



GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 2,9963 MWp PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MUNICIPIO DE BRAZATORTAS (PROVINCIA DE CIUDAD REAL)

Autor: Javier María García Allué

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2020

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

‘Proyecto de ejecución de una planta solar fotovoltaica de 2,9963 MWp para generación de energía eléctrica en el municipio de Brazatortas (Provincia de Ciudad Real)’

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2019/2020 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: Javier M^a García Allué

Fecha: 09/06/2020



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 09/06/2020



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 2,9963 MWp PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MUNICIPIO DE BRAZATORTAS (PROVINCIA DE CIUDAD REAL)

Autor: Javier María García Allué

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2020

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, que me ha apoyado siempre incondicionalmente, y en especial a mi abuelo José Luís Allué-Andrade Ferrería, que me despertó la curiosidad por las ciencias, y a mi abuelo Jerónimo García García, que siempre fue mi ángel de la guarda. Descansad en paz.

A mis amigos, pues su ayuda, tanto dentro como fuera de la biblioteca, ha sido una parte fundamental del camino hasta aquí.

A Inés, que ha formado parte de todo mi proceso de formación educativa y personal.

A mi directora de proyecto, Consolación Alonso Alonso, que ha facilitado mi aprendizaje y desarrollo en un área de interés para mí.

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 2,9963 MWp PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MUNICIPIO DE BRAZATORTAS (PROVINCIA DE CIUDAD REAL)

Autor: García Allué, Javier María

Director: Alonso Alonso, Consolación

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

Resumen del proyecto.

1. Introducción.

La generación directa de electricidad mediante la incidencia de radiación solar sobre un material semiconductor se denomina efecto fotovoltaico.

En la actualidad se dispone de una tecnología madura que aprovecha dicho efecto de forma que se puede producir energía eléctrica competitiva, frente a otras fuentes de energía, mediante grandes plantas solares fotovoltaicas.

El proyecto, de aproximadamente 3 MWp de potencia del campo solar, que se ha situado en la localidad de Brazatortas (provincia de Ciudad Real) desarrolla el estudio del recurso solar y de producción de energía eléctrica, así como el diseño de ingeniería básica de una planta solar fotovoltaica equipada con paneles solares fotovoltaicos bifaciales sobre estructuras de seguimiento solar en un eje.

2. Desarrollo

Las principales etapas que se han seguido para el desarrollo del proyecto han sido:

- a) Investigación del mercado actual para detectar tendencias de diseño.
- b) Análisis de alternativas existentes en el mercado de los equipos principales, tales como: paneles solares, inversores y seguidores.
- c) Estudio del emplazamiento, incluyendo recurso solar e impacto ambiental en el mismo.
- d) Determinación de los distintos escenarios o alternativas a simular con PVSyst, para la correcta discriminación de las mejores opciones tecnológicas.
- e) Simulación energética con el programa PVSyst de diferentes alternativas y posterior análisis de las mismas. En total se han considerado 4 alternativas de paneles, 3 de seguidores y 3 de inversores, contabilizando un total de 36 escenarios.
- f) Elección de la opción viable económicamente que optimice la instalación.
- g) Cálculos eléctricos justificativos y dimensionamiento y diseño de la instalación.
- h) Elaboración del presupuesto y estudio de viabilidad económica del proyecto.

3. Resultados

Los resultados obtenidos durante el estudio, análisis y diseño de la planta fotovoltaica han sido:

- Potencia pico instalada del campo solar (P_p): 2,9963 MWp
- Potencia nominal en inversores (P_n): 2940 MW
- Ratio (P_p/P_n): 1,02
- Potencia nominal de panel solar fotovoltaico bifacial: 415 Wp
- Producción de energía eléctrica de la planta: 6247,52 MWh/año
- Tiempo equivalente de funcionamiento: 2085 MWh/MWp/año
- Diseño conceptual:
 - Número total de paneles: 7220 (Distribuidos en 361 'strings' de 20 paneles cada uno)
 - Número de seguidores: 81
 - Número de inversores: 28
 - Número de centros de transformación: 4

Donde los fabricantes y modelos de los diferentes elementos seleccionados para la instalación son:

- Paneles: LONGI SOLAR 'LR4-72HBD-415M' de 415 Wp
- Inversores: INGETEAM 'INGECON SUN 100TL 3PLAY' de 105 kW
- Seguidores: SOLTEC 'SINGLE-AXIS TRACKER SF7'
- Transformadores BT/MT: SCHNEIDER ELECTRIC 'TRIHAL 1250-15' de 1250 kVA

Respecto al diseño y dimensionamiento de las protecciones eléctricas y del cableado de la instalación eléctrica, se han elegido los siguientes elementos:

- Protecciones eléctricas en BT: 28 x Cajas de protección 'STC 12/16 160A'
- Cabinas de MT: 4 x Celdas de media tensión 'SM6-24 DM1A' en 24 kV
- Red de tierras: (Cable de cobre desnudo de 25 mm²)
 - Zona de paneles e inversores: Mediante mallado
 - Zona de transformadores y celdas de media tensión: Mediante picas
- Cableado en BT: 'TECSUN H1Z2Z2-K 1/1 kV' (Conductor de cobre)
- Cableado en MT: 'TAP AL VOLTALENE H 18/30kV' (Conductor de aluminio)

La sección de los cables conductores dependerá del tramo de circuito eléctrico en el que se encuentren ubicados. Dicha información se resume en la siguiente tabla:

TRAMO	CARACTERÍSTICAS	CONDUCTOR	SECCIÓN (mm ²)
De paneles a cajas de protección	BT (CC)	Cobre	6
De cajas de protección a inversores	BT (CC)	Cobre	300
De inversores a transformadores	BT (CA)	Cobre	50
De transformadores a celdas de MT	MT (CA)	Aluminio	25
De celdas de media tensión a punto de conexión a la red de distribución de 15 kV	MT (CA)	Aluminio	70

La disposición de la planta fotovoltaica y el esquema unifilar eléctrico de la misma se corresponden con los planos 05 y 06, respectivamente. Y la interconexión a la red de 15kV se realizará según las especificaciones de la empresa distribuidora, y queda fuera del alcance del proyecto.

En su conjunto la instalación ocupará un área total de 162500 m², menor a la disponible en la parcela seleccionada con referencia catastral 13024A017000150000OL.

Además, para la seguridad de los equipos frente a posibles hurtos y monitorización general del parque fotovoltaico se instalará un sistema de control SCADA, equipos de videovigilancia y vallado perimetral.

4. Conclusiones.

La simulación energética de la planta fotovoltaica mediante el modelo computacional en PVSyst arroja la importancia de parámetros de diseño como, por ejemplo, la distancia entre seguidores módulos y la selección del tipo de tecnología de paneles solares, seguidores e inversores.

La tecnología óptima resultante propuesta para los equipos principales es: paneles de silicio policristalino bifaciales sobre estructuras de seguimiento solar en un eje.

En cuanto al aspecto económico, se ha llegado a la conclusión de que la inversión requerida por el proyecto es viable, dado que su atractiva rentabilidad ha quedado demostrada tras el cálculo de los diferentes indicadores económicos. En efecto, se ha cuantificado el VAN en 0,88753 millones de euros y el TIR = 6,26 %, siendo el periodo de recuperación de la inversión en 19 años y 10 meses.

Este resultado refleja el interés de llevar a cabo el proyecto, puesto que la inversión inicial total que requiere, 3.455.525,18 €, se ve amortizada antes del final de la vida útil de la instalación.

La proporción de gasto de las diferentes partidas de la inversión total del proyecto reflejan que el gasto más elevado reside en el coste de adquisición de los paneles solares, que supone el 44% del total.

2,9963 MWp PHOTOVOLTAIC SOLAR PLANT EXECUTION PROJECT FOR ELECTRIC ENERGY GENERATION IN BRAZATORTAS (PROVINCE OF CIUDAD REAL)

Author: García Allué, Javier María

Director: Alonso Alonso, Consuelo

Collaborating institution: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

Project summary.

1. Introduction.

Direct electric generation thanks to irradiation over the surface of a semiconductor material is called photovoltaic effect.

Nowadays, solar panels are a mature technology and they are getting cheaper every day. This fact has made possible to strongly develop this kind of energy into a competitive energy source for electricity generation, instead of others, which pollute more.

The project, whose installed power is about 3 MWp, located in Brazatortas (province of Ciudad Real) explains the solar resource study and the electric energy production, as well as the engineering design of a solar photovoltaic plant with bifacial solar panels over single axis trackers.

2. Development

The main phases that have been followed during the development of the project are:

- a) Marketing research and detection of its tendencies.
- b) Listing the required electric system elements alongside different market options, such as: solar panels, trackers and inverters.
- c) Location, climate and environmental impact studies.
- d) Analysis of different simulating scenarios for PVSyst in search of the best technological solution.
- e) Energetic simulation with PVSyst and analysis of the results. As a whole, 36 different scenarios have been considered, including 4 alternatives for solar panels, 3 for trackers and 3 for inverters.
- f) Select the best scenario for project optimization.
- g) Calculation, evaluation and design of the electric system.
- h) Preparation of the project budget.

3. Results

The results of the simulation and designment of the solar photovoltaic plant have been:

- Installed peak power (P_p): 2,9963 MWp
- Inverters power (P_n): 2940 MW
- Ratio (P_p/P_n): 1,02
- Bifacial solar panel power: 415 Wp
- Electric energy production: 6247,52 MWh/año
- Equivalent time: 2085 MWh/MWp/año
- Strings: 361
- Number of solar panels per string: 20
- Total number of solar panels: 7220
- Number of trackers: 81
- Number of inverters: 28
- Number of transformers: 4

Manufacturers and the selected models of the different electric system components are:

- Panels: LONGI SOLAR 'LR4-72HBD-415M'
- Inverters: INGTEAM 'INGECON SUN 100TL 3PLAY'
- Trackers: SOLTEC 'SINGLE-AXIS TRACKER SF7'
- Transformers LV/MV: SCHNEIDER ELECTRIC 'TRIHAL 1250-15'

Referring to electric protections and wires measurement, the results and selected elements are:

- Protecciones eléctricas en BT: 28 x Cajas de protección 'STC 12/16 160A'
- Protecciones eléctricas en MT: 4 x Celdas de media tensión 'SM6-24 DM1A'
- Grounding system: (Bare copper wire with 25 mm² section)
 - Panels and inverters zone: Using a mesh
 - Transformers and MV cubicles: Using rods
- LV wires: 'TECSUN H1Z2Z2-K 1/1 kV' (Copper conductor)
- MV wires: 'TAP AL VOLTALENE H 18/30kV' (Aluminium conductor)

Wire section would depend on where they will be located, so the information related to the different wire sections of the electric system could be summed up in the following table.

SECTION	CHARACTERISTICS	CONDUCTOR	SECTION (mm ²)
From solar panels to protection boxes	LV (DC)	Copper	6
From protection boxes to inverters	LV (DC)	Copper	300
From inverters to transformers	LV (AC)	Copper	50
From transformers to medium voltage cubicles	MV (AC)	Aluminium	25
From medium voltage cubicles to grid's interconnection point	MV (AC)	Aluminium	70

Photovoltaic plant disposition and circuit diagram should attend to plan 05 and 06, respectively. And grid's interconnection point should attend to distribution company rules. The total area occupied by the installation is about 162500 m², smaller than the available area inside the selected plot whose property reference number is 13024A017000150000OL.

A SCADA control system will be also installed, as this kind of facilities are very exposed to be robbed and it is needed to have control of the equipment.

4. Conclusions.

Photovoltaic solar plant simulation results show the importance of some key parameters related to designment such as the distance between strings, as well as the significant effects on the right technological choice of the main electric equipment, such as solar panels, trackers and inverters.

Regarding to the economical aspect of the project, it comes to the conclusion that the photovoltaic plant is profitable, due to the value of the different economical parameters, such as: VAN, which has been quantified in 0,88753 million of euros, TIR = 6,26% and a return period of 19 years and 10 months.

This result leads to the conclusion that it would be interesting to carry out the project, in economic terms, as the initial investment of 3.455.525,18 € would be amortized before the useful life of the project ends.

Proportionally, the main cost of the project is purchasing the solar panels, which would be 44 % of the total investment, as shown in the following expenditures graphic.

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

DOCUMENTO I.	MEMORIA DESCRIPTIVA.....	13
DOCUMENTO II.	PLANOS.....	177
DOCUMENTO III.	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....	185
DOCUMENTO IV.	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	189
DOCUMENTO V.	PRESUPUESTO.....	194

DOCUMENTO I.

MEMORIA

DESCRIPTIVA

ÍNDICE DE APARTADOS

0.	Objeto del proyecto	20
1.	Introducción	21
1.1.	Historia de la energía solar	22
1.2.	Estudio del recurso solar.....	22
1.3.	Mercado eléctrico y energía fotovoltaica	23
2.	Tecnologías solares fotovoltaicas	25
2.1.	El fenómeno fotovoltaico	25
2.2.	El panel fotovoltaico	26
2.2.1.	Clasificación.....	28
2.2.1.1.	Silicio cristalino.....	29
2.2.1.2.	Lámina delgada	29
2.2.1.3.	Concentración	30
2.2.1.4.	Bifacialidad.....	30
2.2.2.	Fabricación.....	31
2.2.3.	Curva característica	32
2.2.4.	Ficha técnica.....	34
2.3.	Estructuras de soporte y anclaje.....	34
2.3.1.	Estructuras fijas.....	35
2.3.2.	Seguidores.....	36
2.3.2.1.	Un eje.....	36
2.3.2.2.	Doble eje	36
3.	Sistema fotovoltaico conectado a red.....	37
3.1.	Generador fotovoltaico.....	38
3.1.1.	Componentes	38
3.1.1.1.	Paneles fotovoltaicos	38
3.1.1.2.	Cajas de conexión	38
3.1.1.3.	Cables de baja tensión	39
3.1.1.4.	Estructura de soporte	39
3.1.2.	Estimación de la energía eléctrica vertida a la red	39
3.1.2.1.	Irradiación en el emplazamiento	40
3.1.2.2.	Ratio de la instalación fotovoltaica.....	40
3.1.2.3.	Orientación e inclinación de los paneles.....	41
3.1.2.4.	Pérdidas de la instalación	41
3.1.2.4.1.	Pérdidas por dispersión de la potencia del módulo.....	41
3.1.2.4.2.	Pérdidas por mismatch.....	41
3.1.2.4.3.	Pérdidas por suciedad	42
3.1.2.4.4.	Pérdidas LID	42

3.1.2.4.5.	Pérdidas angulares o espectrales	42
3.1.2.4.6.	Pérdidas por temperatura	42
3.1.2.4.7.	Pérdidas por caída de tensión en el cableado.....	43
3.1.2.4.8.	Pérdidas por rendimiento del inversor.....	43
3.1.2.4.9.	Pérdidas por limitación de potencia del inversor	44
3.1.2.4.10.	Pérdidas de seguimiento del punto de máxima potencia.....	44
3.1.2.4.11.	Pérdidas por sombreado	44
3.1.2.4.12.	Pérdidas en el transformador de media tensión	44
3.1.2.4.13.	Pérdidas por operación y mantenimiento	45
3.2.	Unidad de acondicionamiento de potencia (Inversor)	45
3.2.1.	Características técnicas	46
3.3.	Protecciones eléctricas	47
3.4.	Medida de energía	47
3.5.	Línea eléctrica de media tensión.....	47
3.6.	Interconexión con la línea de distribución de la compañía eléctrica.....	47
4.	Características del emplazamiento y datos de la parcela seleccionada	48
5.	Simulación computacional y dimensionamiento de la planta fotovoltaica.....	50
5.1.	Obtención y predicción de datos climáticos	50
5.2.	Simulaciones, optimización y diseño de la planta fotovoltaica.....	57
5.2.1.	Lista de escenarios o alternativas de simulación	61
5.2.2.	Análisis de resultados de la simulación.....	63
5.2.3.	Modelo de PVSyst.....	67
5.2.4.	Resultados de producción de energía y PR de la planta.....	69
5.2.5.	Conclusiones	71
6.	Diseño eléctrico	72
6.1.	Diseño del cableado de baja tensión.....	74
6.1.1.	Criterio de intensidad máxima admisible	75
6.1.2.	Criterio de caída máxima de tensión	84
6.1.3.	Criterio de intensidad de cortocircuito.....	87
6.1.4.	Conclusiones	90
6.2.	Diseño del cableado de media tensión	92
6.2.1.	Criterio de intensidad máxima admisible	92
6.2.2.	Criterio de intensidad de cortocircuito.....	100
6.2.3.	Criterio de caída máxima de tensión	102
6.2.4.	Conclusiones	104
6.3.	Cabinas de media tensión y protecciones eléctricas.....	105
6.4.	Diseño de la red de tierras.....	105
7.	Sistemas de control y seguridad de la planta fotovoltaica	109
8.	Impacto ambiental.....	111
9.	Estudio de viabilidad económica del proyecto	115

ANEXO I. Ficha técnica panel fotovoltaico.....	124
ANEXO II. Ficha técnica del seguidor en un eje	126
ANEXO III. Ficha técnica del inversor	128
ANEXO IV. Ficha técnica del transformador.....	131
ANEXO V. Ficha técnica de las cajas de protección.....	132
ANEXO VI. Catálogo Prysmian de cables en baja tensión.....	136
ANEXO VII. Catálogo Prysmian de cables en media tensión.....	138
ANEXO VIII. Ficha técnica de las cabinas de media tensión	140
ANEXO IX. Datos de la parcela	141
ANEXO X. Listado de programas empleados	142
ANEXO XI. Simulación del sistema fotovoltaico con PVsyst.....	143
ANEXO XII. Informe final de la simulación con PVSyst	165
ANEXO XIII. Normativa aplicada en el proyecto	171
ANEXO XIV. Objetivos de desarrollo sostenible	172
ANEXO XV. Tabla de acrónimos	174
BIBLIOGRAFÍA	175

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Reacción de fusión que tiene lugar en el Sol. (Fuente: [ALON19]).....	23
Figura 2. Constante solar C para un día determinado del año (N=1,2,...,365). (Fuente: [ALON19]).....	23
Figura 3. Fecha de cierre programada para las centrales nucleares españolas. (Fuente: [5])	23
Figura 4. Situación en la zona de contacto entre un semiconductor tipo N y otro tipo P. (Fuente: [ALON19]).....	25
Figura 5. Impacto de fotones sobre el material semiconductor, liberando electrones. (Fuente: [46])	26
Figura 6. Gráfica intensidad-tensión de una célula fotovoltaica. (Fuente: [ALON19])	27
Figura 7. Principio de bifacialidad en paneles solares fotovoltaicos (Fuente: Soltec)	31
Figura 8. Partes que componen un panel solar fotovoltaico. (Fuente: [22]).....	32
Figura 9. Curva característica de un panel fotovoltaico comercial en función de la irradiancia y para una temperatura y distribución del espectro solar concretos. (Fuente: [22])	33
Figura 10. Curva característica de un panel fotovoltaico comercial en función de la temperatura y para una irradiancia y distribución del espectro solar concretos. (Fuente: [22])	33
Figura 11. Estructura de soporte fija para paneles solares fotovoltaicos. (Fuente: [47]).....	35
Figura 12. Seguidor solar de un eje (este-oeste). (Fuente: [24])	36
Figura 13. Seguidor solar de dos ejes. (Fuente: Bio-Sol).....	37
Figura 14. Esquema de conexión de una planta solar fotovoltaica conectada a la red de transporte y distribución eléctrica. (Fuente: [ALON19]).....	38
Figura 15. Rendimiento en función de la carga de un inversor comercial. (Fuente: Ingeteam)	44
Figura 16. Mapa de curvas de nivel y parcela seleccionada para el proyecto (Fuente: Catálogo de servicios WMS, Junta de Castilla-La Mancha)	48
Figura 17. Gráfica de la previsión de radiación global y difusa incidente en el emplazamiento según el mes del año. (Fuente: Meteonorm)	51
Figura 18. Gráfica de la previsión de duración de la radiación solar incidente en el emplazamiento según el mes del año. (Fuente: Meteonorm)	52
Figura 19. Diagrama de cajas de la previsión de temperaturas en el emplazamiento según el mes del año. (Fuente: Meteonorm)	52
Figura 20. Gráfica de la previsión de precipitaciones y días con precipitación. (Fuente: Meteonorm)	53
Figura 21. Gráfica de la previsión de radiación global diaria incidente en el emplazamiento a lo largo de un año. (Fuente: Meteonorm).....	53
Figura 22. Gráfica de la previsión de temperaturas máximas y mínimas diarias en el emplazamiento a lo largo de un año. (Fuente: Meteonorm).....	54
Figura 23. Gráfica de la previsión del horizonte en el emplazamiento (Fuente: Meteonorm)	54
Figura 24. Diagrama de Sankey del modelo de la planta fotovoltaica. (Fuente: PVSyst)	69
Figura 25. Disposición de los paneles y conexión en strings sobre el seguidor. (Elaboración propia)	72
Figura 26. Esquema de conexión de software de control SCADA en planta fotovoltaica (Fuente: SACLIMA).....	110
Figura 27. Mapa de la Red Natura 2000 del emplazamiento del proyecto. (Fuente: Catálogo de servicios WMS, Junta de Castilla-La Mancha)	112
Figura 28. Mapa del Parque Natural de Valle de Alcudia y Sierra Madrona. (Fuente: Catálogo de servicios WMS, Junta de Castilla-La Mancha)	113
Figura 29. Mapa del Áreas críticas de especies protegidas. (Fuente: Catálogo de servicios WMS, Junta de Castilla-La Mancha)	113
Figura 30. Gráfico de la proporción equivalente de cada partida de la inversión total. (Elaboración propia)	116
Figura 31. Evolución del flujo de caja a lo largo de la vida útil del proyecto. (Elaboración propia)	121

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.Tabla de la previsión de los datos climatológicos en el emplazamiento. (Fuente: Meteoronorm)	55
Tabla 2.Tabla de la previsión de los datos climatológicos en el emplazamiento. (Fuente: NASA)	56
Tabla 3.Tabla de la previsión de los datos necesarios para la simulación del sistema fotovoltaico con PVSyst. (Elaboración propia)	57
Tabla 4.Tabla de las características de los paneles con los que se van a realizar las distintas simulaciones. (Elaboración propia)	59
Tabla 5.Tabla comparativa de las características de las opciones de estructuras de soporte y seguimiento. (Elaboración propia)	60
Tabla 6.Tabla de las características de los inversores con los que se van a realizar las distintas simulaciones. (Elaboración propia)	61
Tabla 7.Tabla comparativa de la producción del sistema en función del tipo de módulo solar elegido. (Elaboración propia)	64
Tabla 8.Tabla comparativa de la producción del sistema en función del tipo de la tecnología de soporte y seguimiento solar. (Elaboración propia)	65
Tabla 9.Tabla comparativa de la producción del sistema en función del modelo de inversor. (Elaboración propia)	66
Tabla 10.Tabla comparativa de la producción del sistema en función de la distancia entre cadenas de módulos. (Elaboración propia)	67
Tabla 11.Tabla de los valores de las pérdidas utilizados en el modelo de PVSyst.	68
Tabla 12.Tabla de la evolución de la producción del sistema en función del año de funcionamiento. (Elaboración propia)	70
Tabla 13.Tabla comparativa de la producción del sistema en función del año de funcionamiento. (Elaboración propia)	71
Tabla 14.Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función de número y sección de los conductores. (Fuente: ITC-BT 21)	75
Tabla 15.Temperatura máxima asignada al conductor en cables aislados. (Fuente: ITC-BT 07)	76
Tabla 16.Intensidad máxima admisible para conductores de cobre enterrados. (Fuente: ITC-BT 07)	77
Tabla 17.Factores de corrección para temperaturas de terreno distintas de 25°C. (Fuente: ITC-BT 07)	77
Tabla 18.Factores de corrección para resistividades térmicas del terreno distintas de 1K.m/W. (Fuente: ITC-BT 07)	78
Tabla 19.Factores de corrección por agrupación de cables trifásicos o ternas de cables unipolares. (Fuente: ITC-BT 07)	78
Tabla 20.Factores de corrección por profundidad de zanja. (Fuente: ITC-BT 07)	78
Tabla 21.Intensidad máxima admisible en servicio permanente para conductores de cobre instalados al aire. (Fuente: ITC-BT 07)	79
Tabla 22.Coeficiente de corrección para temperatura ambiente distinta de 40°C. (Fuente: ITC-BT 07)	79
Tabla 23.Coeficiente de corrección por agrupación de cables unipolares instalados al aire.	80
Tabla 24.Coeficiente de corrección por agrupación de cables trifásicos. (Fuente: ITC-BT 07)	81
Tabla 25.Tabla de conductividad de los conductores en función de la temperatura ($m / (\Omega \cdot mm^2)$) ..	85
Tabla 26.Valores de k para cada conductor. (Fuente: UNE HD 60364-4-43)	88
Tabla 27.Tabla de tensiones nominales. (Fuente: ITC-LAT 06)	93
Tabla 28.Tabla de niveles de aislamiento de los cables y accesorios. (ITC-LAT 06)	93
Tabla 29.Tabla de temperatura máxima asignada a conductor en cables aislados. (Fuente: ITC-LAT 06)	94
Tabla 30.Tabla de intensidades máximas admisibles en servicio permanente y corriente alterna. (Fuente: ITC-LAT 06)	95
Tabla 31.Factores de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C. (Fuente: ITC-LAT	

06).....	95
Tabla 32.Factores de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K.m/W. (Fuente: ITC-LAT 06).....	96
Tabla 33.Resistividad térmica según el terreno. (Fuente: ITC-LAT 06)	96
Tabla 34.Factores de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares. (Fuente: ITC-LAT 06).....	97
Tabla 35.Factores de corrección por profundidades distintas de 1 metro. (Fuente: ITC-LAT 06) ..	97
Tabla 36.Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito (A/mm2) para conductores de cobre. (Fuente: ITC-LAT 06)	100
Tabla 37.Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito (A/mm2) para conductores de aluminio. (Fuente: ITC-LAT 06)	100
Tabla 38.Estimación de cantidad de CO2 ahorrado por generación fotovoltaica. (Elaboración propia)	114
Tabla 39.Evolución de los datos económicos de la instalación fotovoltaica. (Elaboración propia)	120

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1.Fórmula de cálculo de intensidad máxima admisible	75
Ecuación 2.Fórmula de cálculo de la caída máxima de tensión en CC	84
Ecuación 3.Fórmula de cálculo de la caída máxima de tensión en CA	84
Ecuación 4.Fórmula corregida del cálculo de la caída máxima de tensión en CA	85
Ecuación 5.Fórmula corregida del cálculo de la intensidad de cortocircuito máxima	88
Ecuación 6.Fórmula del cálculo de la intensidad máxima admisible en MT.....	92
Ecuación 7.Fórmula del cálculo de la caída de tensión máxima en MT	102

MEMORIA DESCRIPTIVA

0. Objeto del proyecto

El presente proyecto tiene como objeto principal el diseño de una planta solar fotovoltaica de 2,9963 MWp de potencia del campo solar para generación de energía eléctrica, cuya ubicación ha sido seleccionada en el campo de Calatrava, muy próximo a la localidad de Brazatortas, en la provincia de Ciudad Real (Castilla la Mancha).

Las fases principales abordadas para ello han sido:

- 1) Selección del emplazamiento, que se ha realizado de acuerdo al análisis de las siguientes cuestiones:
 - Radiación solar adecuada.
 - Características orográficas del terreno.
 - Accesibilidad y posibilidad de ejecución de la obra civil.
 - Posibilidad de evacuación de la generación eléctrica a la red de transporte o distribución.
 - Cercanía relativa al punto de conexión.
 - Legislación medioambiental del emplazamiento compatible con las instalaciones.
 - Posibilidad de ocupación de los terrenos, y con el menor coste posible.

Así, el emplazamiento elegido para este proyecto (localizado geográficamente en el punto de coordenadas: Latitud: 38.623; Longitud: -4.313) fue seleccionado siguiendo los requisitos ya mencionados, y tras descartar toda una serie de localizaciones alternativas con escasa viabilidad, ya fuese por criterios técnicos, económicos o ambientales. Se caracteriza por sus grandes dimensiones, mínimos desniveles y buena situación geográfica de cara a obtener las mejores condiciones climáticas posibles para obtener la mayor producción de energía eléctrica, y, por ende, la mayor rentabilidad económica. Otro factor que ha pesado en la selección ha sido que no forma parte de ningún espacio protegido.

- 2) Estudio del recurso solar y modelización computacional de la producción de energía eléctrica de la planta:

El análisis del recurso solar en el emplazamiento en donde se ubicará la planta solar fotovoltaica incluye el contraste de diferentes fuentes de radiación disponibles (METEONORM y NASA).

Por otro lado, se han realizado múltiples simulaciones energéticas con el programa comercial PVSyst (que es referencia mundial en el sector) con el objeto de seleccionar los equipos de la instalación que optimicen el rendimiento de la misma: panel solar, inversor y seguimiento solar.

- 3) Diseño y dimensionamiento de los equipos principales del generador fotovoltaico incluyendo:
 - Selección del ratio CC-CA
 - Tecnología del panel solar
 - Tipo de estructura: fija o seguidor solar
 - Tecnología del inversor

4) Diseño y dimensionamiento del sistema eléctrico incluyendo:

- Sistema corriente continua en baja tensión (conductores)
- Estaciones de potencia de la planta entendidas como el conjunto inversor, celdas de corte y protección y transformador de baja a media tensión
- Sistema colector en media tensión (conductores)
- Conexión a la red de distribución eléctrica

5) Análisis de viabilidad económica

Incluye el análisis de la viabilidad de la inversión, teniendo en cuenta los resultados del informe de rendimiento de la instalación obtenido tras la simulación.

1. Introducción

La energía proveniente del sol es el resultado del proceso de fusión nuclear continuo que tiene lugar en dicha estrella.

Es un dato muy destacable que la energía solar que llega a la superficie de la Tierra se estima entre unas 5.000-10.000 veces superior a la energía que consume actualmente la humanidad (según la fuente de donde se obtenga el dato). Pero este tipo de energía tiene toda una serie de peculiaridades que complican enormemente su aprovechamiento (existencia de ciclos solares, baja densidad, variación geográfica y aleatoriedad). Es por esto que, a pesar de que su uso no está muy extendido, sí existe un enorme interés en el desarrollo de este tipo de producción de energía eléctrica.

El sol es la causa de los vientos producidos por la evaporación de las aguas superficiales del planeta, de la formación de nubes, de las lluvias y del calor y luz que hacen posible la vida vegetal y animal, cuyos restos, a su vez, con el transcurso del tiempo, ha originado combustibles fósiles como el carbón o el petróleo. Es, por tanto, la fuente primaria de la mayoría de métodos de generación de energía eléctrica utilizados actualmente por la humanidad, como son la energía eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, biomasa, hidráulica o el aprovechamiento de los combustibles fósiles.

Explicado más detenidamente, la energía eólica usa como fuente de energía el viento, gracias al cual mueve las palas de un aerogenerador, que a su vez está acoplado a un generador eléctrico mediante el cual se produce electricidad. Pero como ya se ha mencionado anteriormente, el viento existe gracias a la acción del sol, el cual es en definitiva la fuente original de este tipo de generación de energía.

La energía solar fotovoltaica es la producción directa de electricidad gracias a la incidencia de la radiación solar en materiales semiconductores.

La energía solar termoeléctrica también basa su funcionamiento en la radiación solar, que calienta un fluido a través de espejos, y posteriormente se crea electricidad mediante un ciclo termodinámico.

La energía de la Biomasa consiste en la generación de energía térmica a partir de compuestos orgánicos, obtenidos mediante procesos naturales en los que interviene el Sol, que pueden ser utilizados como combustibles.

La energía obtenida a partir de combustibles fósiles, como son el carbón o el petróleo, se hace posible gracias a la energía solar captada por moléculas orgánicas que, tras millones de años, se convierten en este tipo de combustibles, con los cuales se puede generar energía térmica.

La energía hidráulica aprovecha la energía potencial del agua almacenada a cierta altura para mover turbinas, a su vez conectadas a generadores eléctricos. El Sol en este caso interviene en el proceso de evaporación del agua del mar y su posterior transporte a tierra.

1.1. Historia de la energía solar

El hombre ha sido consciente de la importancia del Sol desde el principio de los tiempos, ya que siempre se ha aprovechado, como poco, su luz y calor. Ya en la antigua Grecia, Helios y Apollo eran los dioses del Sol, a quienes se dedicaron incontables templos. Es por esto que se antoja complicado establecer cuál fue el primer descubrimiento relacionado con la energía solar, ya que desde la antigüedad el Sol ha sido utilizado por diversas civilizaciones como fuente de energía.

Por ejemplo, los egipcios y los griegos ya empleaban láminas cóncavas de cobre o plata pulidos para concentrar y reflejar la luz del Sol. Sin embargo, los romanos fueron los primeros en hacer uso del cristal para asegurar iluminación y mantener el calor en sus viviendas. Aun así, el uso activo de la energía solar como fuente de energía para la generación de electricidad es un logro muy reciente.

