóxicas.
- Caída de operarios a mismo nivel.
- Caída de operarios a distinto nivel, por/en/desde:
- Zanjas
- Pozos
- Escaleras fijas o móviles.
- Huecos de forjado.
- Huecos de fachada.
- Hundimiento de plataformas de trabajo.
- Andamios.
- Pasarelas.

Medidas preventivas

Las medidas preventivas que intentar minimizar los riesgos son tan diversas como fases de obra estemos ejecutando, así debemos tener en cuenta:

- Talud natural del terreno.
- Entibaciones.
- Limpieza.
- Apuntalamientos.
- Redes.
- Mallazos
- Pasos o pasarelas.
- Iluminación adecuada.
- Carcasas o resguardos de máquinas.
- Protección de escaleras.
- Sistemas de evacuación de escombros.
- Limpieza de zona de trabajo.
- Plataformas de descarga de materiales.
- Caminos de circulación.
- Andamios de seguridad.
- Barandillas.

Partiendo de la base de que, por muy bien que estén diseñadas las medidas preventivas, siempre hay lugar para el fallo, se ha de tener en cuenta la protección individual con el único fin de minimizar las consecuencias que puede originar un accidente durante la obra. Por ello se ha de dotar a los trabajadores con prendas de protección, así como equipos de protección individual y líneas de vida en el caso en el que se trabaje en

altura. Esto no hace que la protección mencionada anteriormente se pueda suprimir, es una adenda a lo comentado anteriormente con el fin de seguir minimizando los riesgos. El equipamiento comentado se podría acotar en:

- Casco de seguridad
- Botas o calzado de seguridad.
- Gafas de seguridad
- Mascarilla de filtro mecánico.
- Mascarillas de filtros químicos
- Guantes de lona y piel
- Protectores auditivos.
- Cinturón de seguridad.
- Cinturón antivibratorio
- Ropa de trabajo.
- Traje de agua
- Pantallas de soldador.
- Herramientas aislantes.

La eficacia global de las medidas preventivas se debe evaluar de forma conjunta indistintamente de si los riesgos son evitables o no, partimos de la base de que todos los riesgos han de ser evitados. Por ello, se evalúa la eficacia de estas cuando no se produzca un accidente en la ejecución de las obras.

**Medidas preventivas en las obras de Amianto**

Debido a la naturaleza del amianto y lo dañino que puede llegar a ser para las personas, se deben particularizar las medidas preventivas a tomar cuando se realicen las obras de este proyecto. Cabe destacar que, pese a que no se obliga a redactar un Proyecto

Técnico para retirar el amianto, si es necesario presentar a las autoridades un Plan de Desamiantado específico y poseer una serie de licencias que te permitan realizar estos trabajos.

Para evitar el desprendimiento de la fibra de amianto debido a golpes, roturas, etc… los materiales desmontados se protegerán y confinarán en plásticos de gran resistencia mecánica (600 galgas), se paletizarán y se transportarán mecánicamente a la zona designada de acopio previa al traslado al vertedero. Esa zona de deberá señalizar debidamente y aislar de las zonas de producción de las instalaciones.

Las placas rotas existentes o las que se rompan durante el periodo de desmontaje se humedecerán con la impregnación encapsulante retirándolas manualmente con precaución y depositándolas en un saco de residuos debidamente señalizado. Este saco de residuos no se podrá compartir con ninguna obra en paralelo.

Con el fin de reducir al máximo la posible contaminación durante los trabajos, la caseta de descontaminación necesaria se ubicará lo más cercana posible al interior de la nave donde se estén realizando los trabajos.

Los equipos de protección individual necesarios para realizar los trabajos de desamiantado según normativa vigente:

- Casco de seguridad
- Calzado con suela anti-clavos y puntera reforzada
- Cubre botas Progard shoe cover
- Gafas de seguridad antiimpactos
- Ropa interior desechable
- Big bag
- Mascarilla moldeada FFP3
- Guante recubierto de nitrilo amarillo
- Toalla
- Buzo categoría III tipo 5/6
- Cinturón de seguridad y puntos de amarre
- Cinturón portaherramientas

**Medidas preventivas de carácter genérico**

Redes de seguridad

Pescantes de sustentación de redes en fachadas

Montaje

Ciclo normal de utilización y montaje

Condena de huecos horizontales con mallazo

Marquesinas rígidas

Plataforma de carga y descarga

Barandillas de protección

Andamios apoyados en el suelo

Andamios en borriquetas

Andamios colgados móviles

Cargas

Plataformas de trabajo

Altura mínima a partir del nivel del suelo

Pasarelas

Protecciones y resguardo en máquinas

Escaleras portátiles

Aparatos elevadores

Anemómetro

Normas de carácter general

Accesos y zonas de paso del personal, orden y limpieza

Protección de personas contra contactos eléctricos

Prevención de incendios, orden y limpieza

Cinta de señalización y delimitación de zona de trabajo

# *Anexo VII. EJECUCIÓN DE LA OBRA.*

Puesto que el proyecto que se comenta en el presente documento se ha comenzado a ejecutar, en el siguiente anexo se narra de una forma resumida cómo está siendo el desarrollo de la obra. En él se mostrarán los proyectos ya ejecutados y como ha sido su ejecución, y se actualizarán los cronogramas en el caso en el que no esté ejecutado alguno de los trabajos. Se presentan también fotografías del proceso de ejecución de cada uno de los trabajos.

**Retirada de amianto.**

En la primera reunión de planificación de la obra se establece que una vez aprobado el Plan de Desamiantado por la CAM había que notificar el comienzo de la retirada. Una vez notificado se tenía que esperar 7 días naturales para dar comienzo a la obra. El Plan de presentó el día 21 de marzo y 45 días más tarde se consigue la aprobación de la CAM sin ningún requerimiento ni observación.

El día 6 de mayo comienza la retirada, uno de los principales imprevistos fue una segunda chapa de fibrocemento que no se contempló en la visita técnica. Se pensó que la cubierta únicamente estaba constituida por una chapa sobre la estructura y finalmente se encontró que había dos placas y entre medias lana de roca. La retirada de esta lana, que no estaba contemplada en un primer presupuesto, supuso un retraso en la obra.

Finalmente, la obra de retirada de amianto de las cubiertas antiguas finalizó el día 18 de mayo.

*Tras la finalización se presentó su correspondiente lista de imprevistos.*

Fotografías.





Ilustración 54. Fotos de las cubiertas de Almacén 103 sin la primera capa de uralita.



Ilustración 55. Proceso de retirada de uralita.




Ilustración 56. Cubierta de Taller y Almacén 103 sin uralita



Ilustración 57. Cubiertas de Almacén 103 en proceso de desamiantado.



Ilustración 58. Nave Calderas sin uralita y uralita empaqueta lista para su retirada y posterior vertido.