Alexandre Edmund Bequerel fue quién, ensayando con baterías en 1839, observó que la tensión aumentaba con la exposición a la radiación solar. Este efecto se conoce como el fenómeno fotoeléctrico, que no consiguió ser explicado hasta que Albert Einstein descubrió su trasfondo físico en 1905.

Charles Fritts asentó las bases para la investigación del fenómeno fotoeléctrico, desarrollando la primera célula fotovoltaica en 1883, la cual tenía una eficiencia del 1% y estaba construida con Selenio como semiconductor y con una capa delgada de oro. Este tipo de células se usaron en la práctica principalmente para sensores de luz en la exposición de cámaras fotográficas.

Las células solares basadas en Silicio, cuyo rendimiento llegó a alcanzar ya el 6%, no fueron desarrolladas hasta 1954. Fue un equipo de los laboratorios de la corporación Bell (fundada por Alexander Graham Bell, inventor del teléfono) formado por los especialistas Calvin Fuller, Daryl Chapin y Gerald Pearson quienes descubrieron, ensayando con semiconductores, que el Silicio era muy sensible con impurezas a la luz.

Los siguientes avances en relación a las placas fotovoltaicas estuvieron ligados a la tecnología espacial, y tras los resultados positivos de la misión Explorer 1, la célula de Silicio comienza su desarrollo tecnológico en busca de una mayor eficiencia para su producción de industrial.

Hoy en día, las placas solares que se comercializan tienen unos rendimientos que superan el 20% y unos precios cada vez más bajos.

1.2. Estudio del recurso solar

La energía proveniente del Sol se origina a partir de la reacción nuclear de fusión de dos átomos de hidrógeno (Figura 1), los cuales forman helio al combinarse, irradiando energía al espacio en forma de ondas electromagnéticas que se desplazan a la velocidad de la luz, aproximadamente 300.000.000 m/s, en todas las direcciones del espacio.

En el caso de la Tierra, por tanto, la energía solar tarda alrededor de 8 minutos en alcanzar su superficie.

Esta energía se debe a la pérdida de masa que tiene lugar en la reacción, y se puede calcular según la fórmula de Einstein: $E = mc^2$. Siendo m la masa y c la velocidad de la luz.

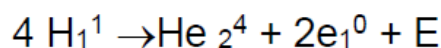


Figura 1. Reacción de fusión que tiene lugar en el Sol. (Fuente: [ALON19])

La energía solar que alcanza la superficie terrestre se cuantiza a través de la constante solar C, cuya definición es “la energía total a todas las longitudes de onda incidente sobre una superficie normal a los rayos de Sol a una distancia de 1 U.A (Unidad Astronómica = 149.600.000 km)”. Se estima que el valor de la constante solar C es de 1367 W/m².

Esta constante en realidad depende de la distancia entre la Tierra y el Sol, por tanto, dado que la órbita solar no es circular si no elíptica, C seguirá la fórmula de la figura 2, en la que se puede deducir que C será mayor en verano y menor en invierno.

$$C = 1360 \times (1 + 0,033 \cos(0,973 N))$$

Figura 2. Constante solar C para un día determinado del año (N=1,2...,365). (Fuente: [ALON19])

1.3. Mercado eléctrico y energía fotovoltaica

El mercado eléctrico español está en una fase de cambio radical, en la cual las grandes empresas eléctricas de nuestro país ya han pactado el cierre escalonado de todo el parque nuclear español entre 2025 y 2035, tal y como se detalla en la figura 1.

El apagón nuclear

Central	Emplazamiento	Empresa propietaria	% de participación	Potencia eléctrica (MW)	Inicio operación comercial	Cierre definitivo de la planta
Almaraz I	Almaraz (Cáceres)	Iberdrola	53,0	1.049,2	Sep. 1983	2027
		Endesa	36,0			
		Naturgy	11,0			
Almaraz II	Almaraz (Cáceres)	Iberdrola	53,0	1.051,8	Jul. 1984	2028
		Endesa	36,0			
		Naturgy	11,0			
Ascó I	Ascó (Tarragona)	Endesa	100,0	1.032,5	Dic. 1984	2029
Ascó II	Ascó (Tarragona)	Endesa	85,0	1.027,2	Mar. 1986	2030
		Iberdrola	15,0			
Cofrentes	Cofrentes (Valencia)	Iberdrola	100,0	1.092,0	Mar. 1985	2033
Vandellós II	Vandellós y L'Hospitalet del Infant (Tarragona)	Endesa	72,0	1.087,1	Mar. 1988	2034
		Iberdrola	28,0			
Trillo	Trillo (Guadalajara)	Iberdrola	48,0	1.066,0	Ago. 1988	2035
		Naturgy	34,5			
		EDP	15,5			
		Nuclenor	2,0			

Todas las centrales son de agua a presión (PWR), excepto Cofrentes que es de agua en ebullición (BWR).

Figura 3. Fecha de cierre programada para las centrales nucleares españolas. (Fuente: [5])

Este apagón nuclear se debe a varias razones:

- **La preocupación por la peligrosidad de las centrales nucleares**

A lo largo de la historia ha habido siete accidentes nucleares graves, entre los que cabe destacar Chernobyl (Ucrania, 1986), Fukushima (Japón, 2011), la Isla de las 3 Millas (EE. UU, 1979), Tokaimura (Japón, 1999) y Mayak (Rusia, 1957).

Además, existen otro tipo de preocupaciones derivadas de la generación nuclear, como es la vida media de los residuos radiactivos, los cuales, hasta su total degradación tras miles de años, son muy contaminantes y difíciles de tratar, o el hecho de que las centrales suponen un objetivo tan sensible como peligroso de cara a potenciales sabotajes o ataques terroristas.

Todo lo mencionado anteriormente ha creado una opinión popular muy negativa respecto a este tipo de generación de energía eléctrica, que ha llevado a que muchos gobiernos adopten medidas para poder cerrar definitivamente las centrales nucleares de sus respectivos países.

- **Desarrollo de métodos alternativos de generación eléctrica**

La creciente concienciación global a favor del medio ambiente frente al cambio climático ha provocado un gran auge y desarrollo de las energías renovables, que son más limpias y menos peligrosas, además de estar profundamente respaldadas económicamente por los gobiernos.

Ante esta situación, y en la medida de lo posible, diversos países apuestan por reemplazar la mayor parte de su potencia nuclear instalada, por potencia proveniente de generación eléctrica renovable, como puede ser la eólica o fotovoltaica.

- **Tendencia global**

El cierre de centrales nucleares no es algo exclusivo de España, sino que, en Europa países como Austria, Bélgica, Italia, Alemania, Suecia o Suiza ya han aprobado, o materializado, el cierre de toda su generación nuclear.

Además, esta tendencia al cierre o abandono de centrales nucleares también se puede observar en países como Estados Unidos o Corea del Sur, si bien este último país además planea cerrar también las centrales térmicas de carbón, las cuales suponen el 40% de la generación eléctrica en dicho país.

También se está abandonando la generación eléctrica mediante centrales de carbón, dada su alta contaminación y efectos sobre el cambio climático y los consecuentes altos costes de los permisos de emisión de este tipo de centrales, que ya solo suponen un 5% de la producción eléctrica en España.

España ya ha presentado su PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) a la Unión Europea, en el cual especifica su compromiso de aumentar del 27% actual de potencia total renovable instalada, al 35%, para 2030. Esta cifra está por encima de la exigida por la propia Unión Europea, que obliga solamente al 32%.

Además, España también se ha comprometido a obtener el 100% de su energía eléctrica de fuentes renovables para 2050, fecha en la cual el gobierno español también ha anunciado que los vehículos eléctricos coparán el 100% del transporte.

Por todo lo anterior, se hace de vital interés el desarrollo y optimización de parques fotovoltaicos de gran potencia, que vayan supliendo el cierre de otros tipos de generación eléctrica. Sobre todo, dada

la situación geográfica absolutamente privilegiada de España dentro de Europa, gracias a la cual es el país con más radiación solar de Europa.

2. Tecnologías solares fotovoltaicas

2.1. El fenómeno fotovoltaico

El fenómeno fotovoltaico consiste en la transformación directa de radiación solar, incidente sobre un material semiconductor, en electricidad.

Un semiconductor, como por ejemplo lo es el silicio, selenio, germanio, cadmio, boro, indio o el galio, es un material aislante que pasa a ser conductor en unas determinadas circunstancias o tras añadirle ciertas sustancias, es decir, es un material que según el contexto actúa como aislante o como conductor.

Todo elemento químico es clasificado como conductor, aislante o semiconductor. Los conductores, se caracterizan por tener baja resistencia a la circulación de corriente eléctrica mientras que los aislantes, en cambio, tienen alta resistencia. Los semiconductores se encuentran entre ambos, hay que determinadas condiciones de presión, temperatura, radiación o campos magnéticos pueden hacer que un material de estas características actúe como aislante o conductor.

Existen dos subgrupos de semiconductores, los denominados tipo N y tipo P. La principal diferencia entre ellos es que un semiconductor tipo P tiene exceso de huecos, mientras que un tipo N tiene exceso de electrones. Esto resulta muy interesante, ya que al ponerse en contacto dos semiconductores, uno de cada tipo, los electrones de exceso del tipo N tienden a ocupar los huecos del tipo P en la superficie común de separación, de tal forma que se genera una diferencia de potencial, del orden de décimas de voltios, entre ambos. Consecuentemente, se genera un campo eléctrico mediante el cual se conserva el equilibrio (Figura 4).

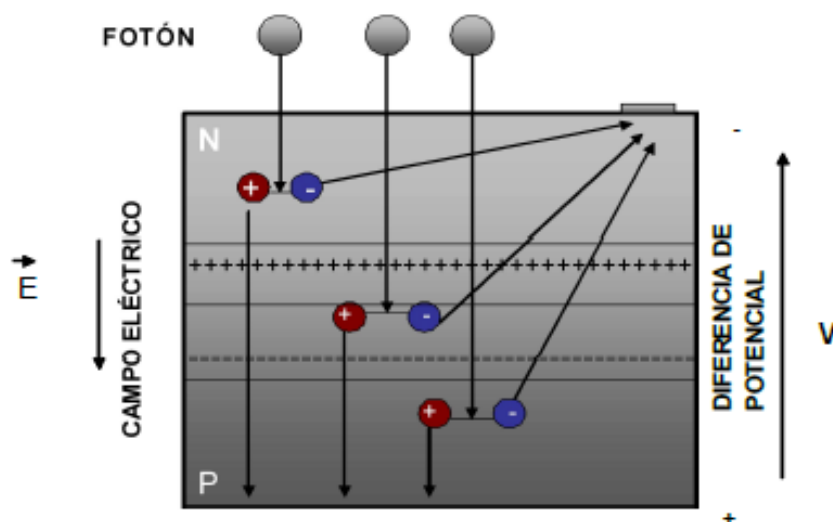


Figura 4. Situación en la zona de contacto entre un semiconductor tipo N y otro tipo P. (Fuente: [ALON19])

El efecto fotovoltaico tiene lugar gracias al impacto de un fotón (partícula de luz radiante) contra un electrón de la última órbita (denominado electrón de valencia) del material semiconductor en cuestión, generalmente silicio. Este choque provoca el traspaso de la energía con la que viajaba el fotón, al electrón, y si su valor es mayor a la fuerza de atracción del núcleo (energía de valencia), el electrón sale de su órbita y es libre para desplazarse a través del material (Figura 5).

Cada hueco libre dejado por un electrón liberado será ocupado, si se da la presencia de un campo eléctrico, por otro electrón que haya saltado de otro átomo. Este movimiento de electrones libres, llamados cargas eléctricas, es el que crea una corriente a lo largo del material, convirtiendo al semiconductor en conductor. La presencia del campo eléctrico, necesario para el fenómeno fotovoltaico, se garantiza con una unión P-N, ya explicada anteriormente.

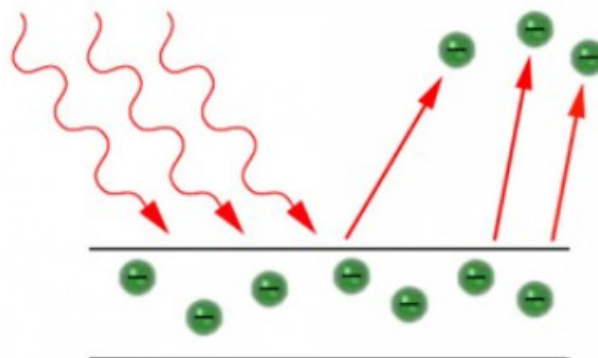


Figura 5. Impacto de fotones sobre el material semiconductor, liberando electrones. (Fuente: [46])

2.2. El panel fotovoltaico

Para poder definir con precisión lo que es un módulo o panel fotovoltaico, es necesario explicar en primer lugar lo que es una célula fotovoltaica, ya que un panel solar se crea a partir de la unión de muchas células fotovoltaicas conectadas entre sí generalmente en serie, de forma que se sumen las tensiones que son capaces de generar cada célula, aunque también hay casos en que se combinan conexiones en serie y en paralelo.

Lo que se conoce como célula fotovoltaica es la unión material de materiales semiconductores que hagan posible la transformación de radiación solar en energía eléctrica, gracias a una unión P-N que provoque el fenómeno fotovoltaico.

El principio físico de funcionamiento de una célula solar se basa en el fenómeno fotovoltaico, es decir, la circulación de corriente eléctrica debida a la diferencia de potencial producida entre los extremos de la carga a la que se conecta dicha célula. Esta corriente se compone a su vez de una corriente de iluminación (IL), debida a la radiación solar, y una corriente de oscuridad (ID), debida a la recombinación de electrones y huecos.

La célula solar tiene una serie de parámetros nominales que definen su funcionamiento, los cuales pueden verse reflejados en una gráfica intensidad-tensión (Figura 6).

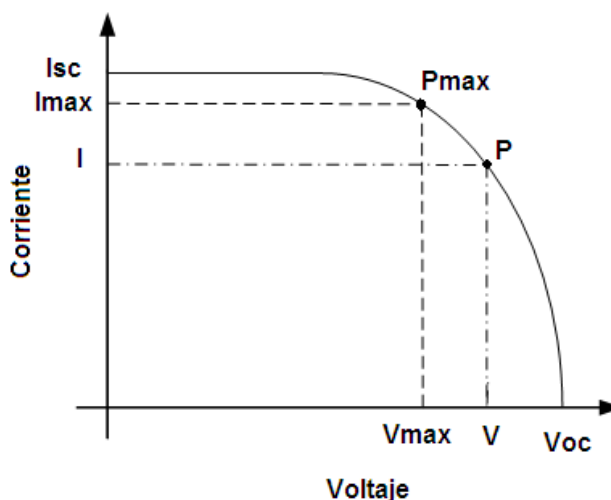


Figura 6. Gráfica intensidad-tensión de una célula fotovoltaica. (Fuente: [ALON19])

Los parámetros a destacar en esta gráfica son los siguientes:

- **La corriente de cortocircuito (I_{SC}):**

Se trata de la máxima intensidad que proporciona una célula solar, con un orden de magnitud aproximado que ronda las decenas de miliamperios. Es, por definición, la corriente de la célula cuando ésta se encuentra a 0 V de tensión entre sus bornes.

- **La tensión en abierto (V_{OC}):**

Es el voltaje máximo que se puede obtener de la célula fotovoltaica, que generalmente tiene el valor de 0,6V ya que la mayoría de células en el mercado son de silicio. Es, por definición, la tensión de la célula cuando no circula intensidad por ella.

- **La potencia máxima (P_{MAX}):**

De forma genérica, la potencia extraída de la célula se obtiene como el producto entre la intensidad y tensión a la que se encuentra. Dada la forma de la curva intensidad-tensión, existe un punto para el cuál la potencia se hace máxima, cuyos valores de tensión e intensidad salen expresados como V_{MAX} e I_{MAX} , respectivamente. Por lo general, la tensión V_{MAX} suele tener una magnitud aproximada del 80% de V_{OC} .

- **El factor de forma (FF):**

El nombre de factor de forma le viene dado porque define la curva según la expresión:

$$P_{MAX} = (I_{SC} \times V_{OC}) \times FF$$

Se trata de un factor cuyo valor máximo puede ser 1, de hecho, cuanto más alto sea el FF, mejor será la célula, ya que su valor de P_{MAX} sería lo más cercano posible al producto de la tensión e intensidad máximas que se pueden obtener de la célula.

- **La eficiencia (η):**

Es el parámetro que expresa la calidad, en cuanto a rendimiento, de la célula fotovoltaica, y queda definido a través de la expresión:

$$\eta = (I_{sc} \times V_{oc} \times FF) / (A \times G)$$

Siendo:

A el área de la célula, y G la irradiancia por unidad de área en condiciones estándar de medida (CEM), por tanto, $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

2.2.1. Clasificación

Los paneles fotovoltaicos pueden clasificarse en funciones de diversos factores, como pueden ser: la penetración tecnológica en el mercado, los materiales de fabricación, la estructura cristalina interna de la célula, la estructura del dispositivo o por el tipo de aplicación para el que es concebido.

En cuanto a los distintos materiales que se pueden usar para su fabricación, podemos distinguir entre materiales simples, binarios o ternarios.

Los simples son materiales semiconductores de la tabla periódica, como son el germanio, selenio o el silicio. Siendo este último el extendido a nivel de mercado.

Los materiales binarios son materiales compuestos, que generalmente surgen de la unión de elementos del grupo III con elementos del grupo V del sistema periódico. Tras la investigación realizada con este tipo de uniones, los más utilizados son el CdTe, AsGa, InP, CdS o Cu₂S.

Los materiales ternarios más destacables son compuestos como el AlGaAs o el más extendido, el CuInSe₂, dado que es el más eficiente dentro esta categoría.

No obstante, la clasificación podría alargarse todo lo que se quiera ya que el número de elementos presentes en una aleación de materiales semiconductores puede ser tan grande como se quiera. El factor determinante para que el rendimiento sea lo más alto posible en este tipo de aleaciones es que la energía de gap, “energía mínima necesaria para excitar a un electrón desde su estado ligado a un estado libre para que pueda participar en la conducción”, tenga un valor óptimo estimado entre 1,4 y 1,5 eV. Este valor supone un compromiso entre intensidad generada y tensión en circuito abierto, ya que, a mayor energía de gap, mayor intensidad generada y menor tensión en circuito abierto, y viceversa.

Fuera de las ya mencionadas, destacan las células de CuInGaSe₂, que alcanzan rendimientos superiores al 17%.

En relación a la estructura cristalina interna de los materiales que componen la célula, se ha de destacar las diferentes estructuras existentes: monocristalinas, multicristalinas, híbridas y amorfas.

La estructura del dispositivo hace referencia a los distintos materiales empleados para realizar la unión P-N que hace posible el efecto fotovoltaico en la célula. Cabe destacar homouniones y heterouniones.

Las homouniones consisten en formar una unión por difusión de dopantes desde lados opuestos de la célula, sobre un único material. En cambio, las heterouniones se crean sobre dos materiales distintos, fabricados con tecnologías diferentes.

Otro tipo de diferenciación a la hora de clasificar la estructura del dispositivo, es el número de uniones P-N que contiene la célula. Cuando la célula tiene una única unión se considera una unión simple, mientras que se denomina multiunión a la superposición de varias uniones P-N dentro de una misma célula.

También forma parte de la clasificación por tipo de estructura el número de dispositivos que conforman una misma célula. Existen monocélulas (formadas por un único dispositivo), tándem o cascada (combinación de varias células, cada una especializada en un rango del espectro solar, con el fin de mejorar el rendimiento del dispositivo), monolíticas (combinación también de varias células, pero colocadas una encima de otra, de forma que la radiación es absorbida por la primera célula y esta se traspasa de una a otra) y con separación espectral (similar al tándem, solo que emplea espejos para dividir la radiación incidente).

Se ha de destacar que los dispositivos en tándem o cascada son los que consiguen una mayor eficiencia, pero su uso aún no es comercial dado su alto coste de fabricación y complejidad.

El tipo de aplicación que se vaya a dar al módulo fotovoltaico en cuestión también resulta ser determinante para su clasificación, ya que basará su funcionamiento en una tecnología u otra en función de las condiciones de cada situación, priorizando en cada caso, por ejemplo, el rendimiento o el precio.

Las principales aplicaciones para las que se puede clasificar un panel solar son las aplicaciones terrestres sin concentración, con concentración, aplicaciones para integración de edificios o aplicaciones en el espacio.

Por último, las diferentes tecnologías del funcionamiento básico de un panel fotovoltaico son clasificadas, además, según su penetración o aceptación en el mercado.

En este sentido podemos decir que las principales tecnologías a nivel comercial serían la tecnología del silicio cristalino, de lámina delgada, de concentración y bifacialidad, que se explican con más detenimiento a continuación.

2.2.1.1. Silicio cristalino

Esta tecnología está ampliamente extendida, y constituye alrededor del 90% de la producción y comercialización de paneles solares a nivel mundial. En general se trata de una tecnología con buena eficiencia a precios muy competitivos.

Sin embargo, existen dos subgrupos dentro de esta tecnología, los paneles de silicio monocristalino y policristalino, ambos con similar aceptación comercial, aunque ligeramente superior en el caso del silicio policristalino.

Los módulos de silicio policristalino se caracterizan por tener rendimientos entre el 12 y 14%, mientras que el silicio monocristalino alcanza una eficiencia que oscila entre el 14 y 18%, pero a costa de un mayor coste de fabricación.

2.2.1.2. Lámina delgada

La idea sobre la que se sustenta este tipo de tecnología es la de abaratar costes, lo que se consigue disminuyendo la cantidad de material semiconductor que contiene cada módulo, llegando a reducir unas 100 veces los espesores empleados en la tecnología del silicio cristalino.

Este ahorro en material supone, lógicamente, una pérdida significativa de eficiencia del módulo, que ronda en este caso el 7 o 8%.

Los materiales más comunes para la fabricación de este tipo de paneles son el silicio amorfo, el CdInCuSe_2 y el telururo de cadmio.

El silicio amorfo es un material inestable, lo que implica que es tendente a perder eficiencia con el paso del tiempo.

El CdInCuSe_2 , y toda la tecnología en la que se basa, se encuentra actualmente en desarrollo.

En el caso del telururo de cadmio, el principal problema viene dado por lo perjudicial que resulta el cadmio para la salud humana.

2.2.1.3. Concentración

La tecnología de los sistemas de concentración se fundamenta en incluir elementos ópticos, como lentes o espejos, que potencien la radiación que llega a la célula en hasta 1000 soles. Además, esto conlleva una reducción en el tamaño necesario de la célula.

Para ello, se requiere una muy buena precisión en el seguimiento de la trayectoria del sol por parte de los sistemas ópticos.

El resultado de aplicar estos principios de funcionamiento es un rendimiento muy por encima del resto de tecnologías del mercado que ronda el 40 o incluso 50%.

En consecuencia, también provoca unos costes muy altos comparativamente. No obstante, aún se encuentra en fase de experimentación, lo que lo sitúa, según un sentimiento general, en la categoría de la tecnología con más proyección de futuro.

Los materiales más empleados en concentración son el silicio cristalino y el arseniuro de galio. También se recurre a las células multicapa con el fin de una mejor captación del espectro solar.

2.2.1.4. Bifacialidad

La bifacialidad es una tecnología en completo auge dentro del mercado fotovoltaico. Este tipo de tecnología aprovecha la radiación reflejada en el suelo, gracias a incorporar células solares en ambas caras del panel (Figura 7), lo cual consigue aumentar el rendimiento del panel, de forma adicional, en lo que se estima que es un 2 o 3% (según BiTEC).

Su entrada en el mercado es tal, que está transformando el diseño de estructuras de soporte para paneles, y en general de las plantas fotovoltaicas.

Las plantas solares bifaciales se caracterizan por tratar de maximizar la producción optimizando el aprovechamiento del recurso solar tanto en la cara delantera como trasera de los paneles. Para ello, la planta se ha de diseñar teniendo en cuenta parámetros como el albedo, altura de la instalación, sombras y distancia entre filas de paneles.

La reflexión solar resulta un fenómeno complejo de estudiar, con difícil estimación y medición. Con el fin de ampliar el conocimiento del comportamiento de los paneles bifaciales, en 2018 se fundó el centro de investigación BiTEC (Bifacial Tracker Evaluation Center).

Las estimaciones realizadas por BiTEC indican que, a pesar que un módulo bifacial tiene un coste algo superior a un módulo monofacial, la diferencia en la eficiencia del panel es tal que puede generar ventajas económicas y una mayor rentabilidad de la inversión en una planta fotovoltaica.

Se ha de mencionar, que el BiTEC llegó también a la conclusión de que dicho aumento en el rendimiento del panel varía en función del tipo de seguidor que se instale en la planta, obteniéndose una mayor eficiencia en plantas solares con seguidores con configuración 2P, que con seguidores con configuración 1P.

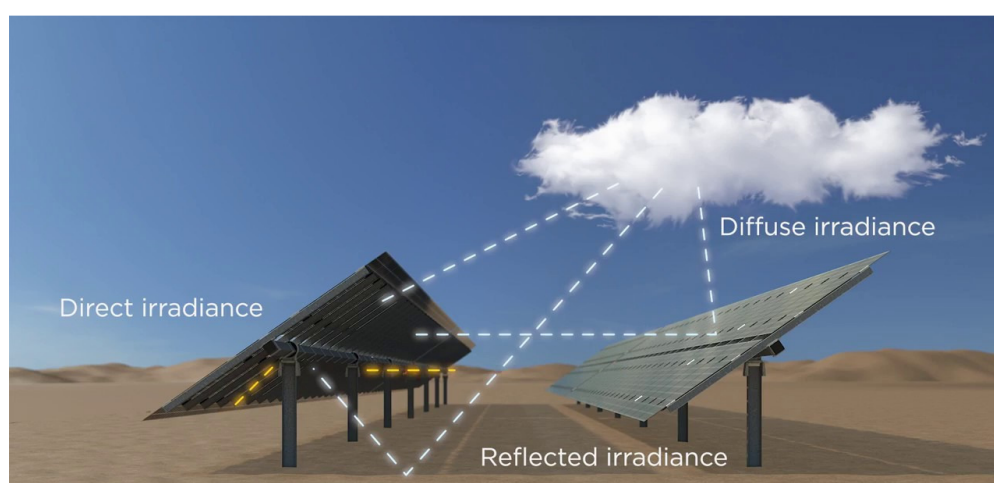


Figura 7. Principio de bifacialidad en paneles solares fotovoltaicos (Fuente: Soltec)

2.2.2. Fabricación

Dado que una única célula fotovoltaica solo es capaz de proporcionar una tensión del rango de décimas de voltio y una corriente del orden de miliamperios, se opta por la interconexión de células solares en serie, aunque también hay modelos combinados serie-paralelo, con el fin de que se sume la tensión proporcionada por cada célula.

El modelo más habitual de panel solar en el mercado está compuesto por 36 células interconectadas en serie entre ellas, lo cual proporciona una tensión que ronda generalmente los 12V en condiciones normales de operación, y para su protección se recurre a procesos de laminación y encapsulado.

Para la fabricación de paneles fotovoltaicos hay procesos que pueden automatizarse fácilmente, como son el encintado e interconexión de células, pero por lo general el resto de procesos necesarios para su obtención final son de difícil automatización.

El proceso de fabricación del panel comienza con el encintado e interconexión de células, proceso se puede automatizar gracias a soldaduras especiales que fijan la unión del dorso de una célula con la cara frontal de la otra.

El encintado consiste en soldar dos tiras de cobre con estaño sobre los buses de la superficie de la célula que son los encargados de conducir la corriente hasta el exterior de la misma. La interconexión consiste en formar cadenas, conectadas entre sí, y dispuestas en forma de matriz. Una vez unidas, las células se encapsulan en una estructura “tipo sándwich”, que consta de una lámina de vidrio templado, otra de material orgánico, otra de sustrato orgánico y finalmente por una cubierta compuesta por varias láminas de polímero. No obstante, la estructura de cada modelo de panel varía según cada fabricante.

A continuación, se sella al vacío el conjunto, y se inserta en un horno especializado para su laminación. El objetivo de este proceso es conseguir un material compacto, con todas las capas que se desean, y sin aire en su interior.

Para finalizar, se rodea la superficie del panel con un material que garantice su protección frente a las partes metálicas que forman parte del marco de soporte. Dicho marco, generalmente de aluminio, tiene como objetivo proteger frente a golpes o humedad y hacer más manejable el módulo.

También se instala una caja de conexiones en la salida de los terminales del panel para facilitar su conexión al cableado de la instalación (Figura 8).

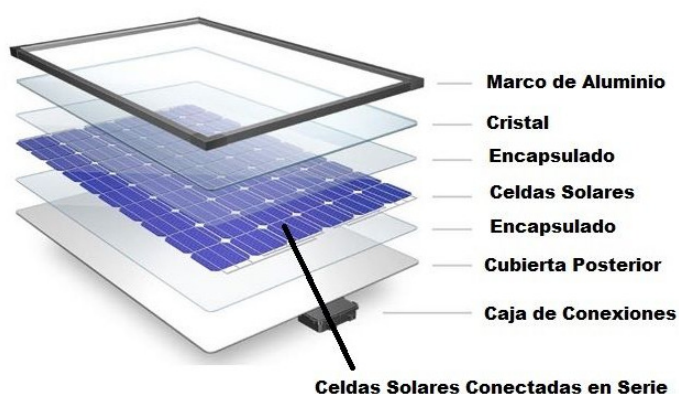


Figura 8. Partes que componen un panel solar fotovoltaico. (Fuente: [22])

Adicionalmente, los paneles disponen de diodos de bloqueo, cuyo fin es proteger el módulo fotovoltaico frente a posibles agentes externos que perjudiquen su funcionamiento. La conexión de dichos diodos es tal que no afecte a las condiciones normales de operación del panel, pero dado el caso de que alguna célula quede cubierta o sombreada, el diodo cortocircuita la cadena en la que se encuentre ubicada evitando que dicha célula se convierta en una carga, que puede calentarse y llegar a dañar el módulo.

2.2.3. Curva característica

La curva característica de un panel solar no es más que una gráfica intensidad-tensión, que define su comportamiento según una serie de factores.

Los principales factores que afectan a la curva característica son factores ambientales. En concreto, la irradiancia incidente sobre la superficie del panel, la temperatura del mismo y la distribución espectral de la luz solar.

La dependencia de la curva con la irradiancia se muestra en la figura 9, que muestra un ejemplo de curva característica de un panel solar fotovoltaico comercial. Es importante destacar que dicha curva se produce para unas condiciones de temperatura y distribución del espectro solar concretos. Además, la gráfica incluye la curva de potencia generada por el módulo, que no es más que el producto en cada momento de la tensión por la intensidad.

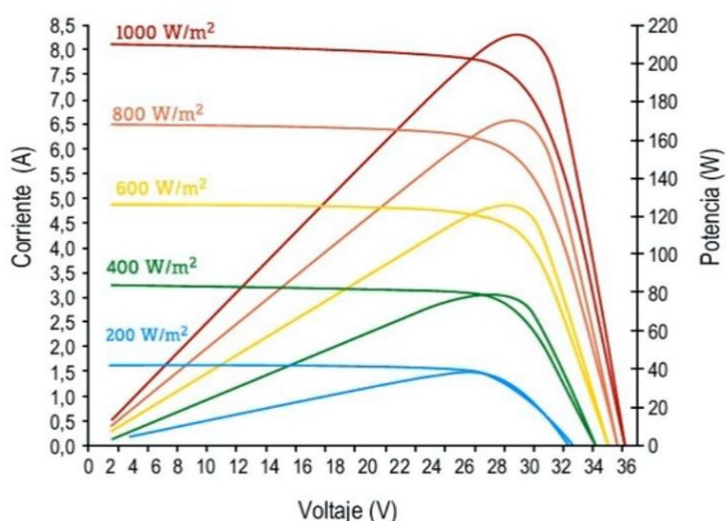


Figura 9. Curva característica de un panel fotovoltaico comercial en función de la irradiancia y para una temperatura y distribución del espectro solar concretos. (Fuente: [22])

La dependencia de la temperatura se muestra en la figura 10, en la cual, para unos parámetros de irradiancia y distribución del espectro solar concretos, se puede apreciar como varía dicha curva característica.

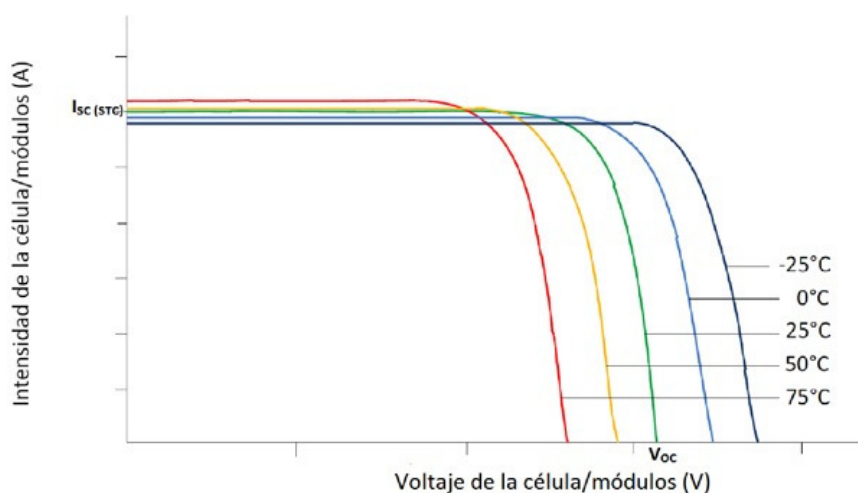


Figura 10. Curva característica de un panel fotovoltaico comercial en función de la temperatura y para una irradiancia y distribución del espectro solar concretos. (Fuente: [22])

La dependencia con la distribución del espectro solar se debe, en definitiva, a la variación del mismo en función de la hora del día y la época del año. Para tener en cuenta este fenómeno, se toma un factor que es resultado de la comparativa entre lo que se considera un espectro estándar y el espectro medido en el momento de dibujar la curva característica del panel. Este factor, denominado espectral, se multiplica a la corriente de cortocircuito del panel, y es este hecho el que permite su calibración.

En este sentido, se hace necesario definir lo que se consideran condiciones estándar de medida (CEM), y su diferencia con las condiciones nominales de operación.

Se considera universalmente como CEM a aquellas condiciones en las que se produzca una irradiancia de 1000 W/m² (lo que también se conoce como 1 sol), con distribución espectral de AM 1,5 G, temperatura de la célula de 25°C e incidencia normal de la radiación.

Sin embargo, estas condiciones tan específicas tienen lugar muy pocas veces a lo largo de la vida útil del panel, dado que la irradiancia de 1000 W/m² es aproximadamente la radiación incidente a mediodía. Nótese que a esa hora es probable que la temperatura del panel supere los 25°C que estipulan las CEM.

Todo esto provoca una necesidad de definir unos valores más realistas de operación habitual del módulo fotovoltaico, como son, irradiancia 800 W/m², velocidad del viento de 1 m/s, temperatura ambiente de 20°C y temperatura normal de operación de la célula (TONC, la cual representa la temperatura que alcanzaría la célula para 800 W/m², 1 m/s y 20°C, que en el caso del silicio cristalino es de 47°C). La temperatura de la célula quedaría expresada en función de la TONC, la temperatura ambiente y la irradiancia en ese instante:

$$T_c = T_a + (TONC - 20) E / 800$$

2.2.4. Ficha técnica

Un panel ha de tener un tiempo de vida útil de más de 20 años (actualmente los fabricantes ya empiezan a garantizar 25 años de vida), además de tener fiabilidad ante situaciones climáticas desfavorables. Esta necesidad hace que los fabricantes se vean obligados a someter sus paneles solares a ensayos de cualificación y calidad, con el fin de garantizar todo lo anterior.

Por esta razón, todo fabricante de módulos fotovoltaicos ha de proporcionar la ficha técnica del panel en cuestión que vayan a comercializar. Esta ficha ha de incluir todos los datos específicos del módulo, entre los cuales destacan las características constructivas y eléctricas, parámetros más significativos, tolerancias y certificados.

2.3. Estructuras de soporte y anclaje

Los módulos de una instalación fotovoltaica han de ir fijados a algún tipo de estructura que ejerza de soporte para ellos. Estas estructuras de soporte y anclaje son de vital importancia por diferentes motivos.

En primer lugar, los paneles solares tienen un coste elevado, por lo que se ha de asegurar su protección ante todo tipo de inclemencias climáticas, especialmente el viento. Por tanto, este tipo de soporte ha de ser especialmente robusto y resistente a la corrosión, y para ello, se emplea generalmente acero galvanizado o aluminio anodizado, tanto para la estructura en sí, como para los tornillos de unión con los paneles.

En segundo lugar, el soporte también fija la orientación e inclinación de los módulos, factores que son determinantes a la hora de maximizar la producción eléctrica de los mismos.

La orientación de los módulos ha de ser por norma general norte-sur, es decir, hacia el sur, para optimizar así su producción. Esto se conoce como la dirección de azimut cero.

Existen distintos tipos de estructuras, fácilmente clasificables en estructuras fijas o de seguimiento solar.

2.3.1. Estructuras fijas

Se trata de la estructura más simple y económica. Este tipo de soporte sujeta los módulos con una inclinación fija (Figura 11), que deberá ser seleccionada en función de la latitud del emplazamiento donde esté ubicada la instalación y de las necesidades que se quieran cubrir con el uso de la misma.



Figura 11. Estructura de soporte fija para paneles solares fotovoltaicos. (Fuente: [47])

En el caso de España, la inclinación óptima, solo atendiendo a la latitud, se encuentra aproximadamente entre los 40° y 60° con respecto al suelo.

Además, en función de las necesidades que se quieran cubrir con la generación eléctrica de la instalación, se ha de considerar:

- Para priorizar un mayor rendimiento de la instalación en invierno, se han de colocar los módulos solares con una inclinación de 20° adicionales a los que le corresponde al emplazamiento dada su latitud.
- Para priorizar un mayor rendimiento de la instalación en primavera o verano, se han de colocar los módulos solares con la inclinación correspondiente al emplazamiento dada su latitud.
- Para un rendimiento de la instalación lo más uniforme posible a lo largo de todo el año, se han de colocar los módulos solares con una inclinación de 20° adicionales a los que le corresponde al emplazamiento dada su latitud.
- Para tratar de maximizar la captación de radiación solar durante todo el año, se han de colocar los módulos solares con una inclinación del 85% de la correspondiente al emplazamiento dada su latitud.

Las diferentes variedades de estructuras fijas que se comercializan permiten la colocación de los paneles fotovoltaicos en diferentes lugares, como puede ser el suelo, postes, paredes o tejados.

2.3.2. Seguidores

Dado que la producción de un módulo fotovoltaico se maximiza cuando la radiación solar incide sobre él formando 90° con su superficie, se puede deducir fácilmente que con una estructura fija no se conseguirá formar este ángulo más que en un momento concreto del día. Es por esto, que con el fin de aprovechar al máximo la radiación solar, se dota a la estructura de soporte de los paneles con un sistema de seguimiento de la trayectoria del sol, denominándose a este tipo de estructura de seguimientos como seguidores (Trackers), pudiendo ser estos en uno o dos ejes.

Está especialmente recomendado el uso de seguidores en zonas de poca nubosidad, donde se maximiza la captación solar mejorando muy notablemente el rendimiento en la producción de energía eléctrica.

2.3.2.1. Un eje

Se trata del sistema de seguimiento más simple, y, en consecuencia, más económico. Este tipo de estructura de seguimiento permite a los paneles, que están fijados rígidamente a ella y ya orientados correctamente hacia el sur, rotar entorno a un eje este-oeste (Figuras 12).



Figura 12. Seguidor solar de un eje (este-oeste). (Fuente: [24])

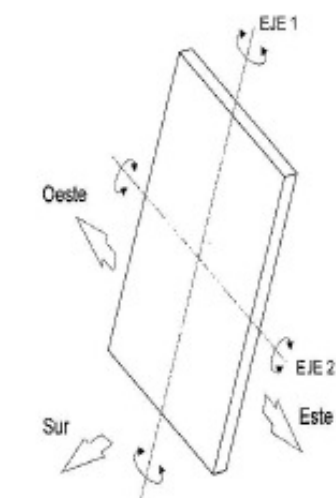
Destacan por tener muy buena relación entre el precio y la mejora del rendimiento de la instalación, además de tener una buena adaptación a cubiertas.

El seguimiento en un eje puede llegar a aumentar la producción de la instalación entre un 25 y 35%.

2.3.2.2. Doble eje

El seguimiento solar en dos ejes permite variar la orientación e inclinación del panel, con un eje norte-sur y otro este-oeste (Figura 13).

Este tipo de estructura está pensada para maximizar la producción a lo largo de todo el año, ya que permite variar la orientación de los módulos, además de seguir la trayectoria del sol a lo largo del día.



Seguimiento en 2 ejes

Figura 13. Seguidor solar de dos ejes. (Fuente: Bio-Sol)

Esta tecnología de seguimiento permite que la captación de los rayos solares incida perpendicularmente a la superficie de los módulos en todo momento. Por tanto, permite aumentar la producción eléctrica de la instalación en un 5 o 10% adicional a la mejora que ya proporcionaba el seguimiento en un eje. Sin embargo, este tipo de seguidores también tienen un elevado coste.

3. Sistema fotovoltaico conectado a red

Los sistemas fotovoltaicos, más allá de su gran utilidad para generar electricidad para autoconsumo, son una solución alternativa, limpia y renovable, a la generación eléctrica convencional a gran escala, si se conecta el sistema a la red.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red se caracterizan por ser sistemas no contaminantes, capaces de reducir la emisión de gases nocivos a la atmósfera además de usar recursos locales para la generación de energía, lo cual evita una dependencia del mercado exterior de materias primas como el petróleo o el carbón (el carbón de origen nacional es de baja calidad y resulta más rentable su importación).

Una planta fotovoltaica conectada a red se compone de los siguientes subsistemas (Figura 14):

- Generador fotovoltaico
- Unidad de acondicionamiento de potencia
- Protecciones eléctricas
- Equipos de medida de energía eléctrica
- Línea eléctrica de media tensión
- Centro de seccionamiento para interconexión con la subestación de la compañía eléctrica

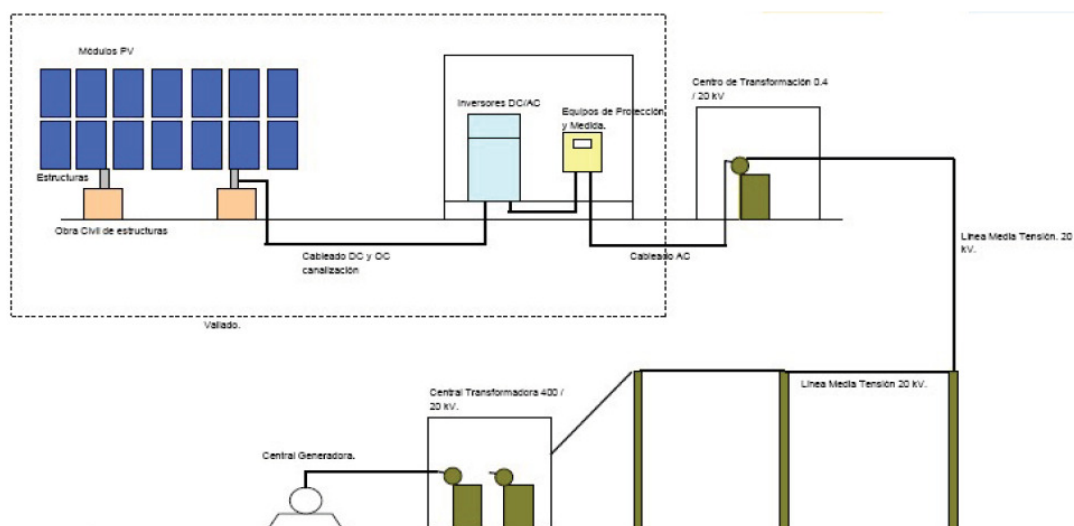


Figura 14. Esquema de conexión de una planta solar fotovoltaica conectada a la red de transporte y distribución eléctrica. (Fuente: [ALON19])

3.1. Generador fotovoltaico

3.1.1. Componentes

Todos los elementos que conforman el generador fotovoltaico, es decir, todos los componentes que se ubican aguas abajo del inversor, se detallan a continuación.

3.1.1.1. Paneles fotovoltaicos

La conexión de módulos en serie en una instalación fotovoltaica se denomina rama o cadena de módulos ('string' en inglés). La planta puede tener la configuración que se desee, pero el número de módulos en serie en cada rama o el número de ramas de la instalación han de respetar las condiciones de funcionamiento de otros elementos de la instalación como puede ser el inversor.

Se hace necesaria la instalación de diodos bypass en aquellas ramas con tensión en abierto superior a los 30 V, de forma que se facilite un circuito alternativo para la corriente proveniente de una rama que puede tener células parcialmente sombreadas. No obstante, el fabricante de los paneles suele incorporar este tipo de diodo ya en su producto.

En grandes instalaciones fotovoltaicas con paneles de silicio cristalino se hace recomendable la instalación de diodos de bloqueo en serie con las ramas para prevenir pérdidas por caída de tensión, que se acentúa con este tipo de tecnología.

3.1.1.2. Cajas de conexión

La disposición del parque y los elementos que lo componen hacen necesaria una u otra unión de diferentes líneas de baja tensión en una sola, para su posterior conexión a los inversores.

Esta unión se hace mediante cajas de conexión, que dispondrán de un número determinado de entradas y una única salida. Además, este tipo de cajas se denominan cajas de protección, porque suelen albergar las debidas protecciones eléctricas en baja tensión ya en su interior.

Las cajas disponen de un fusible en cada una de sus entradas, que es la protección eléctrica contra sobrecargas, limitando la intensidad que puede circular a través suyo.

También disponen en su interior de la protección contra sobretensiones, en forma de descargador de tipo 2 generalmente, que son elementos que están tarados a una determinada tensión, siendo aislantes hasta alcanzar dicho valor y conductores una vez alcanzado. Y finalmente, un seccionador a la salida que también limita el funcionamiento según unos determinados parámetros de intensidad y tensión máximos.

3.1.1.3. Cables de baja tensión

Los cables de baja tensión deben de cumplir con los requisitos que se especifican en la ITC-BT, detallados en el apartado de cálculos eléctricos de este proyecto.

Son los encargados de conducir la corriente proveniente de los paneles solares hasta el inversor, y posteriormente hasta el transformador. A lo largo de este camino, se deberán distinguir los diferentes tramos de la instalación, atendiendo a las diferentes circunstancias de cada uno, para posteriormente dimensionar correctamente cada tramo.

Los cables de baja tensión pueden ser de material conductor de cobre o aluminio. El cobre es más conductor que el aluminio, necesitando una menor sección para conducir la misma intensidad de corriente, pero también resulta más caro. La elección de uno u otro se tomará según los cálculos eléctricos del proyecto.

3.1.1.4. Estructura de soporte

En grandes instalaciones fotovoltaicas la elección de la correcta tecnología de la estructura de soporte y seguimiento tiene un impacto directo en la producción energética y la viabilidad económica del proyecto.

Así mismo, también es determinante la disposición de dichas estructuras, cuyo parámetro de más impacto es la distancia entre hileras de módulos, para evitar posibles sombreados, que también pueden evitarse con algoritmos como el 'backtracking'.

3.1.2. Estimación de la energía eléctrica vertida a la red

La energía que teóricamente va a verter una instalación fotovoltaica a la red para tecnología de paneles bifaciales se puede estimar mediante la siguiente fórmula:

$$E_{Grid} = \frac{(GlobEff + Globrs * BF) * PR * Pp}{Gcem}$$

Donde:

E_{grid} es la energía vertida finalmente a la red (kWh), $G_{l\acute{o}bE\acute{f}f}$ es la irradiancia efectiva en plano receptor (kWh/m^2), $G_{l\acute{o}b r s}$ es la irradiancia efectiva en la cara trasera (kWh/m^2), BF es factor de bifacialidad propio del panel (calculado como el cociente entre la potencia de la cara posterior entre la potencia de la cara delantera), P_p es la potencia pico instalada en la planta fotovoltaica, $G_{CEM} = 1\text{ kW}/m^2$ por ser la irradiancia en condiciones estándar de medida, que son: $AM=1,5G$ ($\alpha=48^\circ$) y $T_{amb} = 25^\circ C$. Y, PR es el rendimiento de la instalación (Performance Ratio), que engloba todas las pérdidas que se detallarán a continuación en el apartado correspondiente.

3.1.2.1. Irradiación en el emplazamiento

Los datos climatológicos específicos para el emplazamiento donde tiene lugar el proyecto se pueden obtener de diferentes fuentes para su verificación y una mejor exactitud.

Las bases de datos consultadas para este proyecto son Meteonorm y la NASA, siendo Meteonorm la más ponderada a la hora del cálculo ya que es específica de España, y consecuentemente se supone más precisa.

Estas fuentes de datos proporcionan unos valores de radiación que afectan directamente a la estimación de la producción eléctrica del parque fotovoltaico, por lo que es lógico tener en cuenta el error que estas bases de datos puedan tener. Este error puede llegar a ser del 4%.

3.1.2.2. Ratio de la instalación fotovoltaica

El ratio de una planta solar fotovoltaica es la relación existente entre la potencia pico total instalada por media de los paneles solares, y la potencia nominal total del campo de inversores.

Los valores típicos de una planta fotovoltaica oscilan entre el 1,15 y el 1,25 de ratio, lo que significa que se puede sobredimensionar un 15% o un 25% la potencia pico instalada con respecto a la potencia nominal del campo de inversores.

Un mayor ratio de la instalación supone un ahorro de inversores, pero también se corre el riesgo de que el inversor se sature y no sea capaz de evacuar toda la potencia que le llega, ocasionando importantes pérdidas en el sistema. Este hecho se debe tener en cuenta a la hora de modelizar y simular un sistema fotovoltaico, pues se deberá intentar obtener la mayor ratio posible que no implique grandes pérdidas. Esto se consigue simulando con diferente número de inversores, y se puede observar cómo hay un salto significativo en el valor de dichas pérdidas en un momento dado. Se deberá seleccionar por tanto el número de inversores inmediatamente anterior a dicho salto.

El caso de una planta solar fotovoltaica con paneles bifaciales es diferente, pues se tiende a instalar valores de potencia pico similares a la potencia nominal del campo de inversores, ya que en el cómputo del ratio no se tiene en consideración la potencia del panel en la cara posterior. Este hecho es debido a que todavía existe poca experiencia de la ganancia de radiación en la cara posterior del panel, de esta forma si esta ganancia fuera superior a lo estimado, se contaría con un margen suficiente de capacidad en los inversores para poder evacuar la energía de la planta sin introducir pérdidas inasumibles en los inversores.

3.1.2.3. Orientación e inclinación de los paneles

Un módulo fotovoltaico optimiza su producción eléctrica cuando los rayos solares inciden perpendicularmente a la superficie del panel. Es por esta razón que la eficiencia de la instalación dependerá en gran parte de la capacidad tecnológica de la que disponga el parque solar para seguir la trayectoria solar y conseguir esa incidencia perpendicular de la radiación.

En este sentido, la inclinación y orientación de los módulos definirán una parte considerable del rendimiento de la instalación en cada momento.

La dirección del eje de los seguidores será norte-sur con el objeto de que los paneles estén orientados al sur. Bajo estas consideraciones, el azimut es cero.

En cuanto a la inclinación, lo más normal es utilizar seguidores este-oeste, es decir, de eje azimutal, que sigan la trayectoria solar tratando de conseguir perpendicularidad en la incidencia solar en los paneles. Este seguimiento se basa en modelos matemáticos que pueden llegar a tener un 2% de error.

3.1.2.4. Pérdidas de la instalación

A continuación, se detallan las diferentes pérdidas que pueden producirse en la instalación y cómo reducirlas o eliminarlas.

3.1.2.4.1. Pérdidas por dispersión de la potencia del módulo

Cada módulo tiene una potencia pico que dependerá del modelo o marca del panel solar. Esta potencia puede tener una pequeña variación entre paneles del mismo modelo debido a su proceso de fabricación.

Esta dispersión en la potencia del módulo puede rondar el 1% de error en el valor de la potencia pico de un módulo.

Consecuentemente, este error se traduce en una ganancia si ante la producción de un panel se obtiene el 1% más de lo esperado.

3.1.2.4.2. Pérdidas por mismatch

En relación con las pérdidas por dispersión en la fabricación de los paneles solares, se produce otro tipo de pérdida llamada ‘mismatch’.

Dado que la instalación fotovoltaica se distribuye en cadenas de paneles en serie, por cada cadena (string) solo podrá circular una intensidad. Esta corriente sería la esperada si todos los módulos tuviesen la misma potencia pico, pero como ya hemos mencionado, esta puede variar en un 1%.

En el caso de que alguno de los paneles tuviese una potencia pico menor al resto, lo que ocurriría sería que dicho panel limita la corriente, siendo la intensidad que circula por la cadena menor de la esperada. Esto provoca que llegue menos intensidad al inversor correspondiente, disminuyendo la producción.

Dado que la dispersión en un panel puede ser del 1%, las pérdidas por mismatch también rondarán el 1%.

3.1.2.4.3. Pérdidas por suciedad

La suciedad acumulada sobre la superficie de un panel, como pueda ser el polvo, disminuye la capacidad de captación de radiación del mismo, y disminuye consecuentemente su producción de potencia.

Las pérdidas por suciedad se estiman con unos valores típicos de un 2% para un mes sin lluvia, y de un 0,5% para un día de lluvia. De ahí que los gastos de limpieza hayan de tenerse en cuenta durante la vida útil de la instalación, incluidos en los costes de operación y mantenimiento de la misma.

3.1.2.4.4. Pérdidas LID

Son las pérdidas en los paneles solares derivadas de la degradación inducidas por la luz, que son pérdidas instantáneas que se producen en los primeros días de funcionamiento de la planta, consecuencia de las moléculas de oxígeno que han quedado encapsuladas en el material semiconductor. Su valor suele ronda el 1%.

3.1.2.4.5. Pérdidas angulares o espectrales

Este tipo de pérdida se debe a que un panel fotovoltaico tiene una potencia pico referida a unas condiciones estándar de medida (CEM), que no suelen ser las habituales.

Además, los módulos solares son espectralmente selectivos. Esto quiere decir que la intensidad generada por un panel depende de la onda del espectro solar que reciba, lo que puede traducirse bien en pérdidas o en ganancias.

3.1.2.4.6. Pérdidas por temperatura

Este tipo de pérdidas se hace muy significativo en general, ya que es habitual instalar módulos fotovoltaicos en emplazamientos que reciban mucha radiación solar, la cual suele ir acompañada de temperaturas altas.

La potencia pico de un panel solar está referida a las CEM, que especifican una temperatura del panel de 25°C. Esto implica que, a temperaturas mayores a la indicada, el panel tendrá pérdidas.

Las pérdidas por temperatura son de aproximadamente 0,5% por cada grado centígrado superior a las CEM (aunque es un dato técnico de cada panel, suministrado por el fabricante).

La temperatura de la célula puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + \frac{T_{ONC} - 20}{800} G$$

Donde:

G es la irradiación (kWh/m²), TONC es la temperatura nominal de operación del panel (°C) y Ta la temperatura ambiente (°C).

Las pérdidas exactas ocasionadas por la temperatura también son calculables con la expresión:

$$1 - \delta(T_c - T_c^*)$$

Donde:

δ es la tasa de pérdidas por temperatura del panel (suministrada por el fabricante), Tc la temperatura del panel (°C) y Tc* es la temperatura en condiciones estándares de medida (25°C).

3.1.2.4.7. Pérdidas por caída de tensión en el cableado

Las pérdidas por caída de tensión en el cableado se deben a la impedancia del conductor, lo que provoca una reducción de la tensión al final de la línea.

Este tipo de pérdidas por norma han de ser inferiores al 1,5%, según la ITC BT-14 ‘Línea general de alimentación’. No obstante, estas pérdidas son fácilmente reducibles con un buen diseño de la sección del cableado, evitando sobredimensionar el mismo.

Para el dimensionado del cableado en baja tensión se debe hacer uso de la ITC BT-07 ‘Redes subterráneas para distribución en baja tensión’ y de la ITC BT-21 ‘Tubos y canales protectores’.

3.1.2.4.8. Pérdidas por rendimiento del inversor

El rendimiento de un inversor varía en función de la tensión y de la carga, siendo máximo a mitad de carga.

Para evaluar diferentes inversores y compararlos entre sí se usa el llamado rendimiento europeo que queda definido según la siguiente expresión:

$$\eta_{EUR} = 0,03\eta_5 + 0,06\eta_{10} + 0,13\eta_{20} + 0,1\eta_{30} + 0,48\eta_{50} + 0,2\eta_{100}$$

Donde:

Los distintos η son los rendimientos correspondientes al porcentaje de carga acorde a su subíndice (porcentaje de potencia nominal).

Un ejemplo de rendimientos habituales de un inversor comercial podría ser el mostrado en la Figura 15.

Eficiencia del Inversor Ingecom Sun 100	(%)
Máxima Eficiencia	96,2
Eficiencia Europea	95,1
Eficiencia al 5 % de la potencia nominal	84,4
Eficiencia al 10 % de la potencia nominal	90,7
Eficiencia al 20 % de la potencia nominal	94,5
Eficiencia al 30 % de la potencia nominal	95,6
Eficiencia al 50 % de la potencia nominal	96,1
Eficiencia al 100 % de la potencia nominal	95,9

Figura 15. Rendimiento en función de la carga de un inversor comercial. (Fuente: Ingeteam)

3.1.2.4.9. Pérdidas por limitación de potencia del inversor

Este tipo de pérdidas denominadas por ‘derating’ se deben una limitación impuesta a la potencia del inversor cuando este sobrepasa una determinada temperatura, especificada por el fabricante, con el objetivo de proteger el inversor dado su elevado coste.

3.1.2.4.10. Pérdidas de seguimiento del punto de máxima potencia

Dada la incertidumbre en las características de los módulos por su fabricación, se producen distintas intensidades y tensiones en las ramas, lo que puede provocar una deformación de la curva característica de la cadena, pudiendo crear falsos puntos de máxima potencia.

Este tipo de pérdidas se tratan de evitar con algoritmos que busquen el punto de máxima potencia.

3.1.2.4.11. Pérdidas por sombreado

Las sombras resultan muy dañinas para una instalación fotovoltaica, ya que no solo provocan que las células afectadas del panel no produzcan electricidad, sino que bloquea la producción de las células conectadas en serie con ella.

Este fenómeno puede llegar a dañar el panel si no se protege con diodos de bloqueo, evitando la formación de puntos calientes.

Este tipo de pérdidas es inevitable en su totalidad, pero sí puede reducirse considerablemente con un buen estudio y diseño de la disposición de los elementos de la instalación, así como de la elección del emplazamiento.

3.1.2.4.12. Pérdidas en el transformador de media tensión

Los transformadores no tienen una eficiencia perfecta a la hora de elevar la tensión, sino que pierden una pequeña parte de la energía a transformar en el proceso.

En general, las pérdidas en este tipo de transformadores suelen rondar el 1,5%.

3.1.2.4.13. Pérdidas por operación y mantenimiento

La planta fotovoltaica requiere de una serie de labores de operación y mantenimiento que provocan una indisponibilidad de la misma para generar energía eléctrica. Este tipo de pérdidas rondan el 2%, lo que supone unos 7 días de indisponibilidad en el funcionamiento anual de la planta.

En el apartado correspondiente al modelo de PVSyst, se detalla en una tabla todos los valores que se han considerado para la simulación de la producción energética de la planta fotovoltaica, y en el diagrama de Sankey adjunto se pueden apreciar su efecto final en la producción.

3.2. Unidad de acondicionamiento de potencia (Inversor)

La unidad de acondicionamiento de potencia, denominada inversor, funciona como interfase entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica, de forma que el parque fotovoltaico pasa a ser un sistema de generación que alimenta a la red.

El generador fotovoltaico genera energía en forma de corriente continua (CC), la cual se ha de convertir, mediante el inversor, a corriente alterna (CA) con las características de la red a la que se vaya a conectar, es decir, misma tensión y frecuencia. Para ello, la onda de salida de la corriente ha de ser lo más senoidal posible, minimizando así el valor de los armónicos que llegan a la red. Estos valores están recogidos en la norma CEI 555/1/2/3, la cual equivale a la norma española UNE 806-90/1/2/3.

El inversor deberá ser de una potencia similar a la potencia nominal de la instalación, es decir, tener la potencia suficiente para cubrir las necesidades de la instalación, pero sin estar sobredimensionado, y la conexión a red se ha de realizar en monofásico o trifásico, según dice la normativa, en función del valor de dicha potencia.

La normativa vigente de instalaciones fotovoltaicas especifica una conexión monofásica a red si el sistema tiene una potencia nominal inferior a 5kW, siendo dicha conexión trifásica en caso de tener una potencia superior.

El inversor ha de cumplir toda una serie de requisitos técnicos y de medidas de seguridad para su interconexión a la red en baja tensión, teniendo así mismo en cuenta, las directivas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética actuales de la comunidad autónoma correspondiente que, en este caso, se trata de Castilla-La Mancha.

Debido a que la potencia de un sistema fotovoltaico no es constante, si no que varía, entre otros factores, con la irradiancia y la temperatura, el inversor ha de ser capaz de obtener la máxima potencia disponible. Esto se consigue gracias al acoplamiento de un equipo electrónico al inversor denominado seguidor del punto de máxima potencia (MPPT- MaximumPower Point Tracker). El MPPT se encarga de variar la tensión de entrada al inversor en cada determinado tiempo (del rango de minutos), de forma que se maximice en cada momento el producto tensión de salida del generador fotovoltaico por la intensidad que llega al inversor.

El inversor incorporará protecciones en sus lados de continua y alterna que aseguren su protección en caso de fallo en el generador fotovoltaico o en la red de distribución.

El RD 1663/2000, del 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, establece todas las exigencias en cuanto a las protecciones que ha de incorporar un inversor. También el IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía tiene un pliego de condiciones técnicas especificando las características que han de cumplir los inversores fotovoltaicos.

Por tanto, las características técnicas que ha de cumplir el inversor son principalmente:

- En condiciones un 10% superiores en irradiancia solar respecto a las condiciones estándar de medida (CEM), deberá ser capaz de proporcionar de forma continuada potencia a la red, además de soportar picos superiores en un 30% de magnitud a las CEM durante periodos de al menos 10 segundos.
- En general, rendimientos superiores al 90% en condiciones nominales de operación y de al menos el 80% en condiciones de baja insolación ($>150\text{MW/cm}^2$). Sin embargo, el IDAE exige al 25% y 100% de potencia de salida nominal valores de eficiencia superiores a 85 y 88% respectivamente, para inversores de potencia inferior a 5 kW, y de 90 y 92%, para inversores mayores a 5 kW.
- Deberá inyectar potencia a la red, si ésta es superior al 10% de su potencia nominal.
- De noche, el autoconsumo del inversor debe ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.
- Distorsión armónica total (THR) inferior al 5%.
- Protección ante agua y polvo igual o superior a IP20 para lugar accesible en el interior de edificios, IP30 para lugar no accesible en interior de edificios e IP65 para instalación a la intemperie.
- Garantía de operación, mediante las protecciones oportunas, entre 0-40°C y entre 0-85% de humedad.
- Autoprotección contra funcionamiento en modo isla, vigilando la tensión y frecuencia de la red, y sincronizándose con ella.
- Gran fiabilidad, peso reducido y bajo nivel de ruido.

3.2.1. Características técnicas

En el Anexo III se adjunta la ficha técnica del modelo de inversor utilizado en el proyecto, donde aparecen todas las características técnicas del mismo.

Los inversores suelen ser clasificados, según su potencia nominal, en dos grupos: gran y pequeña potencia. Los de gran potencia, del orden de 100-1000 kW, suelen utilizarse en grandes plantas, como un inversor central, que en consecuencia se encuentra ubicado generalmente en terrenos o en grandes cubiertas.

Los inversores de pequeña potencia son del orden de 10-90 kW, y son utilizados en pequeñas instalaciones o cubiertas de tamaño mediano.

A la hora de elegir un inversor se ha de tener en cuenta que los equipos que se comercializan tienen potencias nominales estándar, las cuales se deberán de tener en cuenta al dimensionar el parque.

3.3. Protecciones eléctricas

Toda instalación eléctrica ha de tener una serie de protecciones que garanticen su funcionamiento y seguridad.

Este tipo de protecciones, que se recogen en normativa, son adicionales a las protecciones que ya pueda tener el generador fotovoltaico intrínsecamente en su diseño.

La normativa a la que está sujeta una instalación fotovoltaica conectada a red se recoge en el artículo 11 del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre. Además, se deberá prestar atención a todas las exigencias y recomendaciones de la normativa adicional relacionada, así como garantizar la selectividad de las protecciones al coordinarse entre sí.

El generador fotovoltaico ha de tener las protecciones eléctricas correspondientes tanto en la parte de continua como en la de alterna, cuyo diseño se detalla en el apartado de cálculos eléctricos de la memoria de este proyecto.

3.4. Medida de energía

Para la medida de energía producida o consumida de la instalación se hace uso de contadores, que son equipos electrónicos que pueden medir energía eléctrica y analizar la red de modo unidireccional o bidireccional.

Los contadores de una instalación fotovoltaica deben cumplir con la reglamentación recogida en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, en la cual se clasifican los diferentes puntos de medida en función de la potencia nominal de generación o la energía intercambiada, entre otros.

En el caso concreto de este proyecto, todos los equipos de medida de energía estarán integrados debidamente en el sistema de control SCADA, cuyas especificaciones se detallan en el apartado 7 de esta memoria.

3.5. Línea eléctrica de media tensión

La línea de media tensión es el medio de conexión de los diferentes transformadores de baja a media tensión de la instalación, para su posterior interconexión con la red de distribución de la compañía eléctrica en cuestión.