**Rehabilitación de cubiertas e instalación de paneles.**

La ejecución de este trabajo la realiza una empresa que ya ha trabajado con LJ en la sustitución de alguna de las cubiertas.

Puesto que el proyecto anterior (*retirada de amianto*) no permite trabajar en paralelo a ningún otro contratista, el mismo día en el que se retira el amianto en las naves Fábrica Norte y Taller, comienza la subida de los paneles a las cubiertas de esas naves. Se instalan las nuevas cubiertas en estas naves y, a medida que avanza la retirada de amianto, se colocan cubiertas. Una semana después, el día 18 de mayo terminan las naces Fábrica Sur y Taller.

En la semana siguiente se suben todos los paneles necesarios para las cubiertas de la nave Fábrica Sur y se comienza con la instalación de la cubierta de Almacén 103. Se amplia el equipo de trabajo ha tres parejas para poder abordar más de una cubierta a la vez. Se trabaja en paralelo en las cubiertas de ambas naves. El día 7 de junio terminan todas la cubiertas a excepción de las de Calderas, esto no es necesario puesto que no se instalan módulos sobre ellas debido a las chimeneas y la temperatura que alcanza la propia cubierta.

A día de hoy queda por ejecutar todos los detalles y encuentros de las cubiertas con los muros y petos. Este paso es crucial ya que las cubiertas son un foco de goteras y a lo largo de los 25 años de vida de la planta solar, no se va a poder acceder a ellas con facilidad. Por ello se pone mucho empeño en el diseño de los remates.

<u>Fotografías.</u>




Ilustración 59. Cubierta de Almacén 103 lista para la rehabilitación.



Ilustración 60. Proceso de rehabilitación de cubiertas en Almacén 103 y Taller



Ilustración 61. Cubiertas de Comercial y Fábrica Norte finalizadas



Ilustración 62. Subida de paneles de cubierta a la nava Fábrica Sur



Ilustración 63. Cubierta de la Fábrica Sur previa a su rehabilitación



Ilustración 64. Cubierta de Fábrica Sur rehabilitada.

**Instalación planta solar fotovoltaica.**

La instalación de la planta fotovoltaica consta de dos trabajos diferentes, primero está la parte de montaje mecánico y por otro lado esta el conexionado y el montaje eléctrico.

El montaje mecánico comienza el día 23 de mayo con la colocación de la estructura de sujeción de los módulos. Comienzan a montar en todas las cubiertas disponibles hasta que el día 25 se quedan sin cubiertas donde colocar estructura. Tanto la cubierta de Fabrica Sur como la de Almacén 103 no estaban montadas aún. Puesto que no tienen material para trabajar en otros frentes, la contrata se marcha de la obra hasta el día 31 del mismo mes.

Vuelven a la obra el día 31 y se encuentran que la cubierta de Almacén 103 flexa demasiado y no se quieren arriesgar a instalar módulos en ella. Siguen sin tener materiales para poder hacer frente a otros trabajos, se vuelven a marchar de la obra.

*Para solucionar el problema del Almacén 103 se refuerza la estructura con tubos de hierro paralelos a las correas existentes.*

El mismo día que se terminan de colocar todos los paneles en la cubierta de Fábrica Sur, se comienza a montar la estructura de sujeción.

Los inversores llegan el día 26 de mayo y se instalan el día 31, cuando vuelve la contrata a la obra. La llegada de los módulos se preveía para el día 25 de mayo. Tras reuniones con el contratista y los responsables de logística de la empresa encargada, se comunica que hay problemas en el puerto de Sagunto con la retirada de contenedores y que la llegada de los módulos se va a retrasar. Finalmente, los módulos llegan el día 20 de junio, tres semanas después de la fecha establecida. Desde ese mismo día comienza la instalación de módulos en aquellas cubiertas en las que se pueden elevar con una elevadora los módulos. En las cubiertas más altas, Fábrica Sur y Almacén Logístico, se dispone de un camión grúa para subir los palets de módulos.

A día de hoy falta por hacer el trabajo de conexionado y cableado y finalizar la instalación de los módulos en el resto de las cubiertas. Debido a los retrasos en el suministros de los equipos y los problemas con la cubierta de Almacén 103, la obra se estima que finalice la semana del 22 de julio, según cronograma actualizado por la empresa encargada.

Fotografías.



Ilustración 65. Situación de los inversores SUR (180 kWn)



Ilustración 66. Llegada de 22 de los 56 palets de módulos.



Ilustración 67. Recepción y subida de los módulos.



Ilustración 68. Subida de los módulos a la cubierta de Almacén Logístico



Ilustración 69. Subida de los módulos a la cubierta de Almacén Logístico (bis)



Ilustración 70. Subida de los módulos a las cubiertas de Oficinas





Ilustración 71. Colocación de los módulos en la cubierta de Oficinas




Ilustración 72. Resultado de los módulos situados en la cubierta de Almacén 103





Ilustración 73. Resultado de los módulos situados en las cubiertas de Taller




Resultado de los módulos situados en la cubierta de Almacén 103 (bis)

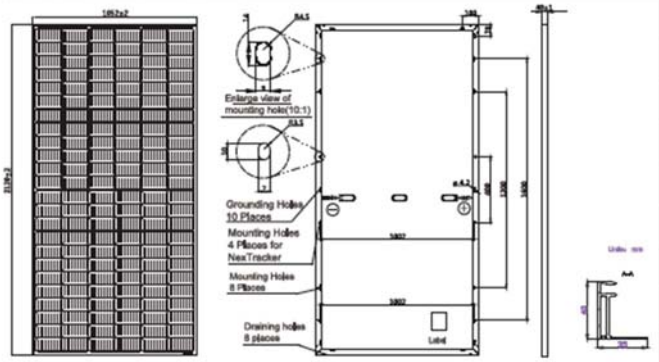
# *Anexo VIII. FICHAS TÉCNICAS.*



JA SOLAR

# JAM72S20 440-465/MR Series

## MECHANICAL DIAGRAMS




Remark: customized frame color and cable length available upon request

## SPECIFICATIONS

| | |
|---|---|
| Cell | Mono |
| Weight | 25.0kg±3% |
| Dimensions | 2120±2mm×1052±2mm×40±1mm |
| Cable Cross Section Size | 4mm² (IEC) , 12 AWG(UL) |
| No. of cells | 144 (6×24) |
| Junction Box | IP68, 3 diodes |
| Connector | QC 4.10(1000V)<br>QC 4.10-35(1500V) |
| Cable Length (Including Connector) | Portrait: 300mm(+)/400mm(-);<br>Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-) |
| Packaging Configuration | 27pcs/pallet<br>594pcs/40ft Container |

## ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

| TYPE | JAM72S20 -440/MR | JAM72S20 -445/MR | JAM72S20 -450/MR | JAM72S20 -455/MR | JAM72S20 -460/MR | JAM72S20 -465/MR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Rated Maximum Power(Pmax) [W] | 440 | 445 | 450 | 455 | 460 | 465 |
| Open Circuit Voltage(Voc) [V] | 49.40 | 49.56 | 49.70 | 49.85 | 50.01 | 50.15 |
| Maximum Power Voltage(Vmp) [V] | 40.90 | 41.21 | 41.52 | 41.82 | 42.13 | 42.43 |
| Short Circuit Current(Isc) [A] | 11.28 | 11.32 | 11.36 | 11.41 | 11.45 | 11.49 |
| Maximum Power Current(Imp) [A] | 10.76 | 10.80 | 10.84 | 10.88 | 10.92 | 10.96 |
| Module Efficiency [%] | 19.7 | 20.0 | 20.2 | 20.4 | 20.6 | 20.8 |
| Power Tolerance | 0~+5W | | | | | |
| Temperature Coefficient of Isc(α_Isc) | +0.044%/℃ | | | | | |
| Temperature Coefficient of Voc(β_Voc) | -0.272%/℃ | | | | | |
| Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp) | -0.350%/℃ | | | | | |
| STC | Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G | | | | | |

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

## ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

| TYPE | JAM72S20 -440/MR | JAM72S20 -445/MR | JAM72S20 -450/MR | JAM72S20 -455/MR | JAM72S20 -460/MR | JAM72S20 -465/MR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Rated Max Power(Pmax) [W] | 333 | 336 | 340 | 344 | 348 | 352 |
| Open Circuit Voltage(Voc) [V] | 46.40 | 46.65 | 46.90 | 47.15 | 47.38 | 47.61 |
| Max Power Voltage(Vmp) [V] | 38.70 | 38.95 | 39.19 | 39.44 | 39.68 | 39.90 |
| Short Circuit Current(Isc) [A] | 9.16 | 9.20 | 9.25 | 9.29 | 9.33 | 9.38 |
| Max Power Current(Imp) [A] | 8.60 | 8.64 | 8.68 | 8.72 | 8.76 | 8.81 |
| NOCT | Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G | | | | | |

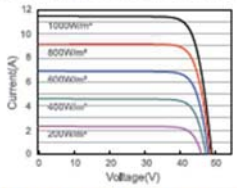
*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.

## OPERATING CONDITIONS

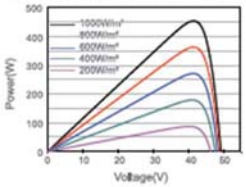
| | |
|---|---|
| Maximum System Voltage | 1000V/1500V DC |
| Operating Temperature | -40℃~+85℃ |
| Maximum Series Fuse | 20A |
| Maximum Static Load,Front* | 5400Pa |
| Maximum Static Load,Back* | 2400Pa |
| NOCT | 45±2℃ |
| Safety Class | Class Ⅱ |
| Fire Performance | UL Type 1 |

## CHARACTERISTICS

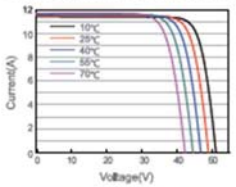
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR




Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR




Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR




**Premium Cells, Premium Modules** Version No. : Global_EN_20200402A

SUN2000-100KTL-M1

## Smart String Inverter

HUAWEI



10
MPP. Seguidor

98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia

Gestión de
nivel de cadena

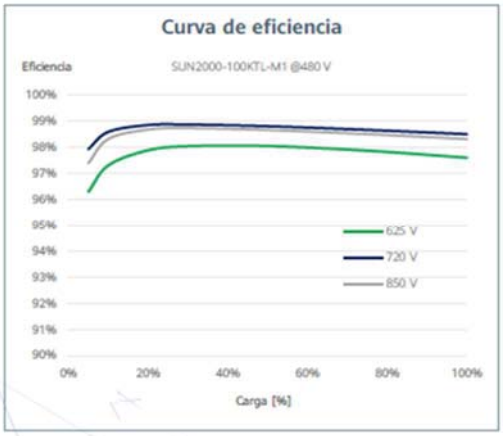
Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido

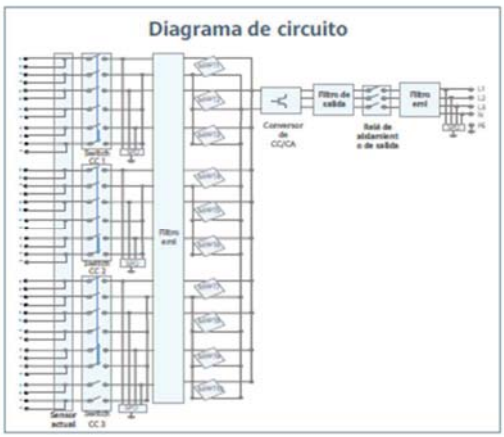
MBUS
Soportado

Diseño
Sin fusible

Protección contra rayos
Para DC y AC

IP66
Proteccion




SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

SUN2000-100KTL-M1

## Especificaciones técnicas

| Especificaciones técnicas | SUN2000-100KTL-M1 |
|---|---|
| | **Eficiencia** |
| Máxima eficiencia | 98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V |
| Eficiencia europea ponderada | 98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V |
| | **Entrada** |
| Tensión máxima de entrada [1] | 1,100 V |
| Corriente de entrada máxima por MPPT | 26 A |
| Corriente de cortocircuito máxima | 40 A |
| Tensión de arranque | 200 V |
| Tensión de funcionamiento MPPT [2] | 200 V ~ 1,000 V |
| Tensión nominal de entrada | 720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac |
| Cantidad de MPPTs | 10 |
| Cantidad máxima de entradas por MPPT | 2 |
| | **Salida** |
| Potencia activa | 100,000 W |
| Max. Potencia aparante de CA | 110,000 VA |
| Max. Potencia activa de CA (cosϕ = 1) | 110,000 W |
| Tensión nominal de salida | 480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE |
| Frecuencia nominal de red de CA | 50 Hz / 60 Hz |
| Intensidad nominal de salida | 120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V |
| Max. intensidad de salida | 133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V |
| Factor de potencia ajustable | 0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo |
| Distorsión armónica total máxima | < 3% |
| | **Protecciones** |
| Dispositivo de desconexión del lado de entrada | Sí |
| Protección anti-isla | Sí |
| Protección contra sobreintensidad de CA | Sí |
| Protección contra polaridad inversa CC | Sí |
| Monitorización a nivel de string | Sí |
| Descargador de sobretensiones de CC | Type II |
| Descargador de sobretensiones de CA | Type II |
| Detección de resistencia de aislamiento CC | Sí |
| Monitorización de corriente residual | Sí |
| | **Comunicación** |
| Display | Indicadores LED, Bluetooth + APP |
| RS485 | Sí |
| USB | Sí |
| Monitorización de BUS (MBUS) | Sí (transformador de aislamiento requerido) |
| | **Datos generales** |
| Dimensiones (W x H x D) | 1,035 x 700 x 365 mm |
| Peso (incluida ménsula de montaje) | 90 kg |
| Rango de temperatura de operación | -25°C ~ 60°C |
| Enfriamiento | Enfriamiento de aire inteligente |
| Max. Altitud de operación | 4,000 m |
| Humedad de operación relativa | 0 ~ 100% |
| Conector CC | Staubli MC4 |
| Conector CA | Terminal PG impermeable + conector OT/DT |
| Grado de protección | IP66 |
| Topología | Sin transformador |
| Consumo de energía durante la noche | < 3.5 W |
| | **Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)** |
| Seguridad | EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683 |
| Estándares de conexión a red eléctrica | VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11 |