Dado que serán necesarios varios transformadores en la instalación, serán necesarios varios circuitos de media tensión, que deberán ser protegidos acorde a la normativa vigente, mediante cabinas de media tensión, a cuya salida se conectarán todos los circuitos de media tensión mediante un embarrado común.

El dimensionamiento de los conductores en media tensión deberá realizarse según las direcciones de la ITC-LAT 06, y se detalla su cálculo en el apartado correspondiente.

3.6. Interconexión con la línea de distribución de la compañía eléctrica

La línea de distribución de 15kV que pasa por el emplazamiento donde se desarrolla el proyecto, tal y como se especifica en el Plano 05, es propiedad privada de la compañía eléctrica Naturgy Energy Group S.A, y consecuentemente, la interconexión de la instalación a dicha línea deberá realizarse según las indicaciones y especificaciones que detalle dicha compañía. Es por eso, que, al desconocerse dichas condiciones de conexión, no quedan especificadas en este proyecto.

4. Características del emplazamiento y datos de la parcela seleccionada

La planta solar fotovoltaica de 2,996 MWp de potencia para generación de energía eléctrica se ubicará en el campo de Calatrava, en una planicie a 602 metros altura, muy próxima a la localidad de Brazatortas, en Ciudad Real (Castilla-La Mancha).

Las coordenadas decimales exactas (WGS84) del emplazamiento seleccionado para el proyecto son:

- Latitud: 38.623 °N
- Longitud: -4.313 °E

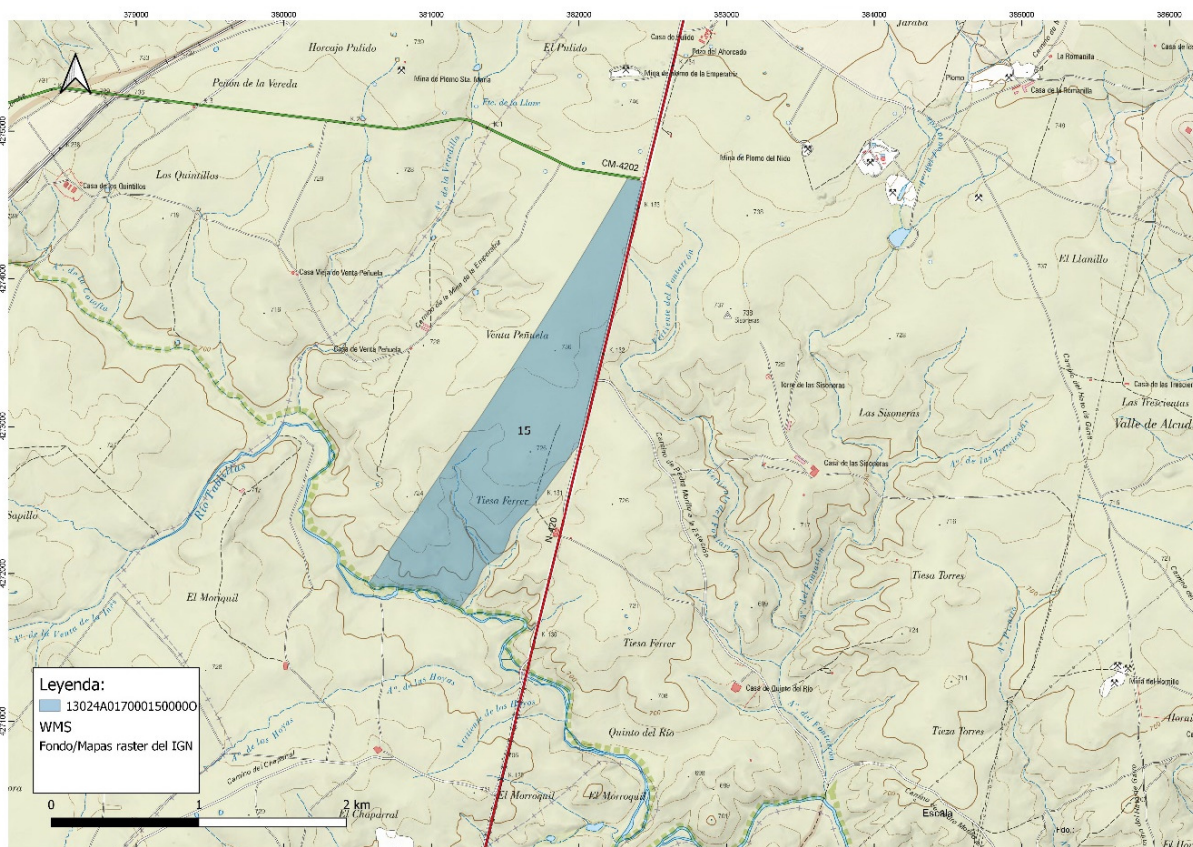


Figura 16. Mapa de curvas de nivel y parcela seleccionada para el proyecto (Fuente: Catálogo de servicios WMS, Junta de Castilla-La Mancha)

Los principales criterios a seguir para la correcta selección del emplazamiento han sido:

- Radiación solar adecuada.
- Características orográficas del terreno.
- Accesibilidad y posibilidad de ejecución de la obra civil.
- Posibilidad de evacuación de la generación eléctrica a la red de transporte o distribución.
- Cercanía relativa al punto de conexión.
- Legislación medioambiental del emplazamiento compatible con las instalaciones.
- Posibilidad de ocupación de los terrenos, y con el menor coste posible.

Tras descartar toda una serie de localizaciones alternativas con escasa viabilidad, ya fuese por criterios técnicos, económicos o ambientales se llegó a la elección de este lugar en concreto para construir el parque fotovoltaico debido principalmente a su privilegiada situación geográfica en cuanto a radiación solar anual incidente, dentro del territorio nacional. Así mismo, se trata de una localización que, a pesar de alcanzar altas temperaturas en ciertas épocas del año, lo cual ocasiona importantes pérdidas en la producción de energía de la instalación, conserva un gran balance entre irradiancia y temperatura de los paneles que conforman la planta solar.

El emplazamiento en cuestión está comunicado con el municipio de Brazatortas por medio de la carretera nacional N-420, tal y como se puede apreciar en los planos de emplazamiento y situación del proyecto (Planos 01, 02 y 03) y está compuesto por numerosas parcelas que pudieron ser diferenciadas gracias al visor del sistema de información geográfica de parcelas agrícolas (SIGPAC) del ministerio de Agricultura.

Lógicamente, las parcelas pertenecen a distintos propietarios, por lo que es de vital interés económico que el proyecto se ubique en una única parcela, en caso de ser posible, reduciendo al mínimo los gastos a la hora compensar económicamente al propietario de la hipotética parcela.

Además, el precio de la parcela a expropiar es más elevado si la parcela está destinada a cultivos agrícolas, especialmente si son de regadío, por lo que sería conveniente que la parcela estuviese destinada simplemente a ser una zona de erial a pastos.

Existen toda una serie de factores adicionales con repercusión económica que han de ser considerados antes de elegir la parcela en la que ubicar el proyecto. Por ejemplo, de cara al mantenimiento de la instalación y la optimización de su rendimiento, sería conveniente que la parcela elegida no estuviese rodeada de otras parcelas destinadas al cultivo agrícola, ya que la labranza de los mismos podría generar una acumulación extra de polvo sobre la superficie de los paneles, aumentando así el gasto en limpieza de los mismos.

La buena comunicación de la parcela a través de carreteras, y su cercanía a las mismas puede reducir costes en obra civil, pero será conveniente guardar cierta distancia a las mismas para evitar más polvo. También se evitan la tramitación de permisos adicionales, si la obra se encuentra a más de 100 metros de una carretera principal o de un río o está atravesada por alguna zona de dominio público, ya sea viario, hidráulico o de otro tipo. De lo contrario, la dirección facultativa del proyecto estaría obligada a solicitar los permisos necesarios a los organismos afectados, como puede ser Fomento o la correspondiente Confederación Hidrográfica.

El parque fotovoltaico no debe estar ubicado en un espacio protegido, ya sea de la Red de Espacios protegidos de la Comunidad Autónoma o del Estado, ya la Red Natura 2000, una red ecológica europea de áreas de conservación de la biodiversidad que especifica si una determinada zona tiene la calificación de ZEC (zonas especiales de conservación), ZEPA (zonas de especial protección para las aves) o de lo contrario no está protegida.

Se necesita también una cercanía relativa al punto de interconexión con la red de distribución eléctrica de la zona, ya que de lo contrario se obtendrían grandes pérdidas a lo largo del tendido eléctrico, y los costes de dicha línea pondrían en peligro la viabilidad económica del proyecto.

La empresa propietaria y responsable de la distribución eléctrica en el municipio de Brazatortas es Naturgy Energy Group S.A, y la línea de distribución eléctrica más cercana a la localización del parque, y a la que se pretende conectarlo, se encontraría a menos de 1 km de distancia y se trata de una línea con una tensión de 15 kV.

Es por toda esta serie de consideraciones que la parcela seleccionada, con referencia catastral 13024A017000150000OL, fue la elegida dadas sus adecuadas dimensiones para el proyecto, único propietario, casi inexistente desnivel, buena comunicación y acceso en intento de reducir al máximo los costes que implican su elección. Tampoco afecta a espacios protegidos o a dominio público.

Los planos de emplazamiento, geolocalización, curvas de nivel, parcela y situación de la planta se encuentran recogidos en los diferentes planos del Documento II de este proyecto (Planos del 01 al 05), así como los datos específicos de la parcela que se detallan en el anexo IX.

5. Simulación computacional y dimensionamiento de la planta fotovoltaica

La simulación de la planta solar fotovoltaica de gran potencia, objeto de este proyecto, se realiza a través de la herramienta PVSyst, y los detalles de dicha simulación y sus parámetros se exponen en el Anexo XI.

PVSyst es un potente programa informático, desarrollado por la Universidad de Ginebra, que permite el diseño, simulación y análisis de datos de instalaciones fotovoltaicas. Su uso está tan extendido a nivel global, que los fabricantes de paneles e inversores proporcionan al cliente un archivo compatible con dicho programa, para poder integrarlo en la simulación.

Para el correcto diseño y dimensionamiento del parque solar, se realizarán diferentes simulaciones, las cuales incluirán distintas tecnologías de paneles fotovoltaicos, estructuras de soporte o seguimiento solar o inversores. Además, se analizarán las distintas pérdidas obtenidas en la instalación, tratando de optimizar el rendimiento de la misma mediante la modificación de los parámetros que tengan relación con las pérdidas más significativas, que quedan especificadas en el informe final de la simulación en PVSyst, gracias a un diagrama de Sankey.

5.1. Obtención y predicción de datos climáticos

El programa PVSyst necesita que se le introduzcan una serie de datos climáticos del emplazamiento donde se quiera simular el funcionamiento del sistema fotovoltaico.

Esta información puede obtenerse de diversas bases de datos, las cuales serán más o menos fiables en función del emplazamiento elegido. Para el caso de España, y en general de Europa, los datos de Meteonorm resultan bastante fiables. En concreto, el emplazamiento elegido se encuentra entre diversas estaciones meteorológicas cercanas a Brazatortas.

Además, se complementará la información de esta base de datos con los obtenidos en la base de la NASA, con el objetivo de corregir posibles desviaciones que puedan tener las previsiones de una u otra plataforma, y así, reducir la incertidumbre de los datos que debemos introducir en PVSyst y poder simular con mayor exactitud.

Meteonorm y la NASA son bases de datos climáticos que permiten la simulación de la radiación solar en cualquier parte del mundo. Son sistemas basados en la interpolación de datos de estaciones meteorológicas terrestres próximas a la ubicación de la instalación en combinación con datos de satélite para obtener resultados más exactos.

Los datos del programa Meteonorm en su versión 7, que es la que se ha utilizado para el análisis climatológico en este proyecto, cubren el periodo del año 1991 al 2010 para los datos de radiación, y del año 2000 al 2009 para los de temperatura. Además, los datos para la simulación extraídos de Meteonorm contienen también previsiones futuras gracias a la integración de varios escenarios de cambio climático del IPCC (Panel Intergubernamental del Cambio Climático).

Las coordenadas exactas de la parcela han sido obtenidas del visor Google Earth, que proporciona el dato en grados, minutos y segundos, y como Meteonorm necesita el ingreso de las coordenadas en grados decimales, se usó un conversor de coordenadas geográficas para dicha operación.

El programa proporciona toda una serie de gráficas para una mejor visualización de los datos climáticos y así poder decidir, con el mejor juicio posible, la conveniencia o no del emplazamiento.

Los datos y gráficas climáticas obtenidos en Meteonorm, específicos del emplazamiento, se exponen a continuación. También se recogen los datos obtenidos en la NASA, así como los datos que finalmente se introducirán en PVSyst para simular el funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

- **Gráfica de la previsión de radiación global y difusa**

En el gráfico (Figura 17) se puede apreciar cómo la radiación global aumenta considerablemente en los meses de verano, con el consecuente aumento en la producción. No obstante, como ya se ha comentado en el apartado correspondiente, las pérdidas por temperatura son muy significativas en un sistema fotovoltaico, y merma considerablemente la producción. Por tanto, aunque la radiación es significativamente menor en meses menos calurosos, el rendimiento de la planta será mayor.

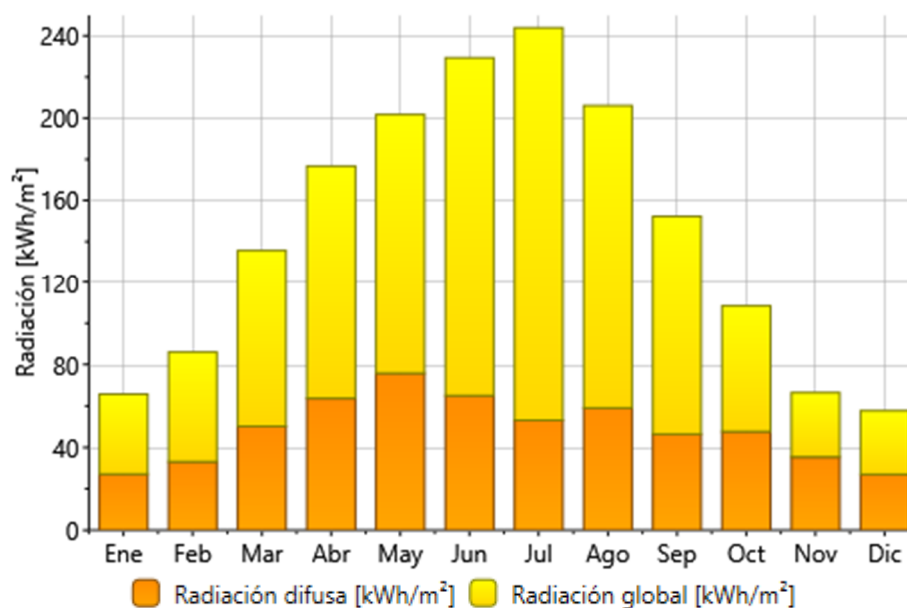


Figura 17. Gráfica de la previsión de radiación global y difusa incidente en el emplazamiento según el mes del año. (Fuente: Meteonorm)

- **Gráfica de la previsión de duración de la radiación solar**

La duración de la radiación solar incidente sobre el emplazamiento (Figura 18) es un factor muy a tener en cuenta, ya que en el momento en que los paneles dejan de recibir dicha radiación, el parque fotovoltaico pasa de generar energía eléctrica a consumirla.

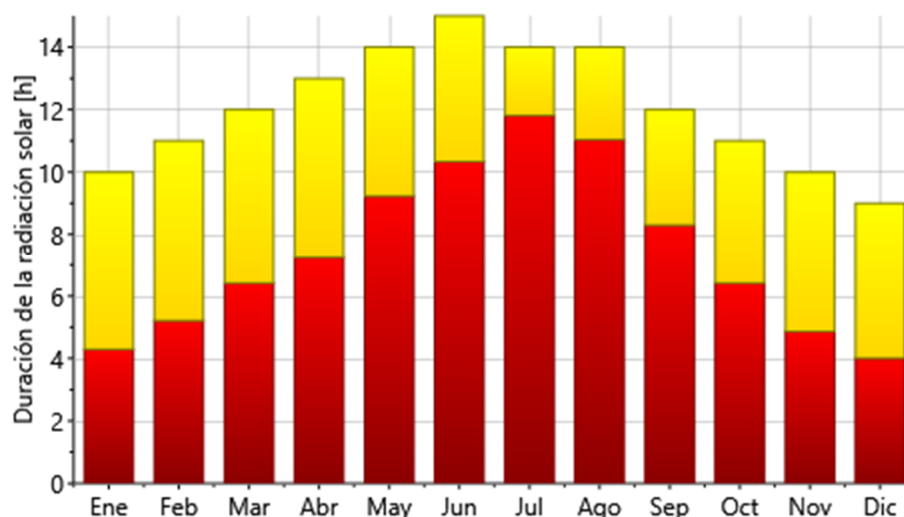


Figura 18. Gráfica de la previsión de duración de la radiación solar incidente en el emplazamiento según el mes del año. (Fuente: Meteonorm)

- **Diagrama de cajas de la previsión de temperaturas**

El diagrama de cajas (Figura 19) permite una fácil comprensión de los datos de previsión de las temperaturas según el mes del año. Se puede observar como en los meses de verano se pueden alcanzar temperaturas cercanas a los 40°C, lo cual podría llegar a suponer un 7,5% de pérdidas en la instalación, dado que cada grado de temperatura superior a 25°C provoca en general unas pérdidas que rondan el 0,5% en la generación eléctrica.

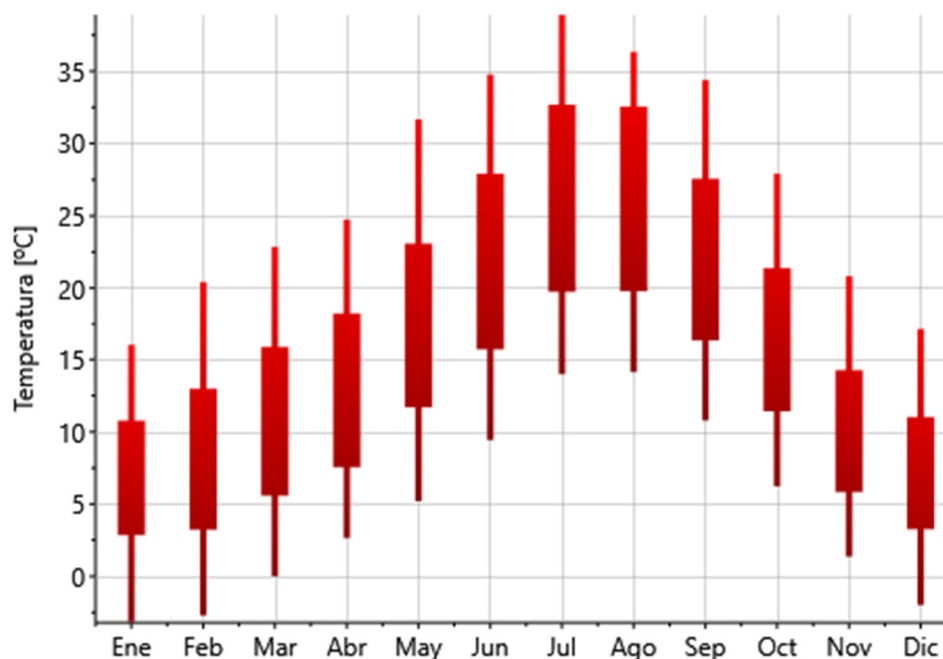


Figura 19. Diagrama de cajas de la previsión de temperaturas en el emplazamiento según el mes del año. (Fuente: Meteonorm)

- **Gráfica de la previsión de precipitaciones y días con precipitación en cada mes**

Las dos gráficas mostradas en la figura 20 reflejan la previsión de litros de precipitación por metro cuadrado (mm) en el emplazamiento, así como la cantidad de días de lluvia que se prevén en cada mes, a lo largo del año. Esta gráfica ayuda a estimar cuales serían las pérdidas por suciedad en el sistema fotovoltaico. Se ha de destacar que los mm de precipitaciones indicados en cada mes son la suma mensual, por lo que se puede concluir que es una zona poco lluviosa.

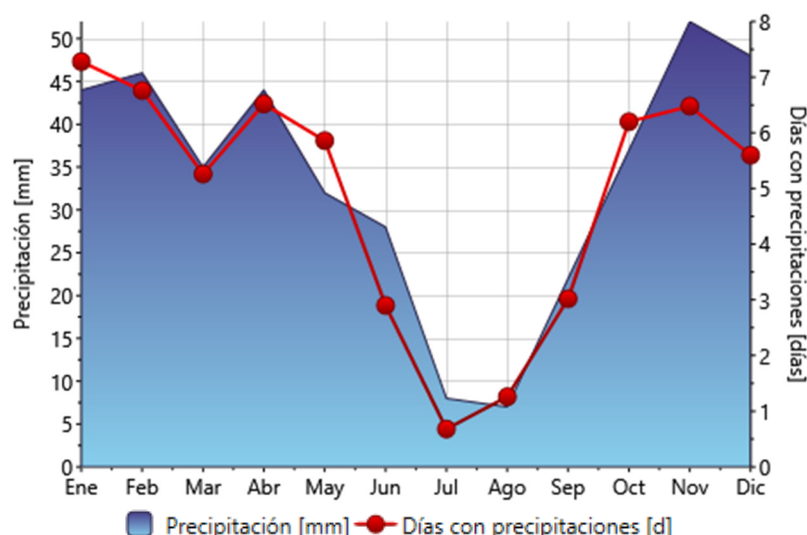


Figura 20. Gráfica de la previsión de precipitaciones y días con precipitación. (Fuente: Meteonorm)

- **Gráfica de la previsión de radiación global diaria**

El gráfico (Figura 21) muestra la radiación global diaria que previsiblemente incidirá sobre el emplazamiento a lo largo de un año. Se puede observar como en meses de verano se alcanza una radiación de 9 kWh/m² en un solo día, cifra que resulta ser bastante elevada.

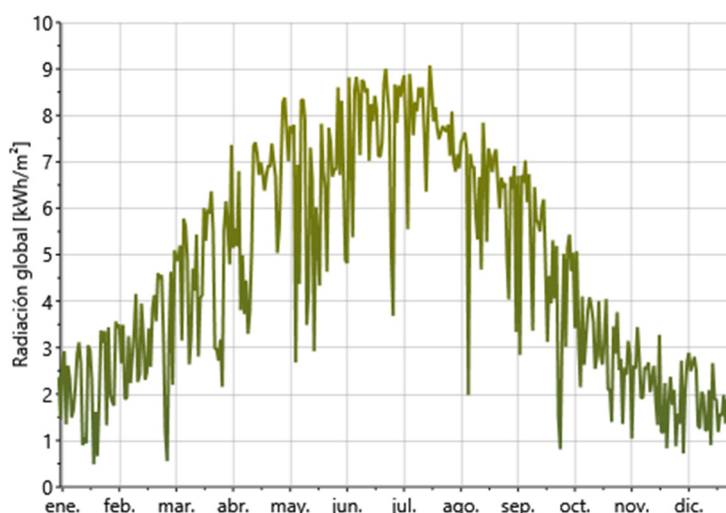


Figura 21. Gráfica de la previsión de radiación global diaria incidente en el emplazamiento a lo largo de un año. (Fuente: Meteonorm)

- **Gráfica de la previsión de temperaturas máximas y mínimas diarias**

Las dos gráficas mostradas en la figura 22 reflejan las temperaturas máximas y mínimas que se pueden llegar a alcanzar en el emplazamiento según la época y mes del año.

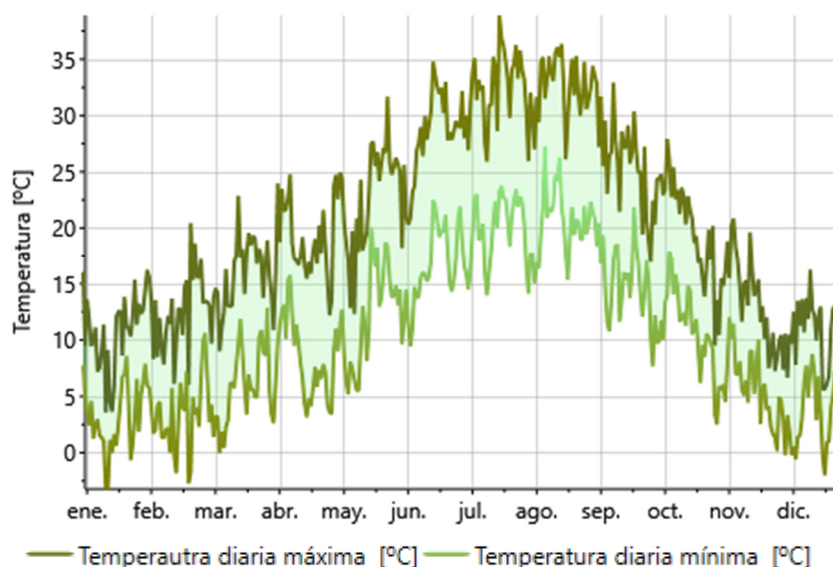


Figura 22. Gráfica de la previsión de temperaturas máximas y mínimas diarias en el emplazamiento a lo largo de un año. (Fuente: Meteonorm)

- **Gráfica de la previsión del horizonte en el emplazamiento**

La trayectoria que seguirá el Sol en el emplazamiento queda representada en la figura 23 en amarillo. Los datos recogidos en esta gráfica son utilizados por PVSyst para calcular la reducción de radiación global en el emplazamiento debido a altos horizontes topográficos, lo que en el apartado de pérdidas se ha denominado como pérdidas por sombras lejanas.

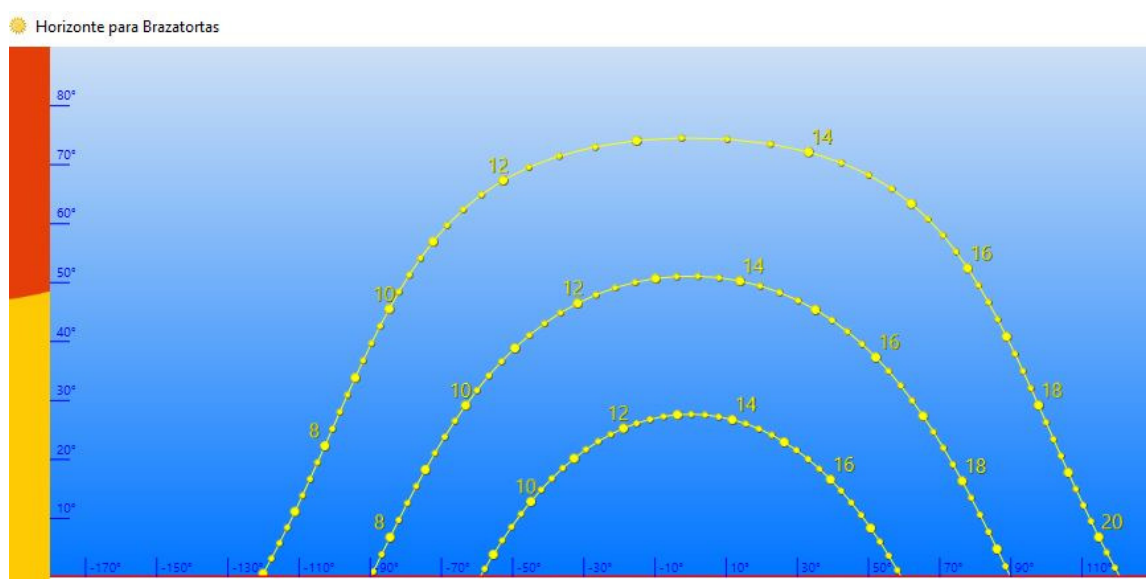


Figura 23. Gráfica de la previsión del horizonte en el emplazamiento (Fuente: Meteonorm)

- **Tabla de datos climatológicos obtenida en Meteonorm**

Los datos mensuales necesarios para la simulación de un sistema solar fotovoltaico en PVsyst son la radiación global horizontal (Gh), radiación difusa horizontal (Dh), temperatura ambiente (Ta) y velocidad del viento (FF), los cuales se muestran en la siguiente tabla (Tabla 1), obtenida de la base de datos Meteonorm. Se ha de mencionar que también se recogen en la tabla los datos de previsión anual, que será la suma de los datos mensuales en el caso de la radiación, y la media aritmética en el caso de la temperatura o velocidad del viento. Además, se han incluido también los datos de radiación directa horizontal (Bn).

	Gh(kWh/m ²)	Dh(kWh/m ²)	Bn(kWh/m ²)	Ta(°C)	FF(m/s)
Enero	66	27	105	6,4	4,2
Febrero	86	33	114	8,1	4,4
Marzo	136	50	158	10,4	4,3
Abril	177	64	180	13	4,2
Mayo	202	76	193	17,4	4,1
Junio	229	65	244	22,2	3,8
Julio	244	53	282	26,4	3,8
Agosto	206	59	229	26,1	3,8
Septiembre	152	46	181	22,1	3,5
Octubre	108	48	120	16	4
Noviembre	66	35	78	9,8	4,1
Diciembre	58	27	85	6,7	4,2
Año	1727	583	1967	15,4	4

Tabla 1. Tabla de la previsión de los datos climatológicos en el emplazamiento. (Fuente: Meteonorm)

- **Tabla de datos climatológicos obtenida en la NASA**

En la base de datos climatológicos de la NASA se puede extraer una tabla similar, con la previsión mensual de las variables de interés. Aunque la radiación difusa horizontal es necesaria para la simulación, la NASA no dispone de ese dato, y es por eso que no se ha adjuntado en la tabla 2. De la misma forma que en la tabla 1, también se recogen en la tabla los datos de previsión anual, que será la suma de los datos mensuales en el caso de la radiación, y la media aritmética en el caso de la temperatura o velocidad del viento.

	GHI (kWh/m ²)	Ta (°C)	FF (m/s)
Enero	73	5,3	3,6
Febrero	92	6,5	3,8
Marzo	136	9,7	3,9
Abril	166	12,7	3,8
Mayo	200	17,3	3,3
Junio	229	23,7	3,3
Julio	244	27,0	3,3
Agosto	216	26,8	3,2
Septiembre	157	21,8	3,1
Octubre	111	16,0	3,4
Noviembre	78	9,1	3,6
Diciembre	66	6,1	3,5
Año	1768	15,2	3,5

Tabla 2. Tabla de la previsión de los datos climatológicos en el emplazamiento. (Fuente: NASA)

- **Tabla de datos para la simulación en PVsyst**

Los datos necesarios para la simulación de un sistema solar fotovoltaico en PVsyst son la radiación global horizontal (Gh), radiación difusa horizontal (Dh), temperatura ambiente (Ta) y velocidad del viento (FF). En las tablas de datos extraídos de Meteonorm y la NASA podemos observar que los valores de las distintas variables son muy parecidos, y dado que Meteonorm es, a priori, más específico de la zona, se optó por escoger los valores de temperatura ambiente y velocidad del viento directamente de la base de datos de Meteonorm.

En cambio, dado que la variable radiación es de especial importancia a la hora de simular el comportamiento y la producción de una instalación solar fotovoltaica, se ha decidido realizar una media aritmética entre los valores de radiación global horizontal de ambas plataformas. De esta forma se evita en cierta medida el error de desviación de los datos previstos con los reales, reduciendo la incertidumbre de los mismos y con el fin último de realizar una simulación más precisa.

	Gh(kWh/m ²)	Dh(kWh/m ²)	Ta(°C)	FF(m/s)
Enero	69,52	27	6,4	4,2
Febrero	88,91	33	8,1	4,4
Marzo	136,10	50	10,4	4,3
Abril	171,28	64	13	4,2
Mayo	201,18	76	17,4	4,1
Junio	228,77	65	22,2	3,8
Julio	244,18	53	26,4	3,8
Agosto	210,98	59	26,1	3,8
Septiembre	154,48	46	22,1	3,5
Octubre	109,34	48	16	4
Noviembre	72,05	35	9,8	4,1
Diciembre	62,02	27	6,7	4,2
Año	1747,31	583	15,4	4

*Tabla 3. Tabla de la previsión de los datos necesarios para la simulación del sistema fotovoltaico con PVSyst.
(Elaboración propia)*

5.2. Simulaciones, optimización y diseño de la planta fotovoltaica

Para la correcta optimización de la planta solar que se desea simular, se ha de barajar toda una serie de diferentes tecnologías, características, precios y marcas de los distintos elementos que componen el sistema fotovoltaico, así como la modificación de distintos parámetros que puedan contribuir a la reducción de pérdidas en la instalación.

Para ello, se plantea la realización de un número suficiente de simulaciones con PVSyst, que garanticen, dadas sus significativas diferencias, unos resultados concluyentes que permitan decidir con claridad cuáles son las opciones más convenientes a elegir para construir el parque fotovoltaico, teniendo en cuenta no solo el rendimiento, si no la rentabilidad económica que este pueda potencialmente generar.

Los elementos más significativos del sistema fotovoltaico que se deben elegir a la hora de realizar una simulación son los paneles, la estructura de soporte (con o sin seguimiento solar), los inversores y parámetros generales de la instalación, como pudiera ser la distancia entre cadenas de módulos. Por tanto, se han de recopilar las diferentes opciones en una lista de candidatos a ser instalados para cada elemento relevante del sistema, los cuales serán parte de las diferentes simulaciones.