* 1 El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.
* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Version No.:03-(20200622) SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

SUN2000-60KTL-M0

## Smart String Inverter

HUAWEI

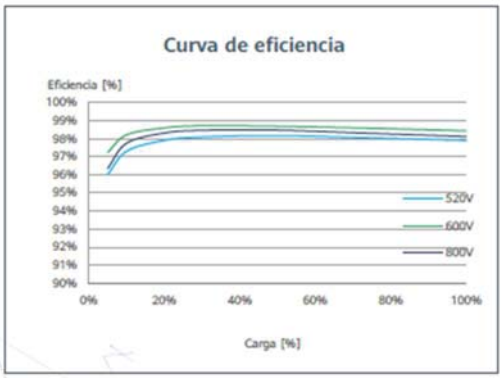


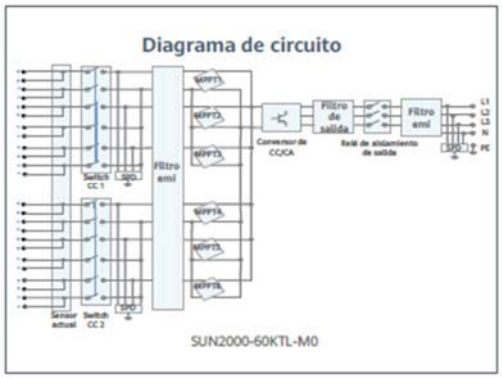
**Inteligente**
Monitorización a nivel de string

**Eficiente**
Eficiencia máxima del 98,7 %

**Seguro**
Diseño sin fusibles

**Reliable**
Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA




SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

SUN2000-60KTL-M0

## Especificaciones técnicas

| Especificaciones técnicas | SUN2000-60KTL-M0 |
|---|---|
| **Eficiencia** | |
| Máxima eficiencia | 98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V |
| Eficiencia europea ponderada | 98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V |
| **Entrada** | |
| Tensión máxima de entrada [1] | 1,100 V |
| Corriente de entrada máxima por MPPT | 22 A |
| Corriente de cortocircuito máxima | 30 A |
| Tensión de arranque | 200 V |
| Tensión de funcionamiento MPPT [2] | 200 V ~ 1,000 V |
| Tensión nominal de entrada | 600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac |
| Cantidad de MPPTs | 6 |
| Cantidad máxima de entradas por MPPT | 2 |
| **Salida** | |
| Potencia activa | 60,000 W |
| Max. Potencia aparante de CA | 66,000 VA |
| Max. Potencia activa de CA (cosϕ = 1) | 66,000 W |
| Tensión nominal de salida | 220 V / 380 V, 230 V / 400 V, por defecto 3W + N + PE; 3W + PE opcional en configuraciones; 277 V / 480 V, 3W + PE |
| Frecuencia nominal de red de CA | 50 Hz / 60 Hz |
| Intensidad nominal de salida | 91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V |
| Max. intensidad de salida | 100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V |
| Factor de potencia ajustable | 0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo |
| Distorsión armónica total máxima | <3% |
| **Protecciones** | |
| Dispositivo de desconexión del lado de entrada | Sí |
| Protección anti-isla | Sí |
| Protección contra sobreintensidad de CA | Sí |
| Protección contra polaridad inversa CC | Sí |
| Monitorización a nivel de string | Sí |
| Descargador de sobretensiones de CC | Type II |
| Descargador de sobretensiones de CA | Type II |
| Detección de resistencia de aislamiento CC | Sí |
| Monitorización de corriente residual | Sí |
| **Comunicación** | |
| Display | Indicadores LED, Bluetooth + APP |
| RS485 | Sí |
| USB | Sí |
| Monitorización de BUS (MBUS) | Sí (transformador de aislamiento requerido) |
| **Datos generales** | |
| Dimensiones (W x H x D) | 1,075 x 555 x 300 mm |
| Peso (incluida ménsula de montaje) | 74 kg |
| Rango de temperatura de operación | -25°C ~ 60°C |
| Enfriamiento | Convección natural |
| Max. Altitud de operación | 4,000 m |
| Humedad de operación relativa | 0 ~ 100% |
| Conector CC | Amphenol Helios H4 |
| Conector CA | Terminal PG impermeable + conector OT |
| Grado de protección | IP65 |
| Topología | Sin transformador |
| Consumo de energía durante la noche | < 2 W |
| **Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)** | |
| Seguridad | EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683 |
| Estándares de conexión a red eléctrica | IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11 |

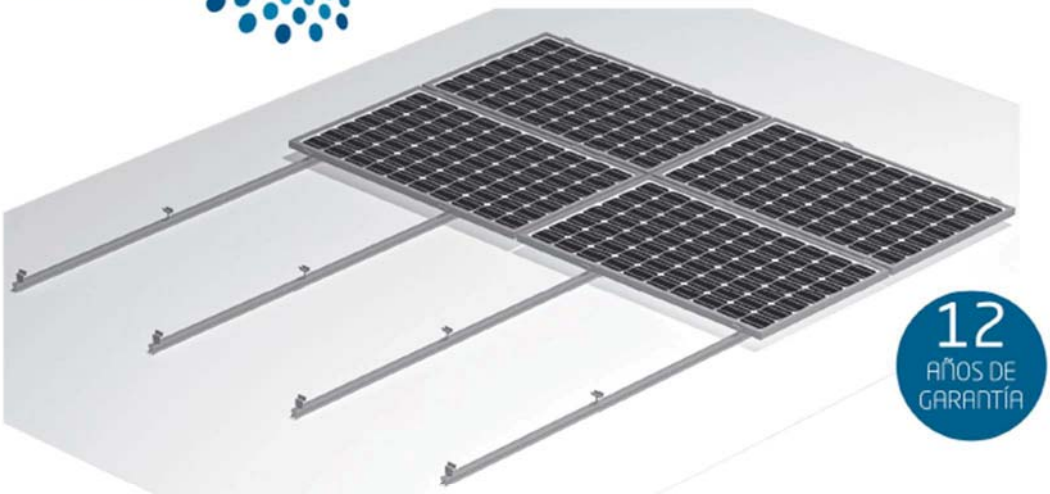
* 1 El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.
* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Version No.:03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