A continuación, se exponen los distintos criterios y consideraciones que se han aplicado a la hora de elegir los modelos de cada elemento con los que se realizarán las distintas simulaciones:

- **Paneles solares**

Las diferentes tecnologías de módulos solares disponibles en el mercado ya fueron expuestas con anterioridad en este proyecto, en cuyo apartado se llegó a la conclusión de que actualmente la tecnología más viable económicamente es el silicio cristalino. Es por esta razón, para las distintas opciones de paneles con los que simular el sistema fotovoltaico, se han escogido un panel de silicio monocristalino y otro de silicio policristalino. Además, existe la posibilidad de que dichos paneles incorporen la tecnología de bifacialidad, que no supone un gasto adicional desorbitado. Por tanto, se enfocará la búsqueda de módulos solares a incluir cuatro opciones distintas de paneles, para mayor representatividad de las simulaciones:

- Panel de silicio monocristalino
- Panel de silicio policristalino
- Panel de silicio monocristalino bifacial
- Panel de silicio policristalino bifacial

Dado que en el mercado existen infinidad de marcas y modelos de paneles solares con estas características y precios muy similares, se opta por buscar al mejor candidato de cada categoría de entre los que figuran en la lista que ha proporcionado el peticionario del proyecto.

Para descartar los distintos modelos se toma como criterio principal elegir el módulo que tenga un mejor rendimiento, en concordancia con su potencia de pico, según el fabricante. Este no es un criterio totalmente fiable ya que la eficiencia global de la instalación no será necesariamente mayor porque el rendimiento de cada panel sí lo sea.

Esta eficiencia del sistema fotovoltaico en su conjunto depende también de la potencia de pico de los paneles solares, ya que el número de paneles necesario también influirá en el precio de la inversión inicial del proyecto, así como de la potencia de pico final exacta que tenga el parque fotovoltaico, ya que esta generalmente no será la deseada inicialmente dadas las potencias de pico específicas que tienen los paneles solares comerciales.

Tras analizar las potencias de pico, rendimientos y tecnologías de los distintos modelos de paneles solares de las marcas Canadian Solar, ET Solar, First Solar, Hanwha, Ja Solar, Jinko, Longi Solar, Risen, Yingli, Trina y Jolywood disponibles en el listado proporcionado por el peticionario, se ha llegado a la conclusión de que las mejores opciones, así como sus características más significativas, son las incluidas en la siguiente tabla (Tabla 4):

FABRICANTE	CANADIAN SOLAR	TRINA	LONGI	JOLYWOOD
MODELO	'MaxPower CS6U-335'	'TSM-DE14A(II)-345'	'LR4-72HBD-415M'	'JW-D72N SERIES'
POTENCIA (Wp)	335	345	415 / 308,6 (Delante/Detrás)	400 / 340 (Delante/Detrás)
RENDIMIENTO (%)	17,23	18,3	18,5	20,4 / 17,4 (Delante/Detrás)
TECNOLOGÍA	Silicio Monocristalino (1500 V)	Silicio Policristalino (1500 V)	Silicio Policristalino Bifacial (1500 V)	Silicio Monocristalino Bifacial (1500 V)
Voc (V)	46,1	46,7	49 / 45,6 (Delante/Detrás)	45,8 / 45,4 (Delante/Detrás)
Isc (A)	9,41	9,5	10,23 / 8,19 (Delante/Detrás)	10,81 / 9,26 (Delante/Detrás)
CONEXIÓN DE LAS CÉLULAS	72 (6x12)	72 (6x12)	144 (6x24)	72 (6x12)
DIMENSIONES (mm)	1960x992x40	1956x992x40	2131x1052x35	1974x992x60
PESO (kg)	22,4	26	29,5	27

Tabla 4. Tabla de las características de los paneles con los que se van a realizar las distintas simulaciones. (Elaboración propia)

Donde Voc e Isc son la tensión de vacío e intensidad de cortocircuito del panel, respectivamente.

Como se puede observar en la tabla, las diferentes opciones tienen distintos fabricantes, especificaciones y tecnologías, lo que debería garantizar que las diferentes simulaciones sean suficientemente representativas en cuanto a la toma final de decisiones en el diseño del sistema fotovoltaico, según las exigencias del peticionario.

- **Estructuras de soporte y seguimiento**

Los paneles solares han de estar ubicados en algún tipo de estructura de soporte. Con anterioridad en este proyecto ya se hizo un listado de las tres distintas tecnologías de soporte y seguimiento disponibles en el mercado: estructura fija, estructura de seguimiento en un eje y estructura de seguimiento biaxial.

En primer lugar, no se contempla en la tabla (Tabla 5) la posibilidad de instalar estructuras de soporte fijas, con orientación e inclinación definidas, dado que al simular con PVSyst el funcionamiento del sistema fotovoltaico se observan importantes pérdidas, que, a pesar de su bajo coste, suponen una merma cercana al 12% en la producción de energía, lo que lo hace más costoso que instalar seguidores de un eje.

En segundo lugar, el incremento de producción energética del sistema al optar por el seguimiento biaxial será cuantificado al simular en PVSyst (Tabla 8). No obstante, se ha de destacar la gran diferencia en cuanto a inversión económica que existe entre la instalación de estructuras de seguimiento en un eje en el parque solar, o en su defecto, seguimiento biaxial.

Esta diferencia no se debe únicamente a la diferencia en precio unitario, si no al mantenimiento (más costoso en el caso del seguimiento biaxial) y al número de seguidores que serían necesarios según la tecnología escogida, ya que las dos opciones de seguidor en un eje que se exponen en la tabla 5, ofrecen la posibilidad de albergar 90 módulos en cada estructura, mientras que el seguidor biaxial sólo es capaz de albergar 35 módulos, lo que dispararía la cantidad de seguidores necesarios en la instalación.

FABRICANTE	NextTracker	Soltec	Deger
MODELO	NX HORIZON	Single-Axis Tracker SF7	DegerTracker D100
TIPO DE ESTRUCTURA	Uniaxial	Uniaxial	Biaxial
AZIMUT ÓPTIMO	0	0	-
Nº MÓDULOS ACOPLADOS	90 (1x90)	90 (2x45)	35 (7x5)
PRECIO TOTAL (€)	209.680	171.330	1.286.790

Tabla 5. Tabla comparativa de las características de las opciones de estructuras de soporte y seguimiento. (Elaboración propia)

• Inversores

La unidad de acondicionamiento de potencia es una parte fundamental del generador fotovoltaico, y además su correcta elección puede determinar una diferencia significativa tanto en producción energética, como en costes.

En la tabla 6 se plantean las tres opciones de seguidores que serán objeto de estudio para posteriormente ser elegidas o descartadas para su implantación en el parque solar. Se puede observar cómo se han elegido inversores de distintos fabricantes y distintas potencias pico.

Existen toda una serie de factores que se deben tener en cuenta a la hora de elegir el modelo de inversor que se instalará en el proyecto, como puede ser la producción final del parque solar o el precio total, que dependerá tanto del número de inversores necesarios para la potencia instalada, como del precio unitario de los mismos. Además, se han de cumplir varios requisitos técnicos que se detallan en el apartado de cálculos eléctricos justificativos.

En la siguiente tabla (Tabla 6) podemos observar cómo, a falta de observar su repercusión en la producción de la planta (Tabla 9), la opción más económica resulta ser el inversor de mayor potencia pico, del fabricante Ingeteam. No obstante, se ha de tener en cuenta que, de cara al mantenimiento de la instalación, es más fácil y más barato corregir un defecto en la instalación si se distribuye la potencia en muchos inversores de menor potencia pico.

También se ha de tener en cuenta que, el transformador deberá ser fabricado a medida en el caso de no cuadrar la tensión de salida del inversor con los ya normalizados de algún fabricante, incurriendo de nuevo en más gastos.

FABRICANTE	INGETEAM	SCHNEIDER ELECTRIC	INGETEAM
MODELO	INGECON SUN 1640TL B630	CONEXT CORE XC-540	INGECON SUN 100TL
POTENCIA NOMINAL (kW)	1640	540	105
EFICIENCIA PICO (%)	98,5	98,71	98,5
PRECIO UNITARIO (€)	46000	21450	4590
Nº INVERSORES NECESARIOS	2	5	28
PRECIO TOTAL (€)	77.280	90.090	107.965

Tabla 6. Tabla de las características de los inversores con los que se van a realizar las distintas simulaciones. (Elaboración propia)

5.2.1. Lista de escenarios o alternativas de simulación

El objetivo de simular el funcionamiento del sistema fotovoltaico bajo distintas condiciones es comparar la estimación de producción de energía eléctrica en los distintos escenarios, y así poder determinar cuál es el más conveniente desde un punto de vista técnico y económico.

La lógica con la que se determina la lista de escenarios para simular es elegir en primer lugar los módulos solares, para lo cual se realizarán distintas simulaciones en las que la única variante será el modelo de panel. En segundo lugar, tras los escenarios anteriores gracias a los cuales se podrá elegir el panel más adecuado, se realizarán simulaciones con dicho modelo de módulo solar y variando únicamente el tipo de estructura de soporte (con o sin seguimiento solar), y del mismo modo, la posterior elección de la tecnología más conveniente. A continuación, ya las dos variables anteriores fijadas, se simulará variando solamente el modelo de inversor. Y, por último, tras la elección de las tres variables, se realizarán las simulaciones adicionales que sean necesarias, modificando los parámetros que sean oportunos, para minimizar las pérdidas.

A continuación, se detalla una lista con las distintas especificaciones que se han incluido en cada simulación.

Cabe destacar, que las simulaciones 1, 2, 3 y 4 tienen como principal finalidad comprobar la influencia del modelo de panel elegido en la producción de la planta fotovoltaica. Una vez elegido el panel que resulte más eficiente, sin olvidar los gastos que suponen los distintos tipos de tecnología, los escenarios 5 y 6 (junto a la simulación correspondiente al panel seleccionado con estructura de soporte con seguimiento en un eje, en este caso simulación 3) tratan de determinar el tipo de tecnología que ha de incorporar la estructura de soporte de los paneles para maximizar la producción energética del sistema, pero sin llegar a hacer inviable económicamente el proyecto. Por último, el modelo de inversor utilizado en la instalación se determina con la simulación 7 y 8 (junto al escenario que englobe el panel y estructura elegido, así como la otra opción de inversor, en este caso simulación 3).

Además, se pretende optimizar la instalación modificando parámetros que reduzcan pérdidas significativas, como puede ser la distancia entre cadenas de módulos, y para ello se analizan los resultados de la modificación de dicho parámetro en los escenarios 9, 10 y 11 (junto a la simulación el parámetro inicial, en este caso escenario 3).

Lista de los distintos escenarios de simulación:

a) Simulación 1:

- Panel: CANADIAN SOLAR 'MaxPower CS6U-335'
- Inversor: INGETEAM 'INGECON SUN 1640TL B630'
- Estructura de soporte: Uniaxial (con backtracking)
- Distancia entre seguidores: 10 metros

b) Simulación 2:

- Panel: TRINA 'TSM-DE14A(II)-345'
- Inversor: INGETEAM 'INGECON SUN 1640TL B630'
- Estructura de soporte: Uniaxial (con backtracking)
- Distancia entre seguidores: 10 metros

c) Simulación 3:

- Panel: LONGI SOLAR 'LR4-72HBD-415M' (bifacial)
- Inversor: INGETEAM 'INGECON SUN 1640TL B630'
- Estructura de soporte: Uniaxial (con backtracking)
- Distancia entre seguidores: 10 metros

d) Simulación 4:

- Panel: JOLYWOOD 'JW-D72N SERIES' (bifacial)
- Inversor: INGETEAM 'INGECON SUN 1640TL B630'
- Estructura de soporte: Uniaxial (con backtracking)
- Distancia entre seguidores: 10 metros

e) Simulación 5:

- Panel: TRINA 'TSM-DE14A(II)-345'
- Inversor: INGETEAM 'INGECON SUN 1640TL B630'
- Estructura de soporte: Fija (Azimut = 0; Inclinación = 38°)

f) Simulación 6:

- Panel: TRINA 'TSM-DE14A(II)-345'
- Inversor: INGETEAM 'INGECON SUN 1640TL B630'
- Estructura de soporte: Biaxial (con backtracking)
- Distancia entre seguidores: 10 metros

g) Simulación 7:

- Panel: LONGI SOLAR 'LR4-72HBD-415M' (bifacial)
- Inversor: SCHNEIDER ELECTRIC CONEXT CORE XC-540
- Estructura de soporte: Uniaxial (con backtracking)
- Distancia entre seguidores: 10 metros

h) Simulación 8:

- Panel: LONGI SOLAR 'LR4-72HBD-415M' (bifacial)
- Inversor: INGETEAM 'INGECON SUN 100TL'
- Estructura de soporte: Uniaxial (con backtracking)
- Distancia entre seguidores: 10 metros

i) Simulación 9:

- Panel: LONGI SOLAR 'LR4-72HBD-415M' (bifacial)
- Inversor: INGETEAM 'INGECON SUN 100TL'
- Estructura de soporte: Uniaxial (con backtracking)
- Distancia entre seguidores: 15 metros

j) Simulación 10:

- Panel: LONGI SOLAR 'LR4-72HBD-415M' (bifacial)
- Inversor: INGETEAM 'INGECON SUN 100TL'
- Estructura de soporte: Uniaxial (con backtracking)
- Distancia entre seguidores: 18 metros

k) Simulación 11:

- Panel: LONGI SOLAR 'LR4-72HBD-415M' (bifacial)
- Inversor: INGETEAM 'INGECON SUN 100TL'
- Estructura de soporte: Uniaxial (con backtracking)
- Distancia entre seguidores: 20 metros

5.2.2. Análisis de resultados de la simulación

En este apartado se pretende exponer todo el proceso selectivo y analítico que se ha seguido en las distintas simulaciones realizadas en PVSyst, así como exponer los resultados y conclusiones a los que se ha llegado.

El fin último de realizar simulaciones bajo distintos escenarios de funcionamiento de la planta solar es tener la capacidad de elegir correctamente los elementos que componen el generador fotovoltaico, así como optar a elegir distintos parámetros de diseño que puedan maximizar la producción de energía del sistema.

Tras realizar las simulaciones destinadas a la elección de la tecnología y modelo de panel fotovoltaico (Escenarios 1, 2, 3 y 4), se obtienen los resultados de producción energética anual expuestos en la siguiente tabla comparativa (Tabla 7).

MODELO DE PANEL FOTOVOLTAICO	PRODUCCIÓN DEL SISTEMA (MWh/año)	PRODUCCIÓN ESPECÍFICA (kWh/kWp/año)
CANADIAN SOLAR 'MAXPOWER CS6U-335'	5359	1785
TRINA 'TSM-DE14A(II)-345'	5387	1804
LONGI SOLAR 'LR4-72HBD-415M'	5713	1902
JOLYWOOD 'JW-D72N SERIES'	5648	1886

Tabla 7. Tabla comparativa de la producción del sistema en función del tipo de módulo solar elegido. (Elaboración propia)

Comparando los diferentes resultados obtenidos con la simulación de distintos tipos de paneles solares se puede apreciar el notable aumento de la producción en los escenarios en los que se instalan paneles bifaciales, aumento que supone un aumento que ronda el 5% de producción del sistema adicional, que además se hará más notorio conforme se aumente la distancia entre cadenas de módulos. También se puede observar cómo las horas anuales de producción específica, así como el índice de rendimiento de la instalación aumentan considerablemente con el uso de tecnología bifacial.

La conclusión de estas primeras simulaciones es que la tecnología bifacial, que no supone un gran desembolso adicional en comparación, beneficia enormemente a la producción, y, a falta de comprobar la producción y viabilidad económica de otras opciones, si finalmente se opta por el uso de paneles bifaciales, el modelo que fabrica Longi Solar, el 'LR4-72HBD-415M', es ligeramente mejor que el panel bifacial del fabricante Jolywood, y sería por tanto la elección más eficiente.

En cuanto a los escenarios en los que se plantea la posibilidad de instalar estructuras de soporte fijas o de seguimiento biaxial, en ambos casos no se debe o no se puede instalar un panel bifacial, por lo que la comparativa deberá de ser respecto a la mejor opción de panel simple. La comparación entre las tres tecnologías de estructura de soporte disponibles en el mercado se muestra en la siguiente tabla (Tabla 8), correspondientes a los escenarios 2, 5 y 6, respectivamente.

Cabe destacar que, todas las simulaciones realizadas con estructuras de seguimiento, ya sean uniaxiales o biaxiales, se han realizado con el backtracking activado. El backtracking es un algoritmo de seguimiento solar que detecta el momento en que las cadenas de módulos producirían sombra entre sí, lo cual es muy perjudicial para la instalación en cuanto a pérdidas, y consecuentemente detiene el giro de la estructura, fijándola en el ángulo máximo que no llegue a producir dicho sombreado. El uso de este algoritmo resulta muy interesante, especialmente cuando se tiene un espacio limitado para la instalación solar, ya que las pérdidas por sombreado son mucho mayores que las pérdidas por no seguir la trayectoria solar con el ángulo de incidencia deseado. Consecuentemente, a igualdad de espacio ocupado por la instalación, se puede instalar mayor potencia pico si se hace uso de este algoritmo que sin él, puesto que se puede dejar menos espacio entre cadenas, y, por tanto, instalar un mayor número de paneles.

TECNOLOGÍA DE SOPORTE Y SEGUIMIENTO	PRODUCCIÓN DEL SISTEMA (MWh/año)	PRODUCCIÓN ESPECÍFICA (kWh/kWp/año)
Estructura fija	4739	1587
Seguidor en un eje	5387	1804
Seguidor biaxial	6381	2125

Tabla 8. Tabla comparativa de la producción del sistema en función del tipo de la tecnología de soporte y seguimiento solar. (Elaboración propia)

Ante los datos comparativos de los distintos escenarios, se puede concluir que no se debe instalar la tecnología de soporte que fijan la orientación e inclinación de los módulos solares, ya que la producción, tanto del sistema como específica, se ven afectadas fuertemente.

También destaca en la tabla comparativa, cómo la producción aumenta significativamente con la instalación de estructuras de seguimiento biaxial, dado que esta tecnología permite que la incidencia solar en los paneles sea perpendicular a los mismos en todo momento, aumentando así las horas anuales de producción específica, y con ello la producción energética del sistema en su conjunto. Lamentablemente, este tipo de tecnología de seguimiento en dos ejes resulta muy costosa, como queda demostrado en la tabla 5, lo que convertiría el proyecto en inviable económicamente, que es la finalidad fundamental de un proyecto de estas características. Además, la diferencia en la producción entre los escenarios que incluyen el seguimiento en un eje y el biaxial, se ve acortada con la implementación en la instalación de la bifacialidad.

En definitiva, la opción que mejor refleja el equilibrio entre producción e inversión económica necesario en este tipo de proyectos, es la tecnología de seguimiento en un eje, y por tanto será la opción escogida para la construcción de la planta solar fotovoltaica.

Consecuentemente, las dudas que se planteaban con anterioridad en cuanto a la elección de la tecnología que debían incorporar los módulos solares, queda resuelta, decidiéndose finalmente la implantación del modelo de panel Longi Solar 'LR4-72HBD-415M', cuyas características y especificaciones técnicas se han incluido en el Anexo I de este proyecto.

En la tabla 5 se recogían las diferentes opciones de modelo de seguidor que se han valorado, de entre la lista de propuestas facilitada por el peticionario. Entre las dos opciones de estructura con seguimiento en un eje, de los fabricantes NextTracker y Soltec, se opta finalmente por el modelo 'Single-Axis Tracker SF7' de Soltec, ya que resulta ser la opción más económica, al requerirse el mismo número de seguidores en ambos casos, ya que ambos fabricantes disponen de modelos con capacidad para 90 paneles. Las características y especificaciones técnicas del seguidor Soltec se han incluido en el Anexo II de este proyecto.

La elección del modelo y tecnología del inversor se estudia mediante la simulación y comparación de los escenarios 3, 7 y 8, cuyos resultados se exponen en la tabla 9, respectivamente.

MODELO DE INVERSOR	PRODUCCIÓN DEL SISTEMA (MWh/año)	PRODUCCIÓN ESPECÍFICA (kWh/kW _p /año)
INGETEAM 'INGECON SUN 1640TL B630'	5713	1902
SCHNEIDER ELECTRIC CONEXT CORE XC-540	5555	1853
INGETEAM 'INGECON SUN 100TL'	5771	1830

Tabla 9. Tabla comparativa de la producción del sistema en función del modelo de inversor. (Elaboración propia)

Analizando los datos obtenidos en PVSyst, podemos observar como simulando con el inversor de la marca Ingeteam 'INGECON SUN 100TL' se obtiene una mayor producción, tanto del sistema como específica. Sin embargo, en cuanto al factor económico, tal y como se especificaba en la tabla 6, este inversor de Ingeteam resulta además el más caro de las tres opciones estudiadas. No obstante, como ya se ha mencionado, también influyen en el apartado económico el transformador que la elección del inversor va a implicar, así como la diferencia entre los costes de mantenimiento de una u otra tecnología. Por tanto, la elección del inversor descansa en las opciones del fabricante Ingeteam, descartando el inversor de la marca Schneider Electric, por ser más costoso y obtener una menor producción con su simulación.

Ante las posibles dudas que pueda ocasionar la relación entre costes y producción de las dos opciones restantes, se optó por llamar al fabricante Ingeteam, el cual recomienda, por razones técnicas, para este tipo de instalaciones y para la potencia pico instalada, la elección del modelo de inversor 'INGECON SUN 100TL'. Esta recomendación, unida a que la elección del transformador dejaría de ser necesariamente hecho a medida, han provocado que se opté finalmente por la implantación del modelo de inversor Ingeteam 'INGECON SUN 100TL'.

La elección de este modelo de inversor, de potencia nominal 105 kW, define un ratio entre potencia pico y potencia nominal de 1,02. Este hecho, se debe a que el mismo programa busca el número óptimo de inversores para el sistema, lanzando mensajes de aviso al subdimensionar o sobredimensionar el campo de inversores. El subdimensionamiento del campo de inversores implica importantes pérdidas en el sistema debido a la saturación de los inversores, y el sobredimensionamiento del mismo implica sobrecostes innecesarios al instalar más inversores de los que hacen falta.

Una vez elegida la tecnología, fabricante y modelo de panel, seguidor e inversor, se procede a minimizar pérdidas de la instalación modificando los parámetros disponibles, que en este caso sería la distancia entre cadenas de módulos. En los escenarios 9, 10 y 11 se analiza la repercusión que ocasiona, sobre la producción del parque solar, aumentar la distancia entre seguidores a 15, 18 y 20 metros, respectivamente. Los resultados obtenidos se recogen en la siguiente tabla (Tabla 10).

DISTANCIA ENTRE SEGUIDORES (m)	PRODUCCIÓN DEL SISTEMA (MWh/año)	PRODUCCIÓN ESPECÍFICA (kWh/kWp/año)
10	5771	1830
15	6102	2037
18	6202	2069
20	6248	2085

Tabla 10. Tabla comparativa de la producción del sistema en función de la distancia entre cadenas de módulos. (Elaboración propia)

Se puede observar como la distancia entre seguidores tiene un impacto enorme en la producción del sistema, específica y en el índice de rendimiento. Esto se debe a que alejando los seguidores se evita que se produzcan sombras entre ellos, lo cual en esta instalación no llegaría a ocurrir nunca puesto que se ha activado el backtracking. No obstante, este algoritmo fija las estructuras en determinados momentos del día para evitar que estas se sombreen unas a otras, lo que merma mucho la potencial producción que tendría el sistema si hubiese espacio suficiente como para que no tuviesen que fijarse las estructuras en dichos momentos. Por tanto, a mayor espacio, mayor distancia se puede diseñar entre seguidores, menos pérdidas por sombreado y consecuentemente mayor producción. Esto se refleja en la tabla, en la que se aprecia una relación directa entre distancia y producción.

Se ha simulado solo hasta 20 metros de distancia entre seguidores porque es la máxima distancia de la que se dispone para que la planta solar quepa dentro de la parcela seleccionada. Además, el aumento de la producción con la distancia va siendo menor progresivamente, y adicionalmente, mayor distancia implica una mayor inversión económica en cableado eléctrico y obra civil, por lo que se ha concluido que 20 metros de distancia entre seguidores es un buen punto de encuentro entre producción y gasto.

En cuanto a la interconexión a la red de la compañía distribuidora y las líneas de media tensión del proyecto, se ha de aclarar que las líneas de media tensión alcanzan la tensión adecuada de conexión a la red gracias a los diferentes transformadores que elevan la tensión de 420 V de salida de los inversores hasta los 15 kV de la línea de distribución que pasa por la zona. Para esa tarea, se recurre a 4 transformadores de 1250 kW, del fabricante Schneider Electric.

Las diferentes hojas de características técnicas de los diferentes elementos de sistema eléctrico se encuentran recogidas en los diferentes anexos del proyecto.

5.2.3. Modelo de PVSyst

Los diferentes pasos que se han seguido para realizar la simulación se detallan en el Anexo XI, donde también se recogen todos los parámetros que se han utilizado para la modelización de la planta fotovoltaica en PVSyst.

En el informe final ofrecido por PVSyst tras la simulación definitiva (Anexo XII), se incluye un diagrama de Sankey (Figura 24), donde se exponen todas las pérdidas de la instalación, detallando su valor, y finalmente la producción final de la planta. No obstante, la siguiente tabla recoge los valores de las diferentes pérdidas del modelo de la planta fotovoltaica (Tabla 11):

TIPO DE PÉRDIDAS	VALOR (%)
Dispersión de la potencia de los paneles	0,50
Seguimiento MPPT	1
Mismatch	1
LID	1
Suciedad	2
Temperatura	5,4
Envejecimiento anual de los paneles	0,45
Rendimiento del inversor	1,2
Limitación de potencia en inversor	0
Transformador (Hierro)	0,12
Transformador (Resistivas)	1,7
Operación y mantenimiento	2
Óhmicas en cableado CC	1
Óhmicas en cableado CA	0,5

Tabla 11. Tabla de los valores de las pérdidas utilizados en el modelo de PVSyst.

En la figura 25 se representa el diagrama de Sankey de la simulación, donde se pueden observar las diferentes pérdidas de energía a lo largo de todo el proceso de conversión, así como los parámetros necesarios para el cálculo del rendimiento de la instalación, o PR, que se calcula según la siguiente expresión:

$$PR = \frac{E_{Grid} * G_{cem}}{(GlobEff + Glob rs * BF) * Pp}$$

Donde:

$$PR = \frac{6247521 * 1}{(2336 + 120 * 0,75) * 2996,3} = 0,8595$$

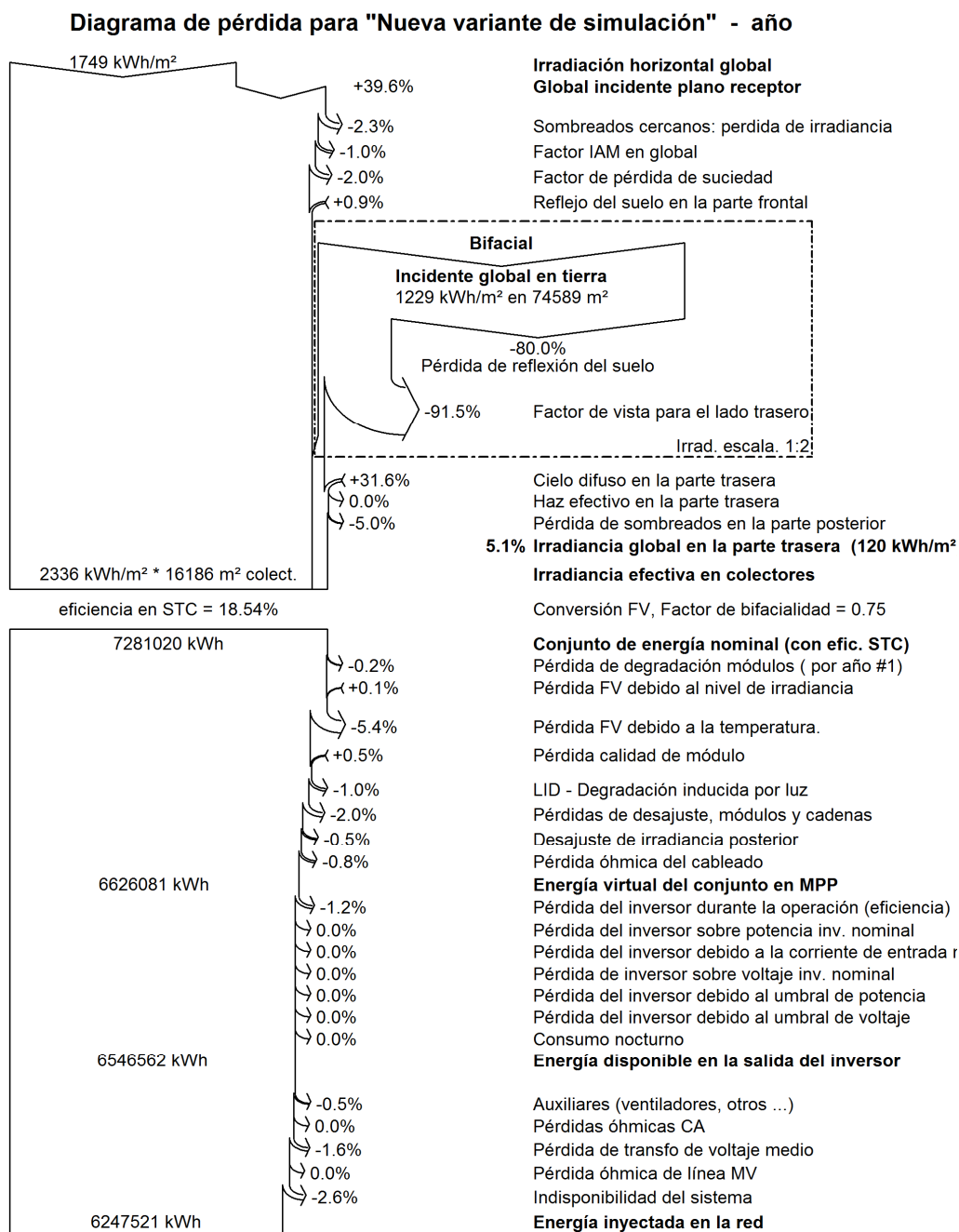


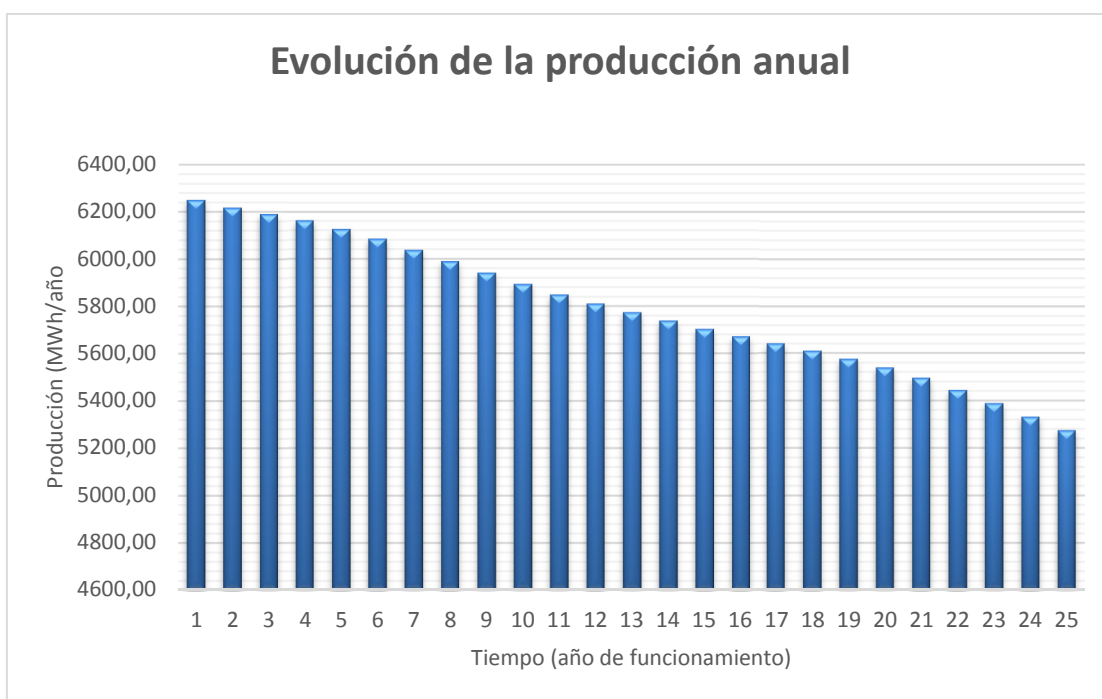
Figura 24. Diagrama de Sankey del modelo de la planta fotovoltaica. (Fuente: PVSyst)

5.2.4. Resultados de producción de energía y PR de la planta

En el anexo XII se presenta el modelo en el programa PVSyst de la simulación energética de la planta y se recogen todos los valores de los parámetros que definen dicho modelo computacional. Como resultados destacados se tienen:

- Irradiación global cara frontal sobre plano horizontal: 1749 kWh/m²
- Ganancia de irradiación global en plano de seguimiento cara frontal: 39,6 %
- Irradiación global cara frontal efectiva: 2336 kWh/m²
- Ganancia Irradiación Global cara posterior: 5,1 %
- Irradiación global cara posterior efectiva: 120 kWh/m²
- Energía inyectada a la red (año 1): 6247,52 MWh/año
- PR de la instalación: 85,95 %

Para obtener la energía producida durante 25 años es necesario aplicar el factor de envejecimiento, según el fabricante del panel, es de 0,45 %/año, lo que provoca que las distintas iteraciones del funcionamiento de la instalación, a lo largo de sus 25 años de vida útil, muestren un decremento de la producción del sistema, pasando el parque fotovoltaico de producir 6248 MWh/año en su primer año de funcionamiento, a solo 5273 MWh/año en su último año. Los datos de dichas iteraciones se recogen en las siguientes tablas (Tabla 12 y 13). Estos datos son relevantes ya que son la previsión de producción de la planta solar, que serán utilizados para hacer el estudio de viabilidad económica del proyecto, que es en última instancia lo que determinará la conveniencia o no de ejecutar el proyecto.