Suports Gonvarri Industries

# SISTEMA COPLANAR BÁSICO




Los sistemas coplanares básicos son la solución más sencilla para instalaciones coplanares. Este sistema utiliza dos perfiles ranurados transversales para sujetar una fila de módulos. Los módulos se anclan a los perfiles mediante piezas de fijación centrales y laterales y suelen montarse perpendicularmente, pero también es posible la disposición horizontal. Se dispone además de una amplia gama de elementos de anclaje (tornillería autotaladrante, ganchos, pinchos, varillas roscadas...) para todo tipo de cubiertas/tejados/superficies.

## VISTAS DEL SISTEMA



VISTA FUGADA

## CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

Perfilería portamódulos en aluminio para diversas separaciones entre puntos de apoyo.
Tornillería en acero inoxidable.
Anclajes y accesorios necesarios.
Elementos de estanqueidad y sellado (neopreno, EPDM, taco químico).

## APLICACIÓN SOBRE CUBIERTAS



CUBIERTA DE TEJA | CHAPA PERFILADA | PANEL SANDWICH

ESPAÑA
Borja Cueto
borjacueto@suports.es

MÉXICO
Elizabeth Campuzano
ecampuzano@suports.mx

Jorge Álvarez
jorgealvarez@suports.mx

COLOMBIA
Carolina Latero Carvajal
clatero@gonvarri.com

TURQUÍA
Yüksel Cankat ÖZ
cankat.oz@cepas.com.tr

SUPORTS BY GONVARRI

# SISTEMA COPLANAR BÁSICO



RANURADOS



INTERFACES



FIJACIONES



TORNILLERÍA



ESTANQUEIDAD



ANCLAJES



## APLICACIONES

Todo tipo y dimensiones de módulo FV y térmico.
Todo tipo de cubiertas y edificios.
Inclinación 0°

## VENTAJAS

Durabilidad
Ligereza
Resistencia
Facilidad de montaje
Rapidez de montaje
Estanqueidad
Sencillez de soluciones
Perfilería Polivalente

## MATERIALES

Perfilería de aluminio
Tornillería Acero Inoxidable
Estanqueidad EPDM
Anclajes de Acero Inoxidable

## CÁLCULOS

CTE
EUROCÓDIGO

## SUMINISTRO

Plazos rápidos de entrega
Suministro en obra o almacén
Servicio Postventa
Asesoramiento técnico
Planos personalizados y mediciones detalladas incluídas.

## GARANTÍA

12 AÑOS

[*] CONSULTAR DISPONIBILIDAD

SUPORTS
www.suports.es · info@suports.es

# SmartLogger3000A

HUAWEI



**Inteligente**
Diseño de control de exportación inteligente cero

**Seguro**
Fácil de instalar en el sitio

**Fiable**
Protección contra sobretensiones

| Especificaciones técnicas | SmartLogger3000A |
|---|---|
| | **Gestión de dispositivos** |
| Max. Número de dispositivos manejables | 80 |
| | **Interfaz de comunicación** |
| WAN | WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps |
| LAN | LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps |
| RS485 | COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m |
| MBUS | MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC *OPCIONAL |
| 2G / 3G / 4G [1] | LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20<br>DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz<br>GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz [2] |
| Entrada / salida digital / analógica | DI x 4, DO x 2, AI x 4 |
| DO activo | 12V, 100mA (conexión con relé, sensor) |
| | **Protocolo de comunicación** |
| Ethernet | Modbus-TCP, IEC 60870-5-104 |
| RS485 | Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645 |
| | **Interacción** |
| LED | LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G |
| WEB | Web incrustada |
| USB | USB 2.0 x 1 |
| APP | Comunicación por WLAN para la puesta en servicio |
| | **Ambiente** |
| Rango de temperatura de operación | -40°C ~ 60°C |
| Temperatura de almacenaje | -40°C ~ 70°C |
| Humedad relativa (sin condensación) | 5% ~ 95% |
| Max. Altitud de operación | 4,000 m |
| | **Alimentación** |
| Fuente de alimentación de CA | 100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz |
| Fuente de alimentación de CC | 12 V / 24 V |
| Consumo de energía | Típico 8 W, Max. 15 W |
| | **Datos generales** |
| Dimensiones (W x H x D) | 225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena) |
| Peso | 2 kg |
| Grado de protección | IP20 |
| Opciones de instalación | Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa |

*1 Al poner dentro de la caja de metál, se necesitará antena extendida.
*2 Para recomendada lista y datos de portadores en frecuencias compatibles, póngase en contacto con los distribuidores locales.

Version No.:02-(20190512)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

# *Anexo IX. CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS CIRCUITOS DE CC.*

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | ΔU máxima [%] | Smínima [mm2] | S comercial [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 1. (*SUN2000-60KTL*) | 1.1 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 150,00 | 10,88 | 1,5% | 4,89 | 10,00 | 6,70 | 0,84% | 1,08% |
| | 1.2 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 167,00 | 10,88 | 1,5% | 5,44 | 10,00 | 4,47 | 0,56% | |
| | 1.3 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 178,00 | 10,88 | 1,5% | 5,80 | 10,00 | 4,96 | 0,62% | |
| | 1.4 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 187,00 | 10,88 | 1,5% | 6,10 | 10,00 | 8,36 | 1,05% | |
| | 1.5 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 189,00 | 10,88 | 1,5% | 6,16 | 10,00 | 8,45 | 1,06% | |
| | 1.6 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 192,00 | 10,88 | 1,5% | 6,26 | 10,00 | 8,61 | 1,08% | |
| | 1.7 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 181,00 | 10,88 | 1,5% | 5,90 | 10,00 | 8,11 | 1,02% | |
| | 1.8 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 170,00 | 10,88 | 1,5% | 5,54 | 10,00 | 7,62 | 0,96% | |
| | 1.9 | 16 | 7.280,00 | 669,12 | 160,00 | 10,88 | 1,5% | 6,19 | 10,00 | 7,17 | 1,07% | |
| | 1.10 | 16 | 7.280,00 | 669,12 | 152,00 | 10,88 | 1,5% | 5,88 | 10,00 | 6,81 | 1,02% | |
| | | 184 | 83.720,00 | | | | | | | | | |

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | ΔU máxima [%] | Smínima [mm2] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 2. (*SUN2000-60KTL*) | 2.1 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 43,00 | 10,88 | 1,5% | 1,40 | 4,00 | 4,82 | 0,61% | 0,95% |
| | 2.2 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 67,00 | 10,88 | 1,5% | 2,18 | 4,00 | 7,51 | 0,95% | |
| | 2.3 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 61,00 | 10,88 | 1,5% | 1,99 | 4,00 | 6,84 | 0,86% | |
| | 2.4 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 44,00 | 10,88 | 1,5% | 1,43 | 4,00 | 4,93 | 0,62% | |
| | 2.5 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 45,00 | 10,88 | 1,5% | 1,47 | 4,00 | 5,04 | 0,63% | |
| | 2.6 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 45,00 | 10,88 | 1,5% | 1,47 | 4,00 | 5,04 | 0,63% | |
| | 2.7 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 36,00 | 10,88 | 1,5% | 1,17 | 4,00 | 4,03 | 0,51% | |
| | 2.8 | 16 | 7.280,00 | 669,12 | 28,00 | 10,88 | 1,5% | 1,08 | 4,00 | 3,14 | 0,47% | |
| | | 149 | 67.795,00 | | | | | | | | | |

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | ΔU máxima [%] | Smínima [mm2] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 3. (*SUN2000-60KTL*) | 3.1 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 34,00 | 10,88 | 1,5% | 1,11 | 4,00 | 3,81 | 0,48% | 0,64% |
| | 3.2 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 38,00 | 10,88 | 1,5% | 1,24 | 4,00 | 4,26 | 0,54% | |
| | 3.3 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 33,00 | 10,88 | 1,5% | 1,08 | 4,00 | 3,70 | 0,47% | |
| | 3.4 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 15,00 | 10,88 | 1,5% | 0,46 | 4,00 | 1,68 | 0,20% | |
| | 3.5 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 24,00 | 10,88 | 1,5% | 0,74 | 4,00 | 2,69 | 0,32% | |
| | 3.6 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 48,00 | 10,88 | 1,5% | 1,49 | 4,00 | 5,38 | 0,64% | |
| | 3.7 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 41,00 | 10,88 | 1,5% | 1,27 | 4,00 | 4,59 | 0,55% | |
| | 3.8 | 16 | 7.280,00 | 669,12 | 32,00 | 10,88 | 1,5% | 1,24 | 4,00 | 3,59 | 0,54% | |
| | | 153 | 69.615,00 | | | | | | | | | |

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | ΔU máxima [%] | Smínima [mm2] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 4. (*SUN2000-100KTL*) | 4.1 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 142,00 | 10,88 | 1,5% | 4,63 | 6,00 | 10,61 | 1,34% | 1,34% |
| | 4.2 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 129,00 | 10,88 | 1,5% | 4,21 | 6,00 | 9,64 | 1,21% | |
| | 4.3 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 128,00 | 10,88 | 1,5% | 4,17 | 6,00 | 9,58 | 1,21% | |
| | 4.4 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 119,00 | 10,88 | 1,5% | 3,88 | 6,00 | 8,89 | 1,12% | |
| | 4.5 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 112,00 | 10,88 | 1,5% | 3,65 | 6,00 | 8,37 | 1,05% | |
| | 4.6 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 111,00 | 10,88 | 1,5% | 3,62 | 6,00 | 8,29 | 1,04% | |
| | 4.7 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 109,00 | 10,88 | 1,5% | 3,55 | 6,00 | 8,14 | 1,02% | |
| | 4.8 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 103,00 | 10,88 | 1,5% | 3,36 | 6,00 | 7,70 | 0,97% | |
| | 4.9 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 93,00 | 10,88 | 1,5% | 3,03 | 6,00 | 7,32 | 0,92% | |
| | 4.10 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 93,00 | 10,88 | 1,5% | 3,03 | 6,00 | 6,95 | 0,87% | |
| | 4.11 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 88,00 | 10,88 | 1,5% | 2,87 | 6,00 | 6,57 | 0,83% | |
| | 4.12 | 19 | 8.645,00 | 794,58 | 84,00 | 10,88 | 1,5% | 2,74 | 6,00 | 6,28 | 0,79% | |
| | | 228 | 103.740,00 | | | | | | | | | |

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | ΔU máxima [%] | Smínima [mm2] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 5. (*SUN2000-100KTL*) | 5.1 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 138,00 | 10,88 | 1,5% | 4,27 | 6,00 | 6,19 | 0,74% | 0,74% |
| | 5.2 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 130,00 | 10,88 | 1,5% | 4,03 | 6,00 | 5,83 | 0,70% | |
| | 5.3 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 124,00 | 10,88 | 1,5% | 3,84 | 6,00 | 5,56 | 0,66% | |
| | 5.4 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 120,00 | 10,88 | 1,5% | 3,72 | 6,00 | 5,38 | 0,64% | |
| | 5.5 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 113,00 | 10,88 | 1,5% | 3,50 | 6,00 | 5,07 | 0,61% | |
| | 5.6 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 109,00 | 10,88 | 1,5% | 3,38 | 6,00 | 4,89 | 0,58% | |
| | 5.7 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 105,00 | 10,88 | 1,5% | 3,25 | 6,00 | 4,71 | 0,56% | |
| | 5.8 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 101,00 | 10,88 | 1,5% | 3,13 | 6,00 | 4,53 | 0,54% | |
| | 5.9 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 97,00 | 10,88 | 1,5% | 3,00 | 6,00 | 4,35 | 0,52% | |
| | 5.10 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 93,00 | 10,88 | 1,5% | 2,88 | 6,00 | 4,17 | 0,50% | |
| | 5.11 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 89,00 | 10,88 | 1,5% | 2,76 | 6,00 | 3,99 | 0,48% | |
| | 5.12 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 85,00 | 10,88 | 1,5% | 2,63 | 6,00 | 3,81 | 0,46% | |
| | 5.13 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 134,00 | 10,88 | 1,5% | 4,15 | 6,00 | 6,01 | 0,72% | |
| | | 260 | 118.300,00 | | | | | | | | | |