*Tabla 12. Tabla de la evolución de la producción del sistema en función del año de funcionamiento.
(Elaboración propia)*

AÑO	PRODUCCIÓN (MWh/año)	AÑO	PRODUCCIÓN (MWh/año)
1	6248	14	5737
2	6216	15	5702
3	6189	16	5671
4	6161	17	5640
5	6124	18	5608
6	6083	19	5574
7	6036	20	5538
8	5988	21	5494
9	5940	22	5442
10	5892	23	5387
11	5847	24	5331
12	5809	25	5273
13	5772	TOTAL	144702

*Tabla 13. Tabla comparativa de la producción del sistema en función del año de funcionamiento.
(Elaboración propia)*

5.2.5. Conclusiones

En definitiva, las conclusiones a las que se ha llegado, siguiendo la lista de simulaciones con los distintos escenarios de estudio, son que se ha de instalar:

- Nº total de paneles: 7.220 (Fabricante: Longi Solar; Modelo: 'LR4-72HBD-415M')
- Nº total de strings: 361
- Nº de paneles por string: 20
- Nº total de seguidores: 81 (Fabricante: Soltec; Modelo: 'Single-Axis Tracker SF7')
- Distancia entre seguidores: 20 metros
- Nº de inversores: 28 (Fabricante: Ingeteam; Modelo: 'INGECON SUN 100TL')
- Nº de transformadores: 4 (Fabricante: Schneider Electric; Modelo: 'Trihal 1250-15')
- Potencia nominal pico de la instalación fotovoltaica: 2,9963 MWp
- Potencia nominal del campo de inversores: 2,940 MW
- Ratio (P_p/P_n): 1,02
- Irradiación global cara frontal sobre plano horizontal: 1749 kWh/m²
- Irradiación global cara frontal efectiva: 2336 kWh/m²
- Irradiación global cara posterior efectiva: 120 kWh/m²
- Energía inyectada a la red (año 1): 6247,52 MWh/año
- PR: 85,95 %

6. Diseño eléctrico

Las conclusiones expuestas en el anterior apartado no pueden hacerse definitivas sin antes realizar una serie de cálculos justificativos que corroboren la viabilidad de dicho diseño de la instalación. Para ello, se va a aprovechar para acabar de diseñar la disposición final con la que se instalarán los diferentes elementos del parque solar y sus correspondientes interconexiones entre sí. A pesar de que en el Documento II se detallan los esquemas unifilares y los diferentes planos de la instalación, en este apartado se pretende justificar su diseño.

Los diferentes elementos que componen el circuito eléctrico de la instalación son, en primer lugar, los paneles, dispuestos en cadenas de módulos tal y como se especifica en el apartado 5.2.3 de esta memoria, e instalados sobre seguidores. La disposición de los paneles, formando las diferentes cadenas de módulos, sobre cada uno de los seguidores se realizará como se indica en la siguiente figura (Figura 25):

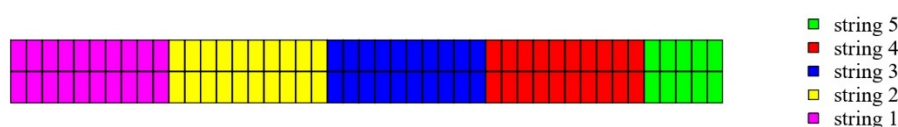


Figura 25. Disposición de los paneles y conexión en strings sobre el seguidor. (Elaboración propia)

Donde se deduce, que en cada uno de los seguidores se ubican 4 strings y medio, este último (String 5 en la figura) irá conectado con el resto del string al inicio del seguidor que se ubica inmediatamente después.

Los paneles son los encargados de generar energía eléctrica, en forma de corriente continua, que ha de ser conducida a la unidad de acondicionamiento de potencia (inversor), para su conversión a corriente alterna. Los inversores tienen un número de entradas limitadas, según cada modelo, por lo que, por el camino, los diferentes circuitos de baja tensión provenientes de las distintas cadenas, han de ser agrupados previamente, en concordancia con dicho número de inputs disponibles, así como de las características técnicas del modelo de inversor en cuestión.

El modelo de inversor utilizado en este proyecto, de la marca Ingeteam, dispone de una única entrada, y el fabricante recomienda una tensión de funcionamiento que esté dentro del rango de 508,5 V a 850 V. Además, la tensión máxima que soporta el inversor es de 1100 V, y un amperaje no superior a 185 A en servicio permanente, y de 240 A en caso de cortocircuito.

Una vez recopilados los datos fundamentales del inversor, se ha de comprobar el cumplimiento de los requisitos de funcionamiento del fabricante y se ha de diseñar la forma en que agrupar los circuitos eléctricos que provienen de los paneles solares y que van a conectarse a las entradas de los inversores.

En primer lugar, se va a comprobar que la tensión que llega al inversor es inferior a la máxima establecida por el fabricante. Dado que las cadenas de módulos del campo solar son circuitos en paralelo, todas estarán a la misma tensión, la cual queda determinada por tensión máxima que puede producir un panel, que es la tensión de vacío, y del número de paneles que haya instalados por cadena. En este caso, se ha dispuesto el parque de tal forma que cada cadena alberga un total de 20 módulos, del fabricante LONGI Solar, que asegura que la tensión de vacío del modelo de panel instalado es de 49 V. Dado que la tensión total equivalente de elementos eléctricos conectados en serie se calcula sumando la tensión de cada uno de ellos, la tensión de cada cadena será de: $49 \text{ V/panel} \times 20 \text{ paneles} = 980 \text{ V}$, y dado que dicho voltaje es menor al indicado por el fabricante (1100 V), se puede afirmar que se cumple con el primer requisito de funcionamiento del inversor.

En segundo lugar, se va a comprobar que la intensidad que llega al inversor a través de cada una de sus entradas se encuentra dentro de rango proporcionado por el fabricante, y a su vez, que la intensidad total que llega al inversor sea inferior a la máxima permitida. Dado que la intensidad que circula por cada elemento eléctrico en serie dentro de una rama es la misma, la máxima intensidad que podrá circular por cada rama será la intensidad de cortocircuito del panel, que en este caso es de 10,73 A. Además, la instalación consta de 361 cadenas, repartidas entre 28 inversores.

Para la comprobación del cumplimiento de los requisitos referentes a la intensidad, se hace necesario especificar el diseño del circuito eléctrico que conecta los paneles con el inversor. Para ello, se deberá de buscar que haya la mayor similitud posible entre todos los circuitos conectados a cada inversor. Dado que cada inversor dispone de una única entrada, y que el parque fotovoltaico está dispuesto en 361 cadenas de módulos, haciendo un reparto equitativo entre los dos inversores se llega a que aproximadamente deben de conectarse 13 cadenas a cada inversor.

Como este resultado no es exacto, se conectarán 12 cadenas de módulos a cada inversor en 21 de ellos, y las restantes 112 cadenas se conectarán a los otros 7 inversores, de forma que en 4 de ellos lleguen 16 cadenas de módulos, y en los 3 que faltan solamente 15 cadenas por inversor. La primera comprobación sería entonces, que la intensidad total de funcionamiento que entra al inversor con la situación más desfavorable, proveniente de las 16 cadenas de módulos, sea inferior a los 185 A que permite, requisito que también se ve cubierto, dado que: $10,23 \text{ A/cadena} \times 16 \text{ cadenas} = 163,68 \text{ A}$.

La segunda comprobación es que la intensidad total de cortocircuito que entra a cada inversor, proveniente de las 16 cadenas de módulos, sea inferior a los 240 A que permite, requisito que también se ve cubierto, dado que: $10,73 \text{ A/cadena} \times 16 \text{ cadenas} = 171,68 \text{ A}$.

Para la interconexión de las cadenas de módulos, de forma que pasen a ser un único circuito, que ya se pueda conectar al input del inversor correspondiente, se hace uso de cajas de conexión, en este caso se aprovechará para instalar cajas que ya doten al circuito con las debidas protecciones eléctricas en baja tensión, las cuales incluyen fusibles para cada circuito y un seccionador a la salida de la caja.

Dado que se ha de conectar desde 12 hasta 16 circuitos por caja, se ha optado por instalar dos modelos de cajas de protección: STC12 100 A y STC16 100 A. Estos modelos incorporan 12 y 16 entradas, respectivamente, con fusibles de 16 A (mayor que la intensidad de 10,73 A que se puede llegar a producir en cada circuito de entrada), protección contra sobretensiones en corriente continua de hasta 1000 V y un seccionador de 160 A en su salida. El resto de sus características, como la protección IP55, están disponibles en el Anexo V de esta memoria.

En cuanto a la interconexión a la red de la compañía distribuidora y las líneas de media tensión del proyecto, se ha de aclarar que las líneas de media tensión alcanzan la tensión adecuada de conexión a la red gracias a los diferentes transformadores que elevan la tensión de 420 V de salida de los inversores hasta los 15 kV de la línea de distribución que pasa por la zona. Para esa tarea, se necesitarán 4 transformadores de 1250 kW, 'Trihal 1250-15' del fabricante Schneider Electric.

Dado que la conexión de las líneas (3 fases y neutro) a los diferentes transformadores se realiza mediante barras, se va a hacer uso del embarrado para unir diferentes líneas de baja tensión provenientes de los inversores, para optimizar el número de transformadores necesarios en la instalación. La disposición de los mismos se hará de forma que dos de ellos recibirán la conexión de 8 líneas cada uno, y los otros dos restantes recibirán la conexión de 6 líneas cada uno. Esta distribución es debida a que los modelos de transformadores elegidos disponen de 4 entradas y se ha de buscar un equilibrio en la conexión de las líneas. No obstante, se ha de remarcar que, para mayor igualdad de carga entre los diferentes transformadores, los que reciban únicamente 6 líneas, deberán estar entre ellas las líneas más cargadas, correspondientes a las de los inversores que reciben 16 cadenas módulos.

Previamente a la interconexión a la red, las 4 líneas de media tensión que salen de los diferentes transformadores, se unirán en una sola línea mediante cabinas de media tensión, que proveen a cada línea de las debidas protecciones eléctricas, además de incorporar un embarrado común que unirá todas las líneas, formando una única línea de media tensión que será la que se conecte a la red de distribución.

La interconexión a la red no se especifica en este proyecto debido a que al ser la línea de distribución propiedad de una empresa privada, esta es la encargada de decidir cómo y dónde exactamente ha de ser dicha interconexión, imponiendo toda una serie de requisitos que se desconocen. Por tanto, el diseño de dicha interconexión se hará tal y como especifique la empresa distribuidora.

Por tanto, en lo referente a las líneas eléctricas que interconectan los diferentes elementos del parque fotovoltaico conectado a la red hay varios tipos de cables eléctricos, según la parte de la instalación en la que se encuentren ubicados, que deberán ser dimensionados según la norma que les sea de aplicación y entre los que se pueden diferenciar los siguientes tipos de cableado, en este proyecto:

- Cableado de baja tensión y en corriente continua entre los paneles y desde ellos hasta las cajas de protección (Tramo 1).
- Cableado de baja tensión y en corriente continua desde las cajas de protección hasta los inversores (Tramo 2).
- Cableado de baja tensión y en corriente alterna desde los inversores hasta el centro de transformación (Tramo 3).
- Cableado en media tensión y en corriente alterna desde el centro de transformación hasta las cabinas de media tensión (Tramo 4).
- Cableado en media tensión y en corriente alterna desde las cabinas de media tensión hasta el punto de conexión a la red de distribución (Tramo 5).

Además de cumplir con todos los requisitos que se especifiquen según la norma que aplique al cableado de la instalación, el dimensionamiento del mismo se realizará atendiendo a que la caída de tensión a lo largo de todo el tendido eléctrico esté dentro de lo permitido por el reglamento, y minimizándose al máximo para evitar pérdidas adicionales en la instalación.

En general, los cables a instalar en una planta fotovoltaica han de cumplir una serie de requisitos, que son:

- Ser libres de halógenos, no propagadores de llama y resistentes ante la corrosión.
- Tener una vida útil de al menos 30 años a 90°C, además de poder soportar 120°C en régimen permanente.
- Disponer de buenas propiedades mecánicas a baja temperatura.
- Ser compatibles con la instalación de seguidores y de fácil instalación.

6.1. Diseño del cableado de baja tensión

Los conductores utilizados en las líneas de baja tensión de la instalación fotovoltaica serán de cobre, puesto que de ser de aluminio la sección necesaria sería mucho mayor, y estarán aislados con mezclas apropiadas de compuestos poliméricos. Además, esta opción es la sugerida por el catálogo Prysmian de cables y accesorios para baja tensión proporcionado por el peticionario (Anexo VI), en el cual se recomienda el uso de conductor de cobre en instalaciones fotovoltaicas.

Las canalizaciones estarán además debidamente protegidas contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen y tendrán la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a que puedan estar sometidos. Los cables utilizados podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada 1/1 kV y aislamiento XLPE, y la sección de estos conductores será normalizada según el catálogo y la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas.

Los cables instalados a lo largo del parque fotovoltaico serán unipolares, salvo en el caso en que se necesitase de más de un circuito en algún tramo determinado de la instalación, que, por sus circunstancias, ocasione una corriente admisible demasiado elevada.

Para el cálculo de la sección más idónea del cableado existen tres métodos distintos, entre los que se deberá seleccionar el resultado más restrictivo en cada tramo de la instalación, atendiendo además a sus características, para garantizar la seguridad y el funcionamiento de la instalación en todo momento.

En los casos en que la canalización discurra enterrada en zanja y bajo tubo de PVC, los diámetros de dichos tubos se han de obtener de la tabla 9 de la ITC-BT 21 (Tabla 14), que se adjunta a continuación:

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

Tabla 14. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función de número y sección de los conductores.
(Fuente: ITC-BT 21)

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección deberá cumplir lo indicado a continuación y en su defecto lo prescrito en la norma UNE 20.460-5-523 y en las ITC-BT 19 e ITC-BT 20. Además, se dispondrá de un tubo de reserva en cada zanja.

6.1.1. Criterio de intensidad máxima admisible

Este criterio se basa en la limitación de la intensidad máxima admisible que puede circular por un cable en función de una serie de factores de corrección, recogidos en la ITC-BT 07. Además, en este proyecto se ha optado por aplicar un factor adicional de 1,25 tanto en corriente continua como en alterna, que sobredimensione en cierta medida el resultado obtenido, para garantizar una mayor seguridad.

$I_{adm} = \frac{1,25 * I_{mp}}{F_t * F_r * F_c * F_p}$	I = Intensidad admisible (A). I = Intensidad en el punto de máxima potencia (A). F_t = Factor de corrección por temperatura del terreno/ambiente. F_r = Factor de corrección por resistividad del terreno. F_c = Factor de corrección por agrupamiento de cables. F_p = Factor de corrección por profundidad del terreno.
---	---

Ecuación 1. Fórmula de cálculo de intensidad máxima admisible

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen en cada caso de la temperatura máxima que el aislamiento pueda soportar sin alteraciones de sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. En la tabla 2 de la ITC-BT 07 (Tabla 15) se especifican, con carácter informativo, las temperaturas máximas admisibles de cables en servicio permanente en función de su tipo de aislamiento.

Tipo de Aislamiento seco	Temperatura máxima °C	
	Servicio permanente	Cortocircuito $t \leq 5s$
Policloruro de vinilo (PVC) $S \leq 300 \text{ mm}^2$ $S > 300 \text{ mm}^2$	70	160
	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250

Tabla 15. Temperatura máxima asignada al conductor en cables aislados. (Fuente: ITC-BT 07)

Una vez conocida la intensidad que circulará por cada tramo de la instalación en las condiciones de máxima carga de la instalación, cuyo dato de partida viene dado por el fabricante de los paneles, esta ha de compararse con la intensidad máxima que admiten los cables a utilizar. Para ello, y según lo que marca el REBT, el circuito se dimensionará según las tablas recogidas en la ITC-BT-07, que recogen los valores indicados en la Norma UNE 20.435, y que se muestran a continuación, según sea el caso de las condiciones de instalación de la canalización.

- **Canalizaciones enterradas en zanja en el interior de tubos o similar**

Este tipo de canalización tiene una serie de tablas específicas, que según sean las condiciones en cada caso, determinarán los diferentes factores de corrección que se han de aplicar en la fórmula anterior. Las condiciones estándar para este tipo de canalizaciones serán una temperatura del terreno de 25°C a la profundidad de la zanja, que será de 0,7 metros, y en un terreno con una resistividad térmica de 1 K.m/W, por tanto, todo lo que difiera de ellas, conllevará la aplicación de su correspondiente factor de corrección.

Las diferentes intensidades máximas admisibles para cables conductores de cobre en este tipo de instalaciones enterradas, en servicio permanente, se detalla en la tabla 5 de la ITC-BT 07 (Tabla 16):

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tabla 16. Intensidad máxima admisible para conductores de cobre enterrados. (Fuente: ITC-BT 07)

Para el caso en que los cables conductores sean enterrados en terrenos cuya temperatura se considere distinta de 25°C, se deberá aplicar el factor de corrección correspondiente, según lo determina la tabla 6 de la ITC-BT 07 (Tabla 17):

Temperatura de servicio Θ _s (°C)	Temperatura del terreno, Θ _t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Tabla 17. Factores de corrección para temperaturas de terreno distintas de 25°C. (Fuente: ITC-BT 07)

Si se diese el caso de una temperatura del terreno que no aparezca en la tabla, el factor de corrección se debería de calcular siguiendo la siguiente expresión:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}}$$

Para el caso en que los cables conductores sean enterrados en terrenos cuya resistividad térmica difiera de 1 K.m/W, se deberá aplicar el factor de corrección correspondiente, según lo determina la tabla 7 de la ITC-BT 07 (Tabla 18):

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Tabla 18. Factores de corrección para resistividades térmicas del terreno distintas de 1K.m/W. (Fuente: ITC-BT 07)

Para el caso en que se instalen varios cables conductores o ternas, se deberá aplicar el factor de corrección por agrupamiento de los mismos, según corresponda en la tabla 8 de la ITC-BT 07 (Tabla 19):

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Tabla 19. Factores de corrección por agrupación de cables trifásicos o ternas de cables unipolares. (Fuente: ITC-BT 07)

Para el caso en que los cables conductores sean enterrados en el terreno a una profundidad distinta a 0,7 metros, se deberá aplicar el factor de corrección correspondiente, según lo determina la tabla 9 de la ITC-BT 07 (Tabla 20):

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 20. Factores de corrección por profundidad de zanja. (Fuente: ITC-BT 07)

Por último, en la ITC-BT 07 se hace mención a una serie de condiciones adicionales en el caso de que se los cables se entierren en el interior de tubos, entre las que se encuentran:

- Se instalará un circuito por tubo. La relación entre el diámetro interior del tubo y el diámetro aparente del circuito será superior a 2, pudiéndose aceptar excepcionalmente 1,5.
- En el caso de una línea con cable tripolar o con una terna de cables unipolares en el interior de un mismo tubo, se aplicará un factor de corrección de 0,8.

- **Canalizaciones instaladas al aire**

Este tipo de canalización tiene una serie de tablas específicas, que según sean las condiciones en cada caso, determinarán los diferentes factores de corrección que se han de aplicar en la fórmula anteriormente mencionada. Las condiciones estándar para este tipo de canalizaciones serán una temperatura de ambiente de 40°C, disposición que permite la renovación del aire y cable trifásico o terna de cables unipolares. Todo lo que difiera de ellas, conllevará la aplicación de su correspondiente factor de corrección.

Las diferentes intensidades máximas admisibles para cables conductores de cobre en este tipo de instalaciones al aire, en servicio permanente, se detalla en la tabla 12 de la ITC-BT 07 (Tabla 21):

Sección nominal mm ²	Tres cables unipolares (1)			1 cable trifásico		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	46	45	38	44	43	36
10	64	62	53	61	60	50
16	86	83	71	82	80	65
25	120	115	96	110	105	87
35	145	140	115	135	130	105
50	180	175	145	165	160	130
70	230	225	185	210	220	165
95	285	280	235	260	250	205
120	335	325	275	300	290	240
150	385	375	315	350	335	275
185	450	440	365	400	385	315
240	535	515	435	475	460	370
300	615	595	500	545	520	425
400	720	700	585	645	610	495
500	825	800	665	-	-	-
630	950	915	765	-	-	-

Tabla 21. Intensidad máxima admisible en servicio permanente para conductores de cobre instalados al aire.
(Fuente: ITC-BT 07)

Para el caso en que los cables conductores sean instalados en emplazamientos cuya temperatura ambiente se considere distinta de 40°C, se deberá aplicar el factor de corrección correspondiente, según lo determina la tabla 13 de la ITC-BT 07 (Tabla 22):

Temperatura de servicio Θ_s en °C	Temperatura ambiente, Θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58

Tabla 22. Coeficiente de corrección para temperatura ambiente distinta de 40°C. (Fuente: ITC-BT 07)

Si se diese el caso de una temperatura ambiente que no aparezca en la tabla, el factor de corrección se debería de calcular siguiendo la siguiente expresión:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_a}{\theta_s - 40}}$$

Para el caso en que se agrupen varios cables conductores o ternas, y según el tipo de bandeja en la que se instalen, se deberá aplicar el factor de corrección por agrupamiento de los mismos, según corresponda en las tablas 14 y 15 de la ITC-BT 07 (Tablas 23 y 24), dependiendo de si se trata de cables unipolares o trifásicos, respectivamente:

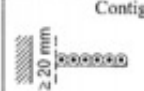
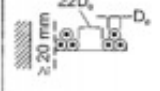
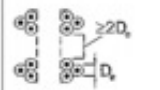
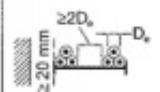
Tipo de instalación		Nº de bandejas	Nº de circuitos trifásicos (2)			A utilizar para (1):
			1	2	3	
Bandejas perforadas (3)	 Contiguos	1	0,95	0,90	0,85	Tres cables en capa horizontal
		2	0,95	0,85	0,80	
		3	0,90	0,85	0,80	
Bandejas verticales perforadas (4)	 Contiguos	1	0,95	0,85	-	Tres cables en capa vertical
		2	0,90	0,85	-	
Bandejas escalera, soporte, etc. (3)	 Contiguos	1	1,00	0,95	0,95	Tres cables en capa horizontal
		2	0,95	0,90	0,90	
		3	0,95	0,90	0,85	
Bandejas perforadas (3)	 Contiguos	1	1,00	1,00	0,95	Tres cables dispuestos en trébol
		2	0,95	0,95	0,90	
		3	0,95	0,90	0,85	
Bandejas verticales perforadas (4)	 Contiguos	1	1,00	0,90	0,90	
		2	1,00	0,90	0,85	
Bandejas escalera, soporte, etc. (3)	 Contiguos	1	1,00	1,00	1,00	
		2	0,95	0,95	0,95	
		3	0,95	0,95	0,90	

Tabla 23. Coeficiente de corrección por agrupación de cables unipolares instalados al aire.

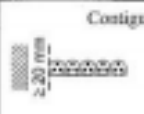
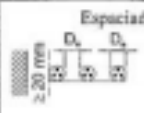
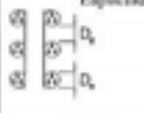
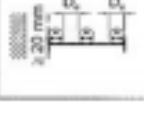
Tipo de instalación		Nº de circuitos trifásicos (1)						
		Nº de bandejas	1	2	3	4	6	9
Bandejas perforadas (2)		1	1,00	0,90	0,80	0,80	0,75	0,75
		2	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70
		3	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65
		1	1,00	1,00	1,00	0,95	0,90	-
		2	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	-
		3	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	-
Bandejas verticales perforadas (3)		1	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70
		2	1,00	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70
		1	1,00	0,90	0,90	0,90	0,85	-
		2	1,00	0,90	0,90	0,85	0,85	-
Bandejas escalera, soportes, etc. (2)		1	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80
		2	1,00	0,85	0,80	0,80	0,75	0,75
		3	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70
		1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-
		2	1,00	1,00	1,00	0,95	0,95	-
		3	1,00	1,00	0,95	0,95	0,75	-

Tabla 24. Coeficiente de corrección por agrupación de cables trifásicos. (Fuente: ITC-BT 07)

En resumen, por todo lo anterior, y a efectos de determinar la intensidad máxima admisible, los circuitos eléctricos necesarios en esta instalación se instalarán en las siguientes condiciones:

Se instalará una terna de cables unipolares en contacto mutuo por tubo, en la misma zanja que los otros circuitos que discurren en paralelo, enterrados en una zanja de 0,70 m de profundidad, en un terreno de tipo limoso húmedo con resistividad térmica de 0,85 K·m/W, con temperatura del terreno a dicha profundidad de 25°C y, temperatura ambiente más desfavorable de 40°C.

No obstante, en el periodo de instalación, cuando se realice la obra civil, si el director de obra considera que las condiciones de instalación real son más desfavorables de las proyectadas, se deberá reformular el cálculo de los cables a instalar, de forma que el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada, no dé lugar a una temperatura en el aislamiento superior a la prescrita en la tabla 52.1 de la norma UNE-60364-5-52 (Tabla 2 de la ITC-BT 07). Para lo que se tendrá que tener en cuenta todos los factores de corrección de la intensidad máxima admisible que se consideren necesarios.

Con todo lo expuesto, el cálculo de la sección mínima de los cables, con este criterio en los distintos tramos de la instalación, arroja los siguientes resultados:

- **Tramo 1:**

Este primer tramo transcurre al aire libre, en bandeja, y con corriente continua. Por tanto, se ha de despejar la sección, aplicando la fórmula:

$$I_{adm} = \frac{1,25 * I_{mp}}{F_t * F_r * F_c * F_p}$$

El factor de corrección por resistividad térmica del terreno (F_r) y el factor de corrección por profundidad de la zanja (F_p) no son de aplicación en este caso, puesto que el cableado no transcurre soterrado.

El factor de corrección por temperatura, al tratarse de montaje superficial, se referirá a la temperatura del ambiente, la cual puede llegar a registrar valores cercanos a 40°C, y consecuentemente, en la tabla 13 de la ITC-BT 07, podemos apreciar como el factor de corrección correspondiente a esta temperatura es igual a 1, por tratarse de la condición estándar.

El factor de corrección por agrupamiento de ternas de cables unipolares será igual a 1, al no producirse este fenómeno, debido a que este tramo es monofásico y de corriente continua.

La intensidad de cada rama queda definida por la intensidad en el punto de máxima potencia, que especifica el fabricante, y que en este caso es de 10,23A.

Con todo ello, la intensidad máxima admisible obtenida en la fórmula anterior sería: $I_{adm} = 12,79A$.

Una vez conocida la intensidad máxima admisible que ha de soportar el conductor de cobre, se ha de obtener la sección necesaria de dicho conductor en la tabla 12 de la ITC-BT 07, que en este caso resulta ser, para este primer tramo y según este criterio, de 6 mm², ya esta sección llega a aguantar hasta 46 A en servicio permanente.

- **Tramo 2:**

Este segundo tramo transcurre enterrado bajo tierra, entubado, y con corriente continua. Por tanto, se ha de despejar la sección, aplicando la fórmula:

$$I_{adm} = \frac{1,25 * I_{mp}}{F_t * F_r * F_c * F_p}$$

El factor de corrección por resistividad térmica del terreno (F_r), dado que el suelo en el emplazamiento de este proyecto se considera de tipo poco húmedo con resistividad de 0,85 K·m/W, consultando la tabla 7 de la ITC-BT 07 apreciamos como este factor será igual a 1,06.

El factor de corrección por profundidad de la zanja (F_p), dado que los cables serán enterrados en una profundidad de la zanja de 0,7 metros, consultando la tabla 9 de la ITC-BT 07 apreciamos como este factor será igual a 1, por tratarse de la condición estándar.

El factor de corrección por temperatura, al tratarse de montaje soterrado, se referirá a la temperatura del terreno, la cual se considerará de 25°C a la profundidad de la zanja, y consecuentemente, en la tabla 6 de la ITC-BT 07, podemos apreciar como el factor de corrección correspondiente a esta temperatura es igual a 1, por tratarse de la condición estándar.

El factor de corrección por agrupamiento de ternas de cables unipolares será igual a 1, al no producirse este fenómeno, debido a que este tramo es monofásico y de corriente continua.

La intensidad de cada rama queda definida por la intensidad en el punto de máxima potencia, que especifica el fabricante, y que en este caso es de 10,23A. Como en este tramo la intensidad que circula en el caso más desfavorable se debe a la unión de 16 cadenas, se obtiene una corriente de: $16 \times 10,23A = 163,68 A$.

Con todo ello, la intensidad máxima admisible obtenida según la fórmula anterior, sería: $I_{adm} = 193,02 A$.

Una vez conocida la intensidad máxima admisible que ha de soportar el conductor de cobre, se ha de obtener la sección necesaria de dicho conductor en la tabla 5 de la ITC-BT 07, que en este caso resulta ser, para este segundo tramo y según este criterio, de 70 mm^2 , ya que esta sección llega a aguantar hasta 250 A en servicio permanente.

- **Tramo 3:**

Este tercer tramo transcurre enterrado bajo tierra, entubado, y con corriente alterna trifásica, por lo que, se ha de despejar la sección aplicando la fórmula:

$$I_{adm} = \frac{1,25 * Imp}{Ft * Fr * Fc * Fp}$$

El factor de corrección por resistividad térmica del terreno (Fr), dado que el suelo en el emplazamiento de este proyecto se considera de tipo poco húmedo con resistividad de $0,85 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$, consultando la tabla 7 de la ITC-BT 07 apreciamos como este factor será igual a 1,06.

El factor de corrección por profundidad de la zanja (Fp), dado que los cables serán enterrados en una profundidad de la zanja de 0,7 metros, consultando la tabla 9 de la ITC-BT 07 apreciamos como este factor será igual a 1, por tratarse de la condición estándar.

El factor de corrección por temperatura, al tratarse de montaje soterrado, se referirá a la temperatura del terreno, la cual se considerará de 25°C a la profundidad de la zanja, y consecuentemente, en la tabla 6 de la ITC-BT 07, podemos apreciar como el factor de corrección correspondiente a esta temperatura es igual a 1, por tratarse de la condición estándar.

El factor de corrección por agrupamiento de ternas de cables unipolares en contacto mutuo será igual a 1, tal como se especifica en la tabla 8 de la ITC-BT 07, donde para un único circuito trifásico, enterrado bajo zanja y entubado, se obtiene dicho valor.

La intensidad quedará definida según las características técnicas de salida en corriente alterna que especifique el fabricante del inversor, que en este caso serán 145 A.

Con todo ello, la intensidad máxima admisible obtenida en la fórmula anterior sería: $I_{adm} = 170,991 A$. La intensidad máxima admisible que ha de soportar el conductor de cobre en cada circuito, sí se encuentra entre las disponibles en la tabla 5 de la ITC-BT 07, que en este caso resulta ser, para cada circuito, en este tercer tramo y según este criterio, de 35 mm^2 , ya que esta sección llega a aguantar hasta 190 A en servicio permanente.

6.1.2. Criterio de caída máxima de tensión

El criterio referente a la caída de tensión máxima admisible en el circuito eléctrico se sustenta en el concepto de que la circulación de corriente a través de conductores, con una determinada resistencia e impedancia, producen una diferencia entre la tensión en el punto aguas abajo con respecto al situado aguas arriba. Esta caída de tensión está limitada por la ITC-BT 40, que en su punto 5, afirma que para instalaciones generadoras de baja tensión: “la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución no será superior al 1,5% de la intensidad nominal”, para cualquier condición de trabajo.

El valor de la caída de tensión (e (V)), se rige mediante las expresiones que se incluyen a continuación, lo que implica que, a mayor sección del conductor, menor caída de tensión se va a producir. Por tanto, será imprescindible la elección de una sección adecuada del conductor para evitar calentamientos.

En corriente continua:

$e = \frac{2 \times L \times I}{C \times S}$	L=Longitud más desfavorable de la línea (m). I=Intensidad de la línea (A). C=Conductividad del conductor (m / (Ω.mm²)). S=Sección del conductor en (mm²). U=Tensión (V). e=Caída de tensión.
--	--

Ecuación 2.Fórmula de cálculo de la caída máxima de tensión en CC

En corriente alterna trifásica:

$e = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos\varphi}{C \times S}$	L=Longitud más desfavorable de la línea (m). I=Intensidad de la línea (A). C=Conductividad del conductor (m / (Ω.mm²)). S=Sección del conductor en (mm²). Cosφ=factor de potencia U=Tensión (V). e=Caída de tensión.
--	---

Ecuación 3.Fórmula de cálculo de la caída máxima de tensión en CA

Por su parte, la norma UNE 60364-5-52 indica que se debe considerar la conductividad del material en las peores condiciones en las que pueda trabajar el conductor, ya que la conductividad de los materiales depende de la temperatura. Para el caso de los cables de esta instalación, como el aislamiento de los mismos es XLPE, la máxima temperatura de servicio que aguanta el aislamiento es de 90° C, correspondiéndose con las peores condiciones de conductividad. A título orientativo son aceptados los valores de conductividad de la tabla siguiente (Tabla 25):

Material	C ₂₀	C ₄₀	C ₇₀	C ₉₀
Cobre	56	52	48	44
Aluminio	35	32	30	28
Temperatura	20°C	40°C	70°C	90°C

Tabla 25. Tabla de conductividad de los conductores en función de la temperatura (m / (Ω.mm²))

Una vez fijada la caída de tensión máxima admisible en 1,5% en circuitos de baja tensión, se ha de despejar la sección de cable resultante de las expresiones anteriores, eligiéndose la sección normalizada en el catálogo de cables que más se aproxime al resultado.

En el caso de obtener una sección de cable superior a 120 mm², la expresión debe corregirse para tener en consideración el efecto de la reactancia, cuya influencia puede ser significativa en secciones de dicha sección, o superior.

La expresión corregida sería, por tanto, la detallada a continuación:

$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\varphi}{C * (e - \sqrt{3} * X * L * 0,001 * I * \sin\varphi)}$	L=Longitud más desfavorable de la línea (m). I=Intensidad de la línea (A). C=Conductividad del conductor (m / (Ω.mm²)). S=Sección del conductor en (mm²). Cosφ=Factor de potencia. X=Reactancia (Ω). e=Caída de tensión.
---	---

Ecuación 4. Fórmula corregida del cálculo de la caída máxima de tensión en CA

Con todo lo expuesto, el cálculo de la sección mínima de los cables, con este criterio en los distintos tramos de la instalación, arroja los siguientes resultados:

- **Tramo 1:**

Este primer tramo transcurre al aire libre, en bandeja, y con corriente continua. Por tanto, se ha de despejar la sección, aplicando la fórmula:

$$e = \frac{2xLxI}{CxS}$$

La tensión de cada módulo en el punto de máxima carga, según especifica el fabricante, es de 40,6V. Puesto que cada circuito forma parte de una cadena de 20 módulos solares en serie, la tensión a lo largo de este tramo del circuito será de 812 V. Consecuentemente, como el límite de caída de tensión máxima permitida por la norma es de 1,5% se obtiene una caída de tensión en voltios de: 0,015x812V = 12,18 V.

La intensidad de cada rama queda definida por la intensidad en el punto de máxima potencia, que especifica el fabricante, y que en este caso es de 10,23A.

La conductividad del cobre, a 90°C (por ser la temperatura máxima admisible en el tipo de cable que se decide instalar), es de 44 m / ($\Omega \cdot \text{mm}^2$).

La longitud del cableado se considerará, en el caso más desfavorable, de 150 metros, ya que ha de recorrer toda la distancia que separa al panel más alejado de la caja de protección correspondiente.

Con todo ello, se obtiene que la sección mínima que cumple con lo establecido sería: $S = 5,727 \text{ mm}^2$. La sección normalizada inmediatamente superior de un conductor de cobre, disponible en el mercado, es de 6 mm^2 , que será por tanto la sección obtenida según este criterio, para este tramo.

- **Tramo 2:**

Este segundo tramo transcurre enterrado bajo tierra, entubado, y con corriente continua. Por tanto, se ha de despejar la sección, aplicando la fórmula:

$$e = \frac{2xLxI}{CxS}$$

La tensión a lo largo de este tramo del circuito será la misma que en el primer tramo (812 V) menos las pérdidas por caída de tensión acumulada, ocasionada por la impedancia del cableado. En este caso, para conductores de cobre, la caída de tensión acumulada será de:

$$e = \frac{2x150x10,23}{44x6} = 11,625 \text{ V}$$

Por tanto, la tensión obtenida para este tramo será de: $812\text{V} - 11,625 \text{ V} = 800,375 \text{ V}$, y consecuentemente, la caída de tensión permitida por la norma es de 1,5%, obteniendo una caída de tensión en voltios de: $0,015x800,375 \text{ V} = 12,006 \text{ V}$.

La intensidad de cada rama queda definida por la intensidad en el punto de máxima potencia, que especifica el fabricante, y que en este caso es de 10,23A. Como en este tramo la intensidad que circula se debe a la unión de 16 cadenas en el caso más desfavorable, se obtiene una corriente de: $16x10,23\text{A} = 163,68 \text{ A}$.

La conductividad del cobre, a 90°C (por ser la temperatura máxima admisible en el tipo de cable que se decide instalar), es de 44 m / ($\Omega \cdot \text{mm}^2$).

La longitud del cableado se considerará, en el caso más desfavorable, de 450 metros, ya que ha de recorrer toda la distancia que separa la caja de protección más alejada de la entrada al inversor correspondiente.

Con todo ello, se obtiene que la sección mínima que cumple con lo establecido sería: $S = 279,065 \text{ mm}^2$. Al tratarse de una sección superior a 120 mm^2 , se debe considerar el efecto de la reactancia de la línea en el cálculo, y, por tanto, la fórmula que se ha de utilizar es la que sigue:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\varphi}{C * (e - \sqrt{3} * X * L * 0,001 * I * \sin\varphi)}$$

Se observa que al haberse considerado el factor de potencia de este tramo igual a 1, la operación acaba dando el mismo resultado. Consecuentemente, la sección normalizada inmediatamente superior de un conductor de cobre, disponible en el mercado, en este caso es de 300 mm^2 . Por tanto, 300 mm^2 de cobre será la sección obtenida según este criterio, para este tramo.

Se comprueba además que esta sección de cable es compatible con la sección máxima que permite el fabricante en la conexión DC del inversor.

- **Tramo 3:**

Este tercer tramo transcurre enterrado bajo tierra, entubado y con corriente alterna trifásica, por lo que, se ha de despejar la sección aplicando la fórmula:

$$e = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos\varphi}{C \times S}$$

La tensión a lo largo de este tramo del circuito será la tensión de salida en máxima potencia del inversor, que según especifica el fabricante, es de 420 V. Consecuentemente, como el límite de caída de tensión máxima permitida por la norma es de 1,5% se obtiene una caída de tensión en voltios de: $0,015 \times 420V = 6,3 V$.

Para el cálculo, se considera un factor de potencia ($\cos\varphi$) igual a 1, ya que es lo especificado por el fabricante del inversor.

La intensidad quedará definida según las características técnicas de salida en corriente alterna que especifique el fabricante del inversor, que en este caso serán 145 A.

La conductividad del cobre, a 90°C (por ser la temperatura máxima admisible en el tipo de cable que se decide instalar), es de $44 \text{ m} / (\Omega \cdot \text{mm}^2)$, a pesar de tratarse ahora de corriente alterna.

La longitud del cableado se considerará, en el caso más desfavorable, de 25 metros, ya que ha de recorrer únicamente la distancia que separa al inversor del transformador BT/MT correspondiente.

Con todo ello, se obtiene que la sección mínima que cumple con lo establecido sería: $S = 22,65 \text{ mm}^2$. La sección normalizada inmediatamente superior de un conductor de cobre, disponible en el mercado, es de 25 mm^2 , que será por tanto la sección obtenida según este criterio, para este tramo.

6.1.3. Criterio de intensidad de cortocircuito

Por último, para el dimensionado de cables, es necesario comprobar que los cables son capaces de soportar la temperatura que provocaría la intensidad de un posible cortocircuito en el tiempo que tardan en actuar las protecciones correspondientes.

La intensidad máxima de cortocircuito (I_{cc}) del circuito eléctrico de la instalación dependerá del tramo de la instalación, y cuyo dato de partida es la intensidad de cortocircuito proporcionada por el fabricante de los módulos solares (I_{sc}) que en este caso es de 10,73 A.

Debido al tipo y características de la instalación, el tiempo que tardan las protecciones en actuar ante un eventual cortocircuito de la intensidad considerada anteriormente será muy reducido, por ello, se ha considerado como valor más desfavorable un tiempo de actuación de 0,5 segundos, aunque en la práctica las protecciones actuarán en un tiempo más reducido.

Para el cálculo de la sección mínima necesaria por este método, se debe seguir lo establecido en la norma UNE HD 60364-4-43. En este caso la fórmula para hallar la sección mínima capaz de soportar el cortocircuito es la siguiente:

$s = \frac{\sqrt{t} \cdot I_{cc}}{k}$	I_{cc}=Intensidad de cortocircuito máxima (A). S=Sección del conductor en (mm²). t= tiempo de actuación de las protecciones (s). k= factor relacionado al tipo de aislamiento
---------------------------------------	--

Ecuación 5.Fórmula corregida del cálculo de la intensidad de cortocircuito máxima

El factor k dependerá del tipo de aislamiento del conductor el cual aparece en la tabla 43A de la norma UNE HD 60364-4-43 (Tabla 26):

Propiedad/ condición	Tipo del aislamiento del conductor						
	PVC Termoplástico		PVC Termoplástico 90 °C		EPR XLPE Termoconformado	Goma 60°C Termoconformado	Mineral PVC con cubierta Sin cubierta
Sección del conductor mm ²	< 300	> 300	< 300	> 300			
Temperatura inicial °C	70		90		90	60	70 105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160 250
Material conductor:							
Cobre	115	103	100	86	143	141	115 135–115 ^a
Aluminio	76	68	66	57	94	93	– –
Soldaduras con estaño en conductores de cobre	115	–	–	–	–	–	–
^a Este valor se debe usar para cables sin cubierta expuestos al contacto.							
NOTA 1 Otros valores de <i>k</i> están bajo consideración para: – pequeños conductores (particularmente para secciones inferiores a 10 mm²); – otros tipos de conexiones en conductores; – conductores sin cubierta. NOTA 2 La intensidad nominal del dispositivo de protección contra cortocircuitos puede ser mayor que la intensidad admisible del cable. NOTA 3 Los factores de más arriba están basados en la Norma IEC 60724. NOTA 4 Véase el anexo A del Documento de Armonización HD 60364-5-54:2007 para el método de cálculo del factor <i>k</i>.							

Tabla 26.Valores de k para cada conductor. (Fuente: UNE HD 60364-4-43)

Para los cables instalados en el presente proyecto, de cobre y protección XLPE, se puede apreciar en la tabla 43A que el factor k tendrá un valor de 143.

Con todo lo expuesto, el cálculo de la sección mínima de los cables, con este criterio en los distintos tramos de la instalación, arroja los siguientes resultados:

- **Tramo 1:**

Este primer tramo transcurre al aire libre, en bandeja, y con corriente continua. Por tanto, se ha de calcular la sección, aplicando la fórmula:

$$s = \frac{\sqrt{t} \cdot I_{cc}}{k}$$

Para los cables instalados en el presente proyecto, de cobre y protección XLPE, el factor k tendrá un valor de 143.

La intensidad de cortocircuito en este tramo queda definida por la intensidad I_{sc} , que especifica el fabricante, y que en este caso es de 10,73A.

Debido al tipo y características de la instalación, el tiempo que tardan las protecciones en actuar ante un eventual cortocircuito de la intensidad considerada anteriormente será muy reducido, por ello, se ha considerado como valor más desfavorable un tiempo de actuación de 0,5 segundos, aunque en la práctica las protecciones actuarán en un tiempo más reducido.

Con todo ello, se obtiene que la sección mínima que cumple con lo establecido sería: $S = 0,053 \text{ mm}^2$. De esta forma, queda demostrado que este criterio de dimensionamiento de cables es menos restrictivo que los dos anteriores en este tipo de instalaciones.

- **Tramo 2:**

Este segundo tramo transcurre enterrado bajo tierra, entubado, y con corriente continua. Por tanto, se ha de calcular la sección, aplicando la fórmula:

$$s = \frac{\sqrt{t} \cdot I_{cc}}{k}$$

Para los cables instalados en el presente proyecto, de cobre y protección XLPE, el factor k tendrá un valor de 143.

La intensidad de cortocircuito en este tramo queda definida por la intensidad I_{sc} , que especifica el fabricante, y que en este caso es la suma de las 16 cadenas que confluyen en la caja de protección en el caso más desfavorable, dando lugar a una corriente de: $16 \times 10,73 \text{ A} = 171,68 \text{ A}$.

Debido al tipo y características de la instalación, el tiempo que tardan las protecciones en actuar ante un eventual cortocircuito de la intensidad considerada anteriormente será muy reducido, por ello, se ha considerado como valor más desfavorable un tiempo de actuación de 0,5 segundos, aunque en la práctica las protecciones actuarán en un tiempo más reducido.

Con todo ello, se obtiene que la sección mínima que cumple con lo establecido sería: $S = 0,849 \text{ mm}^2$. De esta forma, queda demostrado que este criterio de dimensionamiento de cables es menos restrictivo que los dos anteriores en este tipo de instalaciones.

- **Tramo 3:**

Este segundo tramo transcurre enterrado bajo tierra, entubado, y con corriente alterna trifásica. Por tanto, se ha de calcular la sección, aplicando la fórmula:

$$s = \frac{\sqrt{t} \cdot I_{cc}}{k}$$

Para los cables instalados en el presente proyecto, de cobre y protección XLPE, el factor k tendrá un valor de 143.

La intensidad de cortocircuito en este tramo será máxima en caso de cortocircuito trifásico, el cual se puede calcular según la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc}}$$

En este caso, U es igual a 420 V, y la impedancia de cortocircuito ofrecida por un cable de cobre de sección 35 mm² (según el criterio más restrictivo hasta el momento) y 25 metros de longitud queda definida según el valor típico de 0,08 Ω/km de reactancia para cables multiconductores o unipolares dispuestos en trébol y la resistencia de los mismos se rige por la siguiente expresión:

$$R = \frac{\rho x L}{S} = \frac{0,022 \times 25}{35} = 0,0157 \Omega$$

Donde ρ es la resistividad del cobre, que a 90°C, tiene un valor de 0,022 Ω. mm²/m, L es la longitud del conductor y S su sección.

Con estos datos, se obtiene una Z_{cc} igual a 0,02543 Ω, y de esta forma, aplicando la fórmula, la I_{cc} máxima que puede darse en este tercer tramo es de 9536,91 A.

Debido al tipo y características de la instalación, el tiempo que tardan las protecciones en actuar ante un eventual cortocircuito de la intensidad considerada anteriormente será muy reducido, por ello, se ha considerado como valor más desfavorable un tiempo de actuación de 0,5 segundos, aunque en la práctica las protecciones actuarán en un tiempo más reducido.

Con todo ello, se obtiene que la sección mínima que cumple con lo establecido sería: S = 47,158 mm². De esta forma, la sección inmediatamente superior al dato calculado en la tabla 5 de la ITC-BT 07 sería de 50 mm², para cada circuito, en este tercer tramo y según este criterio.

6.1.4. Conclusiones

Tras el cálculo de la sección de los conductores que se necesita en cada tramo del circuito, según tres criterios distintos, se elige finalmente el resultado obtenido en el criterio que más restrictivo resulte en cada caso, para su instalación en el proyecto.

Por tanto, las conclusiones de dimensionamiento de conductores a las que se ha llegado con los cálculos eléctricos son las expuestas a continuación:

- **Tramo 1:**

A la vista de los resultados de los tres métodos diferentes del cálculo de la sección del conductor en este primer tramo, se puede concluir que el método más restrictivo ha sido en este caso el de la caída máxima de tensión, que exige una sección mínima de 5,727 mm².

Acudiendo al catálogo de Prysmian, se observa cómo hay un cable de cobre, especializado para plantas fotovoltaicas, con una sección disponible de 6 mm², y que en consecuencia será la elegida para este tramo.

El uso de esta sección de conductor a lo largo de este tramo conllevaría una caída de tensión de:

$$e = \frac{2xLxI}{CxS} = \frac{2x150x10,23}{44x6} = 11,625 V$$

Caída de tensión que expresada en porcentaje tomaría el valor de 1,432 % en este tramo.

- **Tramo 2:**

A la vista de los resultados de los tres métodos diferentes del cálculo de la sección del conductor en este primer tramo, se puede concluir que el método más restrictivo ha sido en este caso el de la caída máxima de tensión, que exige una sección mínima de 279,065 mm².

Acudiendo al catálogo de Prysmian, se observa cómo hay un cable de cobre, especializado para plantas fotovoltaicas, con una sección disponible de 300 mm², y que en consecuencia será la elegida para este tramo, ya que el cálculo estaba ampliamente sobredimensionado y es muy poca la diferencia.

Atendiendo a la tabla 9 de la ITC-BT 21, el diámetro del tubo que contiene los conductores deberá ser en este caso de 225 mm.

El uso de esta sección de conductor a lo largo de este tramo conllevaría una caída de tensión de:

$$e = \frac{2xLxI}{CxS} = \frac{2x450x163,68}{44x300} = 11,16 V$$

Caída de tensión que expresada en porcentaje tomaría el valor de 1,374 % en este tramo.

- **Tramo 3:**

A la vista de los resultados de los tres métodos diferentes del cálculo de la sección del conductor en este primer tramo, se puede concluir que el método más restrictivo ha sido en este caso el de la intensidad máxima de cortocircuito, que exige una sección mínima de 47,158 mm².

Acudiendo al catálogo de Prysmian, se observa cómo hay un cable de cobre, especializado para plantas fotovoltaicas, con una sección de 50 mm² y que en consecuencia será la sección elegida para este tramo.

Atendiendo a la tabla 9 de la ITC-BT 21, el diámetro del tubo que contiene los conductores deberá ser en este caso de 110 mm.

El uso de esta sección de conductor a lo largo de este tramo conllevaría una caída de tensión de:

$$e = \frac{2xLxI}{CxS} = \frac{2x25x145}{44x50} = 3,295 V$$

Caída de tensión que expresada en porcentaje tomaría el valor de 0,785 % en este tramo.

6.2. Diseño del cableado de media tensión

La parte correspondiente al dimensionamiento de cables conductores en media tensión se ha calculado según las prescripciones técnicas establecidas en el RD 223/2008, de 15 de febrero, por el cual se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnica complementarias ITC-LAT 01 a 09, que resultan ser similares a las exigencias en baja tensión, con la principal diferencia de que no se especifica una caída de tensión máxima genérica, si no que dicho valor depende de cada proyecto.

En circuitos en media y alta tensión, la determinación de la sección de los conductores que ha de instalar requiere del cálculo de la misma por tres métodos diferentes: Intensidad máxima admisible en servicio permanente, intensidad máxima admisible de cortocircuito durante un determinado tiempo y caídas de tensión. Se ha de destacar que todo el cableado en media y alta tensión transcurre enterrado bajo zanja y en el interior de tubos.

El procedimiento de cálculo ha sido, en primer lugar, calcular la intensidad máxima en servicio permanente, en función de la potencia y tensión de la línea, y posteriormente hallar la sección del conductor obtenida por este método. A partir de este resultado, se comprueba que dicha sección soporta la intensidad máxima admisible de cortocircuito, y finalmente, que la caída de tensión a lo largo de dicha línea se encuentra dentro de un valor permitido para este tipo de instalación.

Las canalizaciones en media tensión transcurrirán enterradas bajo zanja y entubadas, y atendiendo a la ITC-LAT 06, no deberá instalarse más de un cable tripolar por tubo o más de un sistema de tres unipolares por tubo. La relación de diámetros entre tubo y cable o conjunto de tres unipolares no será inferior a 1,5.

6.2.1. Criterio de intensidad máxima admisible

Este criterio se basa en la limitación de la intensidad máxima admisible que puede circular por un cable en función de una serie de factores de corrección, recogidos en la ITC-LAT 06. Además, en este proyecto se ha optado por aplicar un factor adicional de 1,25, que sobredimensione en cierta medida el resultado obtenido, para garantizar una mayor seguridad.

$I_{adm} = \frac{1,25 * I_{mp}}{F_t * F_r * F_c * F_p}$	I = Intensidad admisible (A). I = Intensidad en el punto de máxima potencia (A). F_t = Factor de corrección por temperatura del terreno/ambiente. F_r = Factor de corrección por resistividad del terreno. F_c = Factor de corrección por agrupamiento de cables. F_p = Factor de corrección por profundidad del terreno.
---	---

Ecuación 6.Fórmula del cálculo de la intensidad máxima admisible en MT

Las tensiones nominales normalizadas en redes trifásicas se recogen en la tabla 1 de la ITC-LAT 06 (Tabla 27).

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U_n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U_s) kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

Tabla 27.Tabla de tensiones nominales. (Fuente: ITC-LAT 06)

Además, los tipos de aislamiento de los cables y sus accesorios se especifican en la tabla 2 de la ITC-LAT 06 (Tabla 28), teniendo en cuenta que la instalación de este proyecto se puede considerar como categoría A por tener la capacidad de disipar defectos a tierra en un tiempo inferior a un minuto.

Tensión nominal de la red U_n	Tensión más elevada de la red U_s kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_o/U ó U_o kV	U_p kV
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B		
		C	6/10	75
10	12	A-B		
		C	8,7/15	95
15	17,5	A-B		
		C	12/20	125
20	24	A-B		
		C	15/25	145
25	30	A-B		
		C	18/30	170
30	36	A-B		

Tabla 28.Tabla de niveles de aislamiento de los cables y accesorios. (ITC-LAT 06)

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen en cada caso de la temperatura máxima que el aislamiento pueda soportar sin alteraciones de sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. En la tabla 5 de la ITC-LAT 06 (Tabla 29) se especifican, con carácter informativo, las temperaturas máximas admisibles de cables en servicio permanente en función de su tipo de aislamiento.

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito Occ ($t \leq 5s$)
Policloruro de vinilo (PVC)* $S \leq 300 \text{ mm}^2$ $S > 300 \text{ mm}^2$	70	160
	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_o/U > 18/30 \text{ kV}$	250

Tabla 29. Tabla de temperatura máxima asignada a conductor en cables aislados. (Fuente: ITC-LAT 06)

Una vez conocida la intensidad que circulará por cada tramo de la instalación en las condiciones de máxima carga de la instalación, cuyo dato de partida viene dado por el fabricante de los paneles, esta ha de compararse con la intensidad máxima que admiten los cables a utilizar. Para ello, y según lo que marca el RLAT, el circuito se dimensionará según las tablas recogidas en la ITC-LAT 06, y que se muestran a continuación, según sea el caso de las condiciones de instalación y de la canalización.

Este tipo de canalización soterrada bajo tubo tiene una serie de tablas específicas, que según sean las condiciones en cada caso, determinarán los diferentes factores de corrección que se han de aplicar en la fórmula anterior. Las condiciones estándar para este tipo de canalizaciones serán una temperatura del terreno de 25°C a la profundidad de la zanja, que será de 1 metro, y en un terreno con una resistividad térmica de $1,5 \text{ K.m/W}$, por tanto, todo lo que difiera de ellas, conllevará la aplicación de su correspondiente factor de corrección.

Las diferentes intensidades máximas admisibles para las diferentes secciones y materiales de los cables conductores en este tipo de instalaciones enterradas, en servicio permanente y corriente alterna, se detalla en la tabla 12 de la ITC-LAT 06 (Tabla 30):

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Tabla 30. Tabla de intensidades máximas admisibles en servicio permanente y corriente alterna. (Fuente: ITC-LAT 06)

Para el caso en que los cables conductores sean enterrados en terrenos cuya temperatura se considere distinta de 25°C, se deberá aplicar el factor de corrección correspondiente, según lo determina la tabla 7 de la ITC-LAT 06 (Tabla 31):

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 31. Factores de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C. (Fuente: ITC-LAT 06)

Si se diese el caso de una temperatura del terreno que no aparezca en la tabla, el factor de corrección se debería de calcular siguiendo la siguiente expresión:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}}$$

Para el caso en que los cables conductores sean enterrados en terrenos cuya resistividad térmica difiera de 1,5 K.m/W, se deberá aplicar el factor de corrección correspondiente, según lo determina la tabla 8 de la ITC-LAT 06 (Tabla 32):

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 32. Factores de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K.m/W. (Fuente: ITC-LAT 06)

El dato de resistividad térmica del terreno, tanto para el dimensionamiento en baja tensión, como para media tensión, se ha obtenido en la tabla 9 de la ITC-LAT 06 (Tabla 33), donde se observa como la resistividad térmica de un terreno poco húmedo (similar al del emplazamiento de este proyecto) tiene un valor de 0,85 K.m/W.

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza

Tabla 33. Resistividad térmica según el terreno. (Fuente: ITC-LAT 06)

Para el caso en que se instalen varios cables conductores o ternas, se deberá aplicar el factor de corrección por agrupamiento de los mismos, según corresponda en la tabla 10 de la ITC-LAT 06 (Tabla 34):

Factor de corrección										
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 34. Factores de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares. (Fuente: ITC-LAT 06)

Para el caso en que los cables conductores sean enterrados en el terreno a una profundidad distinta a 1 metro, se deberá aplicar el factor de corrección correspondiente, según lo determina la tabla 11 de la ITC-LAT 06 (Tabla 35).

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 35. Factores de corrección por profundidades distintas de 1 metro. (Fuente: ITC-LAT 06)

En resumen, por todo lo anterior, y a efectos de determinar la intensidad máxima admisible, los circuitos eléctricos necesarios en esta instalación se instalarán en las siguientes condiciones:

Se instalará una terna de cables unipolares en contacto mutuo por tubo o trifásicos, en la misma zanja que los otros circuitos que discurran en paralelo, enterrados en una zanja de 1 metro de profundidad, en un terreno de tipo limoso húmedo con resistividad térmica de 0,85 K·m/W con temperatura del terreno a dicha profundidad de 25°C.

No obstante, en el periodo de instalación, cuando se realice la obra civil, si el director de obra considera que las condiciones de instalación real son más desfavorables de las proyectadas, se deberá reformular el cálculo de los cables a instalar, de forma que el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada, no dé lugar a una temperatura en el aislamiento superior a la prescrita en la tabla 5 de la ITC-LAT 06. Para lo que se tendrá que tener en cuenta todos los factores de corrección de la intensidad máxima admisible que se consideren necesarios.

Con todo lo expuesto, el cálculo de la sección mínima de los cables con este criterio arroja los siguientes resultados:

- **Tramo 4:**

Este cuarto tramo transcurre enterrado bajo tierra, entubado, y con corriente alterna trifásica desde el transformador de BT/MT hasta a la cabina de media tensión correspondiente. Por tanto, se ha de despejar la sección, aplicando la fórmula:

$$I_{adm} = \frac{1,25 * I_{mp}}{F_t * F_r * F_c * F_p}$$

El factor de corrección por resistividad térmica del terreno (F_r), dado que el suelo en el emplazamiento de este proyecto se considera tipo poco húmedo con resistividad de 0,85 K·m/W, consultando la tabla 8 de la ITC-LAT 06 apreciamos como este factor, interpolando entre los disponibles, será igual a 1,11.

El factor de corrección por profundidad de la zanja (F_p), dado que los cables serán enterrados en una profundidad de la zanja de 1 metro, consultando la tabla 11 de la ITC-LAT 06 apreciamos como este factor será igual a 1, por tratarse de la condición estándar.

El factor de corrección por temperatura, al tratarse de montaje soterrado, se referirá a la temperatura del terreno, la cual se considerará de 25°C a la profundidad de la zanja, y consecuentemente, en la tabla 7 de la ITC-LAT 06, podemos apreciar como el factor de corrección correspondiente a esta temperatura es igual a 1, por tratarse de la condición estándar.

El factor de corrección por agrupamiento de ternas de cables unipolares será igual a 1, al no producirse este fenómeno, debido a que este tramo estará compuesto por una única terna de cables unipolares o un cable trifásico.

La intensidad quedará definida por la corriente de salida del transformador en su lado de media tensión, la cual se calcula según la siguiente expresión, por el valor de tensión y de potencia en el punto de máxima carga, cuyos valores serían 15000 V y 843855,15 W (correspondiente a uno de los transformadores que más carga recibe, proveniente de la unión de 8 líneas de baja tensión), respectivamente. El factor de potencia se considerará igual a 0,9 en los cálculos correspondientes, obteniéndose, por tanto:

$$I = \frac{843855,15}{\sqrt{3} \times 15000 \times 0,9} = 36,09 \text{ A}$$

Con todo ello, la intensidad máxima admisible obtenida en la fórmula anterior: $I_{adm} = 40,64 \text{ A}$.

Una vez conocida la intensidad máxima admisible que ha de soportar el conductor de cobre, se ha de obtener la sección necesaria de dicho conductor en la tabla 12 de la ITC-LAT 06, que en este caso resulta ser, para este cuarto tramo y según este criterio, de 25 mm^2 de cobre, ya esta sección llega a aguantar hasta 120 A en servicio permanente o de 25 mm^2 de aluminio, que soporta hasta 90 A en servicio permanente.

- **Tramo 5:**

Este cuarto tramo transcurre enterrado bajo tierra, entubado, y con corriente alterna trifásica desde las cabinas de media tensión hasta el punto de interconexión con la red. Por tanto, se ha de despejar la sección, aplicando la fórmula:

$$I_{adm} = \frac{1,25 * I_{mp}}{F_t * F_r * F_c * F_p}$$

El factor de corrección por resistividad térmica del terreno (F_r), dado que el suelo en el emplazamiento de este proyecto se considera tipo poco húmedo con resistividad de $0,85 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$, consultando la tabla 8 de la ITC-LAT 06 apreciamos como este factor, interpolando entre los disponibles, será igual a 1,11.

El factor de corrección por profundidad de la zanja (F_p), dado que los cables serán enterrados en una profundidad de la zanja de 1 metro, consultando la tabla 11 de la ITC-LAT 06 apreciamos como este factor será igual a 1, por tratarse de la condición estándar.

El factor de corrección por temperatura, al tratarse de montaje soterrado, se referirá a la temperatura del terreno, la cual se considerará de 25°C a la profundidad de la zanja, y consecuentemente, en la tabla 7 de la ITC-LAT 06, podemos apreciar como el factor de corrección correspondiente a esta temperatura es igual a 1, por tratarse de la condición estándar.

El factor de corrección por agrupamiento de ternas de cables unipolares será igual a 1, al no producirse este fenómeno, debido a que este tramo estará compuesto por una única terna de cables unipolares o un cable trifásico.

La intensidad quedará definida por la suma de todas las corrientes de salida de cada transformador, que tras pasar por sus respectivas cabinas de media tensión, se unen mediante un embarrado común. Por tanto, la intensidad que circula por este tramo, en el punto de máxima carga será:

$$I = \frac{843855,15}{\sqrt{3} \times 15000 \times 0,9} \times 4 = 144,36 \text{ A}$$

Con todo ello, la intensidad máxima admisible obtenida en la fórmula anterior sería: $I_{adm} = 162,57 \text{ A}$.

Una vez conocida la intensidad máxima admisible que ha de soportar el conductor de cobre, se ha de obtener la sección necesaria de dicho conductor en la tabla 12 de la ITC-LAT 06, que en este caso resulta ser, para este cuarto tramo y según este criterio, de 50 mm^2 de cobre, ya esta sección llega a aguantar hasta 160 A en servicio permanente. En caso de usar aluminio, sería necesaria una sección de 70 mm^2 , que soporta hasta 160 A en servicio permanente. En ambos casos se considera suficiente teniendo en cuenta que no todos los transformadores tendrán tanta carga y que se han sobredimensionado distancias y aplicado un factor de seguridad.

6.2.2. Criterio de intensidad de cortocircuito

Otro método para el dimensionado de cables, es comprobar que los cables son capaces de soportar la temperatura que provocaría la intensidad de un posible cortocircuito en el tiempo que tardan en actuar las protecciones correspondientes.

Debido al tipo y características de la instalación, el tiempo que tardan las protecciones en actuar ante un eventual cortocircuito de la intensidad considerada anteriormente será muy reducido, por ello, se ha considerado como valor más desfavorable un tiempo de actuación de 0,5 segundos, aunque en la práctica las protecciones actuarán en un tiempo más reducido.

Para el cálculo de la sección mínima necesaria por este método, se debe seguir lo establecido en la ITC-LAT 06. En este caso las densidades de corriente máximas que pueden soportar los cables conductores, con un determinado aislamiento y tiempo de reacción de las protecciones, se exponen en las tablas 25 y 26 de dicha norma (Tablas 36 y 37):

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	363	257	210	162	148	115	93	81	72	66
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	325	229	187	145	132	102	83	72	65	59
XLPE, EPR y HEPR $U_0/U > 18/30 \text{ kV}$	160	452	319	261	202	184	143	116	101	90	82
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	426	301	246	190	174	135	110	95	85	78

Tabla 36. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito (A/mm^2) para conductores de cobre.
(Fuente: ITC-LAT 06)

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Tabla 37. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito (A/mm^2) para conductores de aluminio.
(Fuente: ITC-LAT 06)

Con todo lo expuesto, el cálculo de la sección mínima de los cables con este criterio arroja los siguientes resultados:

- **Tramo 4:**

Este cuarto tramo transcurre enterrado bajo tierra, entubado, y con corriente alterna trifásica desde el transformador de BT/MT hasta a la cabina de media tensión correspondiente.

La intensidad de cortocircuito es este tramo queda limitada por la corriente máxima que permite el transformador en el lado de media tensión, y se puede calcular según la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}xU} = \frac{1.250.000}{\sqrt{3}x15.000} = 48,113 A$$

Por otro lado, en la tabla 25 de la ITC-LAT 06, se marcan las densidades máximas de corriente que pueden circular por un conductor de cobre, para un tiempo de duración del cortocircuito de 0,5 segundos, definiendo así la intensidad máxima de cortocircuito que permite dicho conductor en ese determinado periodo de tiempo. Por tanto:

$$I_{cc} = 202 \frac{A}{mm^2} x 25 mm^2 = 5050 A$$

Como se puede observar, la intensidad de cortocircuito máxima que soportan los conductores es mayor a la que podría llegar a producirse, por lo que 25 mm² de cobre sería una sección adecuada según este criterio.

En el caso de instalar conductores de aluminio, el cálculo sería (acudiendo a la tabla 26 de la ITC-LAT 06 en este caso):

$$I_{cc} = 133 \frac{A}{mm^2} x 25 mm^2 = 3325 A$$

Como se puede observar, la intensidad de cortocircuito máxima que soportan los conductores es mayor a la que podría llegar a producirse, por lo que 25 mm² de aluminio también sería una sección adecuada según este criterio.

- **Tramo 5:**

Este quinto tramo transcurre enterrado bajo tierra, entubado, y con corriente alterna trifásica desde la cabina de media tensión correspondiente hasta el punto de interconexión con la red de distribución. La intensidad de cortocircuito es este tramo queda limitada por la unión de las corrientes máximas que permite cada transformador en el lado de media tensión, y se puede calcular según la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}xU} x 4 = \frac{1.250.000}{\sqrt{3}x15.000} x 4 = 192,45 A$$

Por otro lado, en la tabla 25 de la ITC-LAT 06, se marcan las densidades máximas de corriente que pueden circular por un conductor de cobre, para un tiempo de duración del cortocircuito de 0,5 segundos, definiendo así la intensidad máxima de cortocircuito que permite dicho conductor en ese determinado periodo de tiempo. Por tanto:

$$I_{cc} = 202 \frac{A}{mm^2} x 50 mm^2 = 10100 A$$

Como se puede observar, la intensidad de cortocircuito máxima que soportan los conductores es mayor a la que podría llegar a producirse, por lo que 35 mm² de cobre sería una sección adecuada según este criterio.

En el caso de instalar conductores de aluminio, el cálculo sería (acudiendo a la tabla 26 de la ITC-LAT 06 en este caso):

$$I_{cc} = 133 \frac{A}{mm^2} \times 70 mm^2 = 9310 A$$

Como se puede observar, la intensidad de cortocircuito máxima que soportan los conductores es mayor a la que podría llegar a producirse, por lo que 70 mm² de aluminio también sería una sección adecuada según este criterio.

6.2.3. Criterio de caída máxima de tensión

La caída de tensión en cables conductores de media tensión es pequeña, salvo que sea el caso de líneas de gran longitud, y el cálculo de la misma se realiza según la siguiente expresión:

$\Delta U = \sqrt{3} * L * I * (R * \cos\varphi + X * \sin\varphi)$	R = resistencia de la línea. X = reactancia de la línea. I = Intensidad en el punto de máxima potencia (A). L = longitud de la línea.
---	--

Ecuación 7. Fórmula del cálculo de la caída de tensión máxima en MT

En este tipo de instalaciones se puede considerar aceptable una caída de tensión en media tensión de entre el 1 y 3 %.

- **Tramo 4:**

Este cuarto tramo transcurre enterrado bajo tierra, entubado, y con corriente alterna trifásica desde el transformador de BT/MT hasta a la cabina de media tensión correspondiente. Por tanto, se ha de despejar la caída de tensión, aplicando la fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} * L * I * (R * \cos\varphi + X * \sin\varphi)$$

El factor de potencia ($\cos\varphi$) será considerado de 0,9 para los cálculos correspondientes.

La intensidad en el punto de máxima carga a la salida de media tensión del transformador con mayor carga será:

$$I = \frac{843855,15}{\sqrt{3} \times 15000 \times 0,9} = 36,09 A$$

La longitud de este cuarto tramo se considerará como mucho de 25 metros, puesto que las cabinas de media tensión estarán muy próximas a los transformadores correspondientes.

Para obtener los datos correspondientes de resistencia y reactancia de los cables conductores se acude de nuevo al catálogo Prysmian, donde, teniendo en cuenta que la línea de distribución de 15 kV, a la que se pretende conectar la instalación fotovoltaica, es propiedad de Unión Fenosa Distribución (ahora llamada Naturgy Energy Group), podemos observar cómo en dicho catálogo se especifica el conductor normalizado por dicha empresa, 'CABLE TAP AL VOLTALENE H 18/30 kV'. Además, se ha observado que, para los cálculos de este apartado, los valores de impedancia de dicho modelo son más convenientes a otras alternativas disponibles. Por tanto, se opta finalmente por instalar este tipo de cable.

En el catálogo se especifican unos valores, en función de la sección y el tipo de cable, de:

- Cobre (25 mm²): R_{cu} = 0,918 Ω/km; X_{cu} = 0
- Aluminio (25 mm²): R_{al} = 1,513 Ω/km; X_{al} = 0

En el caso de usar conductores de cobre la caída de tensión obtenida para este tramo, siguiendo la fórmula mencionada anteriormente, será de 1,291 V, que en porcentaje supondría un 0,008 %, lo que se considera perfectamente aceptable para este tipo de instalaciones.

En el caso de usar conductores de aluminio la caída de tensión obtenida para este tramo, siguiendo la fórmula mencionada anteriormente, será de 2,128 V, que en porcentaje supondría un 0,014 %, lo que también se considera perfectamente aceptable para este tipo de instalaciones.

• Tramo 5:

Este cuarto tramo transcurre enterrado bajo tierra, entubado, y con corriente alterna trifásica desde el transformador de BT/MT hasta a la cabina de media tensión correspondiente. Por tanto, se ha de despejar la caída de tensión, aplicando la fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} * L * I * (R * \cos\varphi + X * \sin\varphi)$$

El factor de potencia ($\cos\varphi$) será considerado de 0,9 para los cálculos correspondientes.

La intensidad en el punto de máxima carga a la salida de las cabinas de media tensión será:

$$I = \frac{843855,15}{\sqrt{3} \times 15000 \times 0,9} = 144,36 \text{ A}$$

La longitud de este cuarto tramo se considerará como mucho de 1 kilómetro, puesto que la distancia máxima que separa las cabinas de media tensión de la línea de distribución ronda los 800 o 900 metros.

Para obtener los datos correspondientes de resistencia y reactancia de los cables conductores se acude de nuevo al catálogo Prysmian, donde, teniendo en cuenta que la línea de distribución de 15 kV, a la que se pretende conectar la instalación fotovoltaica, es propiedad de Unión Fenosa Distribución (ahora llamada Naturgy Energy Group), podemos observar cómo en dicho catálogo se especifica el conductor normalizado por dicha empresa, 'CABLE TAP AL VOLTALENE H 18/30 kV'. Además, se ha observado que, para los cálculos de este apartado, los valores de impedancia de dicho modelo son más convenientes a otras alternativas disponibles. Por tanto, se opta finalmente por instalar este tipo de cable.

En el catálogo se especifican unos valores, en función de la sección y el tipo de cable, de:

- Cobre (50 mm²): R_{cu} = 0,490 Ω/km; X_{cu} = 0,144 Ω/km
- Aluminio (70 mm²): R_{al} = 0,558 Ω/km; X_{al} = 0,136 Ω/km

En el caso de usar conductores de cobre la caída de tensión obtenida para este tramo, siguiendo la fórmula mencionada anteriormente, será de 125,52 V, que en porcentaje supondría un 0,837 %, lo que se considera aceptable para este tipo de instalaciones.

En el caso de usar conductores de aluminio la caída de tensión obtenida para este tramo, siguiendo la fórmula mencionada anteriormente, será de 140,39 V, que en porcentaje supondría un 0,936 %, lo que también se considera aceptable para este tipo de instalaciones.

6.2.4. Conclusiones

Tras el cálculo de la sección del conductor en el cuarto y quinto tramo, según los distintos criterios, se eligen finalmente los resultados obtenidos en el criterio que más restrictivo resulte, para su instalación en el proyecto.

Por tanto, las conclusiones de dimensionamiento de los conductores a las que se ha llegado con los cálculos eléctricos son las expuestas a continuación:

- **Tramo 4:**

A la vista de los resultados de los tres métodos diferentes del cálculo de la sección del conductor en este cuarto tramo, se puede concluir que el método más restrictivo ha sido en este caso el de la máxima corriente admisible en servicio permanente, que exige una corriente de admisible de al menos 36,577 A.

Este valor hace necesarias unas secciones de 25 mm² de cobre o de aluminio, y acudiendo al catálogo de Prysmian se ha observado como los dos modelos recomendados de cables conductores en media tensión son tipo VOLTALENE y tipo EPROTENAX COMPACT.

Finalmente se ha optado por la instalación del cable tipo VOLTALENE ya que a igualdad de condiciones ofrecía valores de caída de tensión inferiores. Además, se opta por instalar conductor de aluminio, puesto que el de cobre estaría especialmente sobredimensionado.

En consecuencia, se decide instalar en este tramo el cable conductor ‘TAP AL VOLTALENE H 18/30kV’ de 25 mm² de aluminio, conllevando una caída de tensión de 0,014 %.

Al tratarse de canalización entubada, el tendido de este tramo circulará, según canalización normalizada, en el interior de tubos de 200 mm de diámetro.

- **Tramo 5:**

A la vista de los resultados de los tres métodos diferentes del cálculo de la sección del conductor en este quinto tramo, se puede concluir que el método más restrictivo ha sido en este caso el de la máxima corriente admisible en servicio permanente, que exige una corriente de admisible de al menos 146,3 A.

Este valor hace necesarias unas secciones de 50 mm² de cobre o 70 mm² de aluminio, y acudiendo al catálogo de Prysmian se ha observado como los dos modelos recomendados de cables conductores en media tensión son tipo VOLTALENE y tipo EPROTENAX COMPACT.

Finalmente se ha optado por la instalación del cable tipo VOLTALENE ya que a igualdad de condiciones ofrecía valores de caída de tensión inferiores. Además, se opta por instalar conductor de aluminio, puesto que se aprovecha para instalar este tipo de cable con conductor de aluminio, que según el catálogo de Prysmian, es el tipo normalizado por la empresa distribuidora a la que se quiere conectar la instalación fotovoltaica.

En consecuencia, se decide instalar en este tramo el cable conductor ‘TAP AL VOLTALENE H 18/30kV’ de 70 mm² de aluminio, conllevando una caída de tensión de 0,936 %.

Al tratarse de canalización entubada, el tendido de este tramo circulará, según canalización normalizada, en el interior de tubos de 200 mm de diámetro.

6.3. Cabinas de media tensión y protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas que se requieren en las líneas de baja tensión, para garantizar la seguridad de la instalación y sus equipos, están incluidas en las cajas de protecciones, que incluyen:

- Protección contra sobrecargas, con un fusible de 16 A para cada línea conectada a la entrada de la caja.
- Protección contra sobretensiones, con un descargador de tipo 2 de hasta 1000 V en corriente continua.
- Seccionador a la salida de la caja, de 160 A y 1000 V, en corriente continua.
- Protección contra humedad, IP55.

Adicionalmente, el inversor cuenta con sus propias protecciones eléctricas, que se complementan con las ya mencionadas.

Por su parte, las protecciones eléctricas que se requieren en las líneas de media tensión están incluidas en este caso en las cabinas de media tensión.

Las celdas de media tensión se conectan a los diferentes transformadores de la instalación y se diseñan para soportar tanto las intensidades de funcionamiento de la instalación, como las de cortocircuito.

Existen las celdas modulares y las compactas, cuya principal diferencia es que las modulares son más caras, pero en caso de avería no se requiere de la sustitución total del conjunto. Por esa razón, las celdas en este proyecto serán prefabricadas, modulares y con todas las protecciones eléctricas necesarias ya integradas en su interior, del fabricante Schneider Electric, modelo 'SM6-24'. Las características fundamentales de este modelo son una tensión de 24kV, intensidad de 400A e intensidad de cortocircuito de hasta 16kA.

Hay tres tipos distintos de cabinas o celdas de media tensión, en función de su posición relativa dentro del sistema eléctrico, ya que la principal diferencia entre ellos son la posibilidad de conexión a otras cabinas:

- Tipo 1: Celda de remonte y celda de protección (0L+1V)
- Tipo 2: Celda de remonte, celda de línea y celda de protección (0L+1L+1V).
- Tipo 3: Celda de remonte, dos celdas de línea y celda de protección (0L+2L+1V).

Dada la disposición del sistema eléctrico en media tensión de este proyecto, se hace necesario el uso de una cabina 0L+1V, como comienzo de línea, y las otras tres cabinas restantes serán de tipo 0L+1L+1V, conectadas todas en serie entre sí, y la última de ellas conectando su salida directamente al punto de interconexión con la red de distribución eléctrica.

Las protecciones que incorpora este equipo son: interruptor-seccionador en SF6, con seccionador de puesta a tierra, salida de cables con pasatapas a bornes de conexión, indicadores capacitivos de presencia de tensión, interruptor automático, disparadores de sobretensión, relé de protección 50-51 y 50N-51N.

6.4. Diseño de la red de tierras

Además de las protecciones eléctricas que garanticen la seguridad y funcionamiento debido de los equipos que forman parte de la instalación fotovoltaica, se ha de garantizar la seguridad de las personas que puedan operar en el parque frente a contactos. Para ello, es necesario el diseño de una red de tierras, en concordancia con la reglamentación española, que en este caso es la guía IEEE Std 80-2000.

Según el Reglamento Electrotécnico de baja tensión, “todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión”.

Las funciones de una puesta a tierra en cualquier instalación eléctrica son forzar la derivación de posibles corrientes de cualquier procedencia al terreno a través de un circuito con baja impedancia y, también, establecer un potencial de referencia permanente que impida diferencias de potencial entre puntos del sistema debidos a la circulación de dicha corriente. También aseguran el correcto funcionamiento del resto de protecciones eléctricas del sistema.

Los elementos que componen una red de tierras son: un electrodo, líneas de tierra, puntos de puesta a tierra y líneas de enlace.

Los electrodos son materiales metálicos con elevada resistencia a la corrosión que pueden disponerse de diversas formas. En este proyecto se dispondrán en forma de malla enterrada bajo la superficie de interés, que en este caso será la parte de la instalación donde se disponen los paneles, inversores y transformadores. Se trata de un diseño sin picas.

La normativa española exige que los electrodos enterrados deberán tener una sección mínima de 50 mm² de cobre o de 100 mm² de acero, siendo el espesor mínimo de las pletinas y el diámetro mínimo de los alambres de los conductores no inferiores a 2 mm de cobre o 3 mm de acero.

Es destacable que el cálculo de la sección de los electrodos es el mismo que el de las líneas de tierra. Esta sección ha de ser tal que la máxima corriente que pueda circular por ellas no provoque temperaturas cercanas a la de fusión del conductor. La normativa establece unas secciones mínimas de 25 mm² de cobre, 50 mm² de acero o 35 mm² de aluminio.

La instalación de las líneas de tierra ha de diseñarse para que tengan la mínima longitud y curvas posibles, recomendándose en la guía IEEE Std 80-2000 que sean conductores desnudos visibles al exterior.

La resistividad del terreno (ρ) es un factor relevante en los cálculos de la red de tierras, y puesto que el suelo del emplazamiento se ha considerado tipo limoso húmedo, se considera una resistividad de 85 Ω .m.

Existen dos magnitudes que se han de tener en cuenta en los cálculos de la red de tierras para protección de las personas, la tensión de paso y de contacto aplicadas. La tensión de paso aplicada (U_{pa}) es la que resulta entre los pies de una persona, y la tensión de contacto aplicada (U_{ca}) es la que resulta entre dos puntos cualquiera del cuerpo humano, siendo la relación entre ambas de: $U_{pa} = 10 \cdot U_{ca}$. Además, el valor de U_{ca} queda definido por la duración máxima de la falta, que, habiéndose considerado de 0,5 segundos en este proyecto, provoca un valor de U_{ca} igual a 204 V (Tabla 3 de la ITC-BT 18).

Las resistencias que intervienen en el cálculo de las tensiones son: Z_b , la impedancia del cuerpo humano que se considera de 1000 Ω , R_{a1} , que es la resistencia equivalente a la suela de los zapatos de la persona en cuestión y considerada de 2000 Ω y R_{a2} , que es la resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie y considerada 3 veces la resistencia del terreno.

La tensión de paso y contacto aplicadas en la instalación en cuestión se denominan U_p y U_c , respectivamente, y su cálculo viene dado por las siguientes expresiones:

$$U_p = U_{pa} * \left(1 + \frac{2 * Ra1 + 2 * Ra2}{Z_b} \right) = 11240,4 \text{ V}$$

$$U_c = U_{ca} * \left(1 + \frac{Ra1 + Ra2}{2 * Z_b} \right) = 332,01 \text{ V}$$

La resistencia de puesta a tierra de una malla se halla mediante la denominada ecuación de Sverak:

$$R_g = \rho * \left(\frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{20/A}} \right) \right)$$

Siendo:

h la profundidad de la malla que se considera de 1 metro para este proyecto, L_t la longitud total del conductor enterrado que resulta ser de 2400 metros y A la superficie total ocupada por la malla, que en este caso es de 120.000 metros cuadrados.

El valor del parámetro L_t es una consecuencia de la decisión de los parámetros de diseño, que en este caso han sido las dimensiones del parque fotovoltaico (L_x y L_y , 200 y 600 metros, respectivamente), y en consecuencia de la malla de puesta a tierra, y de la distancia entre conductores paralelos de la malla (D), que se ha escogido de 100 metros para este proyecto.

Se obtiene por tanto una resistencia de la malla de puesta a tierra de 0,1445 Ω .

Una vez conocidos todos estos parámetros, se ha de calcular la tensión de paso y contacto, U'_p y U'_c , respectivamente, en una instalación de puesta a tierra formada por una malla de varias retículas iguales, se halla siguiendo las siguientes expresiones:

$$U'_p = \left(\frac{\rho * K_s * K_i * I_g}{L_s} \right)$$

$$U'_c = \left(\frac{\rho * K_m * K_i * I_g}{L_m} \right) = I_g * R_g$$

Siendo:

I_g la intensidad que circula por la red de tierras, K_m el factor geométrico de espaciado de conductores para tensión de contacto, K_i el factor de corrección por efecto de mayor densidad de corriente en extremos de la malla, K_s el factor geométrico de espaciado de conductores para tensión de paso, L_m la longitud efectiva de la red de conductores enterrados para tensión de contacto y L_s la longitud efectiva de la red de conductores enterrados para tensión de paso.

Para el cálculo concreto de la red de tierra mallada de este proyecto, que no tiene picas, las fórmulas para el cálculo de los parámetros aún desconocidos quedan reducidas a las expresadas a continuación.

- Factores de geometría:

$$Ki = 0,664 + 0,148 * n = 1,121$$

$$Ks = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n-2}) \right) = 0,164$$

Siendo d el diámetro de los conductores y n un factor de geometría que se ha de calcular según la siguiente expresión:

$$n = 2 * \frac{Lt}{Lp} \sqrt{\frac{Lp}{4 * \sqrt{A}}} = 3,224$$

- Longitud efectiva:

$$Ls = 0,75 * Lt = 1800 \text{ m}$$

Una vez conocidos todos los valores de las anteriores expresiones, se pueden calcular por fin la tensión de paso $U'p$, que resulta ser de 2,084 V. Se observa que este valor es inferior al máximo admisible calculado al inicio de este apartado (Up), por lo que el diseño de la red de tierras con malla se considera correcto.

Esta red de tierras se considera un circuito aparte, paralelo al de generación de energía, y estará conectado a todos los elementos metálicos de instalación, que en este caso son las envolturas metálicas de inversores y transformadores, estructuras de soporte metálicas de los paneles solares y a los polos negativos de los conductores que los conectan.

La conexión de la red de tierras al sistema se realizará a través del inversor, mediante un sistema de monitorización GFDI (Ground Fault Detection Interruption) con un interruptor automático que, para la potencia de los inversores de este proyecto, se accionará al detectar corriente de falta a tierra superiores a 4 A.

De esta forma, se puede observar como en caso de falta, la tensión de contacto real sería de:

$$U'c = Ig * Rg = 240 * 0,1445 = 34,68 \text{ V}$$

El valor de tensión de contacto obtenido es menor al máximo admisible, calculado al inicio del apartado, por tanto, se corrobora que el diseño es válido.

Para el dimensionamiento de la sección del conductor de tierra se utiliza el criterio de la máxima corriente de cortocircuito, aplicado en el lado de baja tensión. La densidad de corriente máxima especificada en la ITC-BT 18 para un conductor de cobre desnudo es de 160 A/mm^2 . La máxima admisible por los inversores es la máxima corriente de falta que puede darse en la instalación depuesta a tierra, que en este caso es de 240 A. Puesto que se el valor de sección mínimo del conductor según normativa es de 25 mm^2 , la comprobación de la validez de dicha sección se realiza con el siguiente cálculo:

$$Icc = 160 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2} * 25 \text{ mm}^2 = 4000 \text{ A}$$

El valor de intensidad de cortocircuito que puede darse en la instalación es inferior a la máxima admisible por el conductor de cobre desnudo de 25 mm², por tanto, se decide instalar dicho cable de cobre desnudo de 25 mm².

Por otra parte, los transformadores y cabinas de media tensión deben de estar también conectados a tierra, para lo cual se ha decidido realizar su puesta a tierra mediante picas. Dicha instalación constará de tres picas enterradas en paralelo, que según normativa no deberán tener valores inferiores a 14 mm de diámetro.

La resistencia de puesta a tierra, aunque no hay un único criterio de su valor, se recomienda que no debe ser mayor de 10 Ω en este tipo de instalaciones, y su cálculo para una pica enterrada verticalmente, según la tabla 5 ITC-BT 18, se realiza mediante la siguiente expresión:

$$R_{pat} = \frac{\rho}{L} = \frac{85}{3} = 28,33 \Omega$$

Donde:

L es la longitud de la pica y ρ es la resistividad del terreno. Se indica además que dicha resistencia de puesta a tierra se puede reducir poniendo picas en paralelo, y es por eso porque en este proyecto se opta por la instalación de dos picas en paralelo, para reducir ese valor de resistencia. Dichas picas deberán estar separadas una distancia mínima de 2 metros entre sí. Dado que la resistencia de puesta a tierra es inversamente proporcional a la longitud de la pica, se escoge la máxima longitud comercial, que resulta ser de 3 metros.

A la vista del resultado de la resistencia de una sola pica de puesta a tierra, se decide instalar tres picas en paralelo, de forma que la resistencia se reduzca en tres veces su valor, obteniendo un valor final de 9,44 Ω, valor que se considera aceptable en este tipo de instalaciones.

7. Sistemas de control y seguridad de la planta fotovoltaica

Los parques fotovoltaicos son un tipo de instalación muy expuestos a robos, lo que hace necesario que el parque disponga de un vallado alrededor de todo el recinto, por seguridad del parque y de posibles viandantes, y además ha de disponer de sistemas de control y video vigilancia, que se ocupen de medir la producción del parque y guarden la seguridad del mismo, respectivamente.

Para esta labor, se hará uso de un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), que consiste en un software cuya función será controlar, supervisar, visualizar y almacenar datos sobre los equipos de la instalación.

Este tipo de sistema de control divide el parque fotovoltaico en tres zonas: fotovoltaica, de potencia y de control.

- **Zona fotovoltaica**

Se trata de la zona donde se ubican los paneles solares, donde se dispondrán diferentes sensores que determinen las condiciones de operación de los módulos.

Los equipos de medida de las cadenas de módulos se incluyen en un elemento denominado stringbox, que puede integrarse en las cajas de protección y que contiene equipos de monitorización de tensión y corriente y módulos de medida con transformadores de intensidad.

En esta zona también se incorporan equipos para la captación de la información meteorológica, entre los que se encuentran sensores repartidos por toda la planta y un captador solar encargado de medir la radiación incidente.

- **Zona de potencia**

Se trata de las zonas donde se ubican los inversores y transformadores, donde se instalarán armarios que integren los distintos elementos de medida de dichos aparatos y dispositivos de comunicación que trasladen la información de las mediciones al servidor donde se encuentra el SCADA local.

En estos armarios también se integran cables de fibra óptica que conectan los inversores con sus controladores, con el fin de poder regular la potencia según la consigna de la compañía eléctrica.

- **Zona de control**

En esta zona es donde se ubica la sala de control y el punto de interconexión con la red de distribución de la compañía eléctrica.

La sala de control se encarga de la gestión de todos los parámetros de la planta y es donde se localiza el SCADA local cuya función es la gestión del software y la red VPN que enlaza todos los equipos de la instalación con fibra óptica.

En la figura 26 se muestra el esquema de conexión de un software SCADA a una planta fotovoltaica.

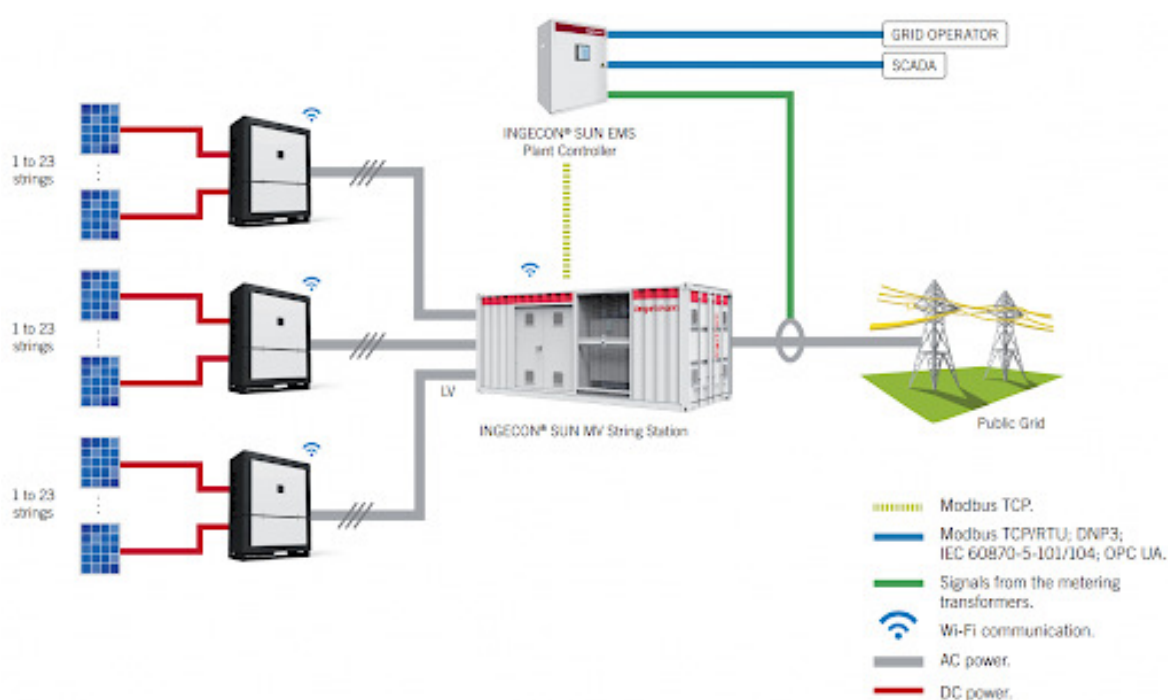


Figura 26. Esquema de conexión de software de control SCADA en planta fotovoltaica (Fuente: SACLIMA)

8. Impacto ambiental

La Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, de ámbito estatal prevé que los proyectos de construcción de parques solares fotovoltaicos estarán sometidos a evaluación de impacto ambiental en los siguientes casos:

- Evaluación ambiental ordinaria (Anexo I de la Ley): *“aquellos proyectos de producción de energía eléctrica, a partir de energía solar, que no se ubiquen en tejados o cubiertas y ocupen una superficie mayor de 100 Ha”*.
- Evaluación ambiental simplificada (Anexo II de la Ley): *“las instalaciones de energía eléctrica solar, no instaladas sobre cubiertas o tejados y que ocupen una superficie mayor de 10 Ha.”*

Si los proyectos afectasen a zonas Red Natura 200 o a otras áreas protegidas de la Comunidad, los umbrales que separan el procedimiento ordinario y el simplificado varían de forma que cualquier instalación de más de 10 ha se tramitará por el procedimiento ordinario.

Así mismo las comunidades autónomas también tienen sus propias legislaciones que basadas en la estatal la desarrollan y acotan estableciendo sus propias condiciones. Es el caso de la comunidad autónoma de Castilla-La Mancha con su Ley 4/2007, de 8 de marzo, de Evaluación Ambiental que se mantiene en vigor en tanto no contravenga a la ley estatal de fecha posterior. En ella se hacen las siguientes matizaciones:

- En cuanto a los proyectos que deberán someterse a una evaluación del impacto ambiental en la forma prevista en la ley (Anexo I): *“Instalaciones para el aprovechamiento de la energía solar con potencia térmica superior a 20 MW. O superficie ocupada superior a 100 hectáreas”*. Es decir, que impone otra condición añadida relacionada con la potencia instalada (20MW).
- En cuanto a los proyectos que serán sometidos cuando así lo decida el órgano ambiental en cada caso (Anexo II), incluye *“Instalaciones para el aprovechamiento de la energía solar situadas en suelo rústico cuando tengan una potencia térmica igual o superior a 1 MW, o una superficie ocupada superior a 5 hectáreas”*.

El proyecto en cuestión es una planta solar fotovoltaica, por lo que no supone un gran impacto ambiental a nivel visual, puesto que los paneles se ubican a baja altura. Este tipo de generación de energía tampoco provoca ningún tipo de contaminación acústica, ni produce ningún tipo de residuo contaminante. No obstante, debe someterse a evaluación ambiental simplificada al tratarse de una instalación energía eléctrica solar fotovoltaica, no instaladas sobre cubiertas o tejados, y que ocupa una superficie mayor de 10 Ha. La declaración de impacto ambiental se deberá integrar en la autorización sectorial para la construcción y explotación del Parque solar fotovoltaico que deberá incorporar la totalidad del condicionado ambiental de dicha declaración.

De ahí la conveniencia de explorar adecuadamente desde el principio en el diseño del proyecto los posibles impactos ambientales y las medidas correctoras a aplicar.

El emplazamiento elegido es muy amplio en comparación al espacio que ocupará el proyecto por lo que tampoco llamará alarmantemente la atención de quien transite esos terrenos. No obstante, es posible disminuir el impacto paisajístico de la planta solar mediante, por ejemplo, la plantación de setos arbustivos de baja altura a lo largo del vallado que delimita la instalación.

Además, la tecnología y elementos necesarios para el funcionamiento del sistema fotovoltaico no alterarán la producción agrícola de las parcelas que rodean la elegida para el proyecto.

En los planos del proyecto de obra civil está previsto dejar suficiente espacio con respecto al río y la carretera para evitar cualquier tipo de influencia en las aguas o accidentes en carretera.

Se ha buscado para la instalación del parque fotovoltaico un espacio no protegido. Para ello se ha consultado la cartografía disponible en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha sobre Espacios Protegidos, Red Natura 2000 (red ecológica europea de áreas de conservación de la biodiversidad que especifica si una determinada zona tiene la calificación de ZEC -antes LIC, zonas especiales de conservación-, ZEPA -zonas de especial protección para las aves-) o cartografías de áreas críticas de especies protegidas.

Cercano al emplazamiento del proyecto se han detectado las siguientes figuras de protección:

- RED NATURA 2000, LIC y ZEPA “Sierra Morena ES0000090”: (Figura 27)
- Parque Natural de Valle de Alcudia y Sierra Madrona (coincidente en su mayor parte con el territorio Red NATURA 2000): (Figura 28)
- Áreas críticas de especies protegidas según el catálogo español de especies amenazadas aprobado por Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, y modificaciones posteriores que se incluyen en la Figura 29:
 - Lince ibérico, especie en peligro de extinción y con plan de recuperación aprobado)
 - Águila imperial, especie en peligro de extinción y con plan de recuperación aprobado)
 - Buitre negro, especie vulnerable y con plan