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | ΔU máxima [%] | Smínima [mm2] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 6. (*SUN2000-100KTL*) | 6.1 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 130,00 | 10,88 | 1,5% | 4,03 | 6,00 | 9,71 | 1,16% | 1,16% |
| | 6.2 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 125,00 | 10,88 | 1,5% | 3,87 | 6,00 | 9,34 | 1,12% | |
| | 6.3 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 121,00 | 10,88 | 1,5% | 3,75 | 6,00 | 9,04 | 1,08% | |
| | 6.4 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 117,00 | 10,88 | 1,5% | 3,62 | 6,00 | 8,74 | 1,04% | |
| | 6.5 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 113,00 | 10,88 | 1,5% | 3,50 | 6,00 | 8,44 | 1,01% | |
| | 6.6 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 108,00 | 10,88 | 1,5% | 3,34 | 6,00 | 8,07 | 0,96% | |
| | 6.7 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 101,00 | 10,88 | 1,5% | 3,13 | 6,00 | 7,55 | 0,90% | |
| | 6.8 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 96,00 | 10,88 | 1,5% | 2,97 | 6,00 | 7,17 | 0,86% | |
| | 6.9 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 90,00 | 10,88 | 1,5% | 2,79 | 6,00 | 6,72 | 0,80% | |
| | 6.10 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 84,00 | 10,88 | 1,5% | 2,60 | 6,00 | 6,28 | 0,75% | |
| | 6.11 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 80,00 | 10,88 | 1,5% | 2,48 | 6,00 | 5,98 | 0,71% | |
| | 6.12 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 110,00 | 10,88 | 1,5% | 3,41 | 6,00 | 8,22 | 0,98% | |
| | 6.13 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 100,00 | 10,88 | 1,5% | 3,10 | 6,00 | 7,47 | 0,89% | |
| | 6.14 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 90,00 | 10,88 | 1,5% | 2,79 | 6,00 | 6,72 | 0,80% | |
| | 6.15 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 80,00 | 10,88 | 1,5% | 2,48 | 6,00 | 5,98 | 0,71% | |
| | 6.16 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 70,00 | 10,88 | 1,5% | 2,17 | 6,00 | 5,23 | 0,63% | |
| | | 320 | 145.600,00 | | | | | | | | | |

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | ΔU máxima [%] | Smínima [mm2] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 7. (*SUN2000-100KTL*) | 7.1 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 38,00 | 10,88 | 1,5% | 1,18 | 4,00 | 10,31 | 1,23% | 1,23% |
| | 7.2 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 36,00 | 10,88 | 1,5% | 1,11 | 4,00 | 9,64 | 1,15% | |
| | 7.3 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 34,00 | 10,88 | 1,5% | 1,05 | 4,00 | 8,97 | 1,07% | |
| | 7.4 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 30,00 | 10,88 | 1,5% | 0,93 | 4,00 | 8,97 | 1,07% | |
| | 7.5 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 26,00 | 10,88 | 1,5% | 0,81 | 4,00 | 8,52 | 1,02% | |
| | 7.6 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 94,00 | 10,88 | 1,5% | 2,91 | 4,00 | 8,07 | 0,96% | |
| | 7.7 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 82,00 | 10,88 | 1,5% | 2,54 | 4,00 | 7,62 | 0,91% | |
| | 7.8 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 80,00 | 10,88 | 1,5% | 2,48 | 4,00 | 7,17 | 0,86% | |
| | 7.9 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 80,00 | 10,88 | 1,5% | 2,48 | 4,00 | 6,95 | 0,83% | |
| | 7.10 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 70,00 | 10,88 | 1,5% | 2,17 | 4,00 | 6,28 | 0,75% | |
| | 7.11 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 68,00 | 10,88 | 1,5% | 2,11 | 4,00 | 5,38 | 0,64% | |
| | 7.12 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 68,00 | 10,88 | 1,5% | 2,11 | 4,00 | 4,93 | 0,59% | |
| | 7.13 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 58,00 | 10,88 | 1,5% | 1,80 | 4,00 | 4,48 | 0,54% | |
| | | 260 | 118.300,00 | | | | | | | | | |

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | ΔU máxima [%] | Smínima [mm2] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 8. (*SUN2000-100KTL*) | 8.1 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 38,00 | 10,88 | 1,5% | 1,18 | 4,00 | 4,26 | 0,51% | 1,26% |
| | 8.2 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 36,00 | 10,88 | 1,5% | 1,11 | 4,00 | 4,03 | 0,48% | |
| | 8.3 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 34,00 | 10,88 | 1,5% | 1,05 | 4,00 | 3,81 | 0,46% | |
| | 8.4 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 30,00 | 10,88 | 1,5% | 0,93 | 4,00 | 3,36 | 0,40% | |
| | 8.5 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 26,00 | 10,88 | 1,5% | 0,81 | 4,00 | 2,91 | 0,35% | |
| | 8.6 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 94,00 | 10,88 | 1,5% | 2,91 | 4,00 | 10,53 | 1,26% | |
| | 8.7 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 82,00 | 10,88 | 1,5% | 2,54 | 4,00 | 9,19 | 1,10% | |
| | 8.8 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 80,00 | 10,88 | 1,5% | 2,48 | 4,00 | 8,97 | 1,07% | |
| | 8.9 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 80,00 | 10,88 | 1,5% | 2,48 | 4,00 | 8,97 | 1,07% | |
| | 8.10 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 70,00 | 10,88 | 1,5% | 2,17 | 4,00 | 7,84 | 0,94% | |
| | 8.11 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 68,00 | 10,88 | 1,5% | 2,11 | 4,00 | 7,62 | 0,91% | |
| | 8.12 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 68,00 | 10,88 | 1,5% | 2,11 | 4,00 | 7,62 | 0,91% | |
| | 8.13 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 58,00 | 10,88 | 1,5% | 1,80 | 4,00 | 6,50 | 0,78% | |
| | | 260 | 118.300,00 | | | | | | | | | |

| Zona | String | Nº Serie | P [W] | V [V] | L[m] | I [A] | ΔU máxima [%] | Smínima [mm2] | S [mm2] | ΔU [V] | ΔU [%] | Max. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor 9. (*SUN2000-100KTL*) | 9.1 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 64,00 | 10,88 | 1,5% | 1,98 | 4,00 | 7,17 | 0,86% | 0,86% |
| | 9.2 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 59,00 | 10,88 | 1,5% | 1,83 | 4,00 | 6,61 | 0,79% | |
| | 9.3 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 58,00 | 10,88 | 1,5% | 1,80 | 4,00 | 6,50 | 0,78% | |
| | 9.4 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 46,00 | 10,88 | 1,5% | 1,42 | 4,00 | 5,15 | 0,62% | |
| | 9.5 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 44,00 | 10,88 | 1,5% | 1,36 | 4,00 | 4,93 | 0,59% | |
| | 9.6 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 46,00 | 10,88 | 1,5% | 1,42 | 4,00 | 5,15 | 0,62% | |
| | 9.7 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 34,00 | 10,88 | 1,5% | 1,05 | 4,00 | 3,81 | 0,46% | |
| | 9.8 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 33,00 | 10,88 | 1,5% | 1,02 | 4,00 | 3,70 | 0,44% | |
| | 9.9 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 34,00 | 10,88 | 1,5% | 1,05 | 4,00 | 3,81 | 0,46% | |
| | 9.10 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 22,00 | 10,88 | 1,5% | 0,68 | 4,00 | 2,47 | 0,30% | |
| | 9.11 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 20,00 | 10,88 | 1,5% | 0,62 | 4,00 | 2,24 | 0,27% | |
| | 9.12 | 20 | 9.100,00 | 836,40 | 22,00 | 10,88 | 1,5% | 0,68 | 4,00 | 2,47 | 0,30% | |
| | | 240 | 109.200,00 | | | | | | | | | |

# *Anexo X. EXPEDIENTE DE SUBVENCIÓN.*

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU

Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

Fundación de la Energía

"Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia - Financiado por la Unión Europea – NextGenerationEU"

**Programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energíarenovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial**

BOLETÍN DE SOLICITUD DE INCENTIVO

| | | |
|---|---|---|
| **1. DATOS DEL DESTINATARIO ÚLTIMO DE LA AYUDA** | | |
| Razón social: LACTEAS DEL JARAMA, S.A. | | |
| NIF/NIE: A28312130 | | |
| Tipo de destinatario último de la ayuda: Persona jurídica de naturaleza pública o privada | | |
| Tipo de vía: CALLE | Nombre de la vía: TORRELAGUNA | Nº de la vía: 79 |
| Código Postal: 28140 | Localidad: MADRID | |
| Teléfono: 916200052 | Email: XXX | |
| ¿Tiene actividad comercial o mercantil?: SÍ | | |
| Consideración de empresa según Reglamento 651/2014: Mediana empresa | | |
| Grupo CNAE 2009: C - Industria manufacturera | | |
| Código CNAE 2009: 1053 - Fabricación de quesos | | |
| **2. DATOS DEL REPRESENTANTE LEGAL (SI PROCEDE)** | | |
| Nombre: CARLOS | Primer apellido: XXX | Segundo apellido: XXX |
| NIF/NIE: XXX | Teléfono: XXX | Email: XXX |
| Cargo: CONSEJERO | | |
| **3. DATOS DEL DELEGADO MANDATARIO (SI PROCEDE)** | | |
| NIF/NIE: XXX | Nombre y apellidos: XXX | |
| Teléfono: XXX | Email: XXX | |
| **4. DATOS DE LA ENTIDAD BANCARIA A EFECTOS DEL INGRESO DEL INCENTIVO** | | |
| Titular de la cuenta: LACTEAS DEL JARAMA, S.A. | | |
| Cuenta bancaria (IBAN): XXX | | |
| **5. Nº DE EXPEDIENTE** | XXX | |
| **6. FECHA DE CREACIÓN DEL BOLETÍN DE SOLICITUD** | 02-02-2022 | |
| **7. DATOS DEL PROYECTO** | | |
| Título del proyecto: INSTALACIÓN SOLAR DE AUTOCONSUMO LACTEAS DEL JARAMA | | |

| | | |
|---|---|---|
| Descripción de las actuaciones: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN CUBIERTA DE 934,57 KWP | | |
| Tipo de vía: CALLE | Nombre de la vía: TORRELAGUNA | Nº de la vía: 79 |
| Código Postal: 28140 | Localidad: Fuente el Saz de Jarama | Provincia: Madrid |
| Latitud: 40.64628100 | Longitud: -3.51003300 | |
| Referencia catastral: 28059A016000380000JL | | |
| ¿El proyecto se desarrolla en un municipio de reto demográfico?: No | | |
| ¿El proyecto se desarrolla por una comunidad de energías renovables o comunidad ciudadana de energía?: No | | |
| Tipología: Instalación fotovoltaica autoconsumo (100 kWp < P <= 1.000 kWp) | | |
| Sector: Sector servicios y otros sectores productivos | | |
| Importe total incentivo: XXX € | | |

1/2

| **7.1. DATOS ESPECÍFICOS ACTUACIÓN GENERACIÓN** |
|---|
| Inversión (sin IVA): XXX € |
| Coste elegible: XXX € |
| Tecnología renovable utilizada: Fotovoltaica |
| Potencia instalación: 934,57 kW |
| Potencia FV inversor: 780,00 kW |
| Potencia FV módulos: 0,45 kW |
| ¿Se retira cubierta de amianto?: Sí |
| Potencia instalada donde se retira amianto: 222,95 kW |
| ¿Se trata de una instalación de autoconsumo colectivo?: No |
| ¿Instalación realizada en marquesina?: No |
| ¿Incluye almacenamiento?: No |
| Importe incentivo actuación generación: XXX € |
| **8. ANTICIPO INCENTIVO ASIGNADO** |
| ¿Se va a solicitar un anticipo del incentivo asignado?: No |
| **9. DECLARACIONES DEL DESTINATARIO ÚLTIMO DE LA AYUDA** |

Que no concurre ninguna de las circunstancias enumeradas en el artículo 13, apartados 2 y 3, de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y, en particular, de hallarse al corriente en el pago de obligaciones por reintegro de subvenciones, en los términos previstos en el artículo 25 del reglamento de la Ley General de Subvenciones, que no se encuentra en situación de crisis y que no está sujeta a una orden de recuperación por declaración de la Comisión de ayuda ilegal e incompatible, según Reglamento 651/2014 de la Comisión Europea.
Con carácter previo a la concesión de la ayuda, así como para mantenerse en dicha condición hasta la liquidación de la subvención concedida, que se encuentra al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones tributarias, para con la seguridad social, y de no tener en deudas en periodo ejecutivo de pago con la Comunidad de Madrid.

En cumplimiento del deber de información del artículo 13 del Reglamento (UE) 2016/679, de 27 de abril de 2016, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de datos personales y a la libre circulación de estos datos y por el que se deroga la Directiva 95/46/CE (Reglamento general de protección de datos) y en la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de Protección de Datos Personales y garantía de los derechos digitales, se informa de que los datos personales recabados como consecuencia de la participación en los procesos de concesión de ayudas por parte de la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid serán tratados con la finalidad de la correcta gestión de los incentivos correspondientes al Programa **AYUDAS PARA EL AUTOCONSUMO Y EL ALMACENAMIENTO, CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE, ASÍ COMO PARA LA IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS TÉRMICOS RENOVABLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL – AÑO 2021-2022-2023**, incluyendo la comunicación con el interesado en todo lo relativo a dicha actuación. El Responsable del tratamiento es la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. La información relativa a los destinatarios de los datos, duración del tratamiento y las medidas de seguridad, así como cualquier información adicional relativa a la protección de sus datos personales podrá consultarla en el siguiente enlace (https://www.fenercom.com/politica- privacidad/). Podrá ejercer, ante el responsable del tratamiento, entre otros, sus derechos de acceso, rectificación, supresión, limitación, portabilidad, oposición, y a no ser objeto de decisiones individuales automatizadas.

En Madrid, a 2 de Febrero de 2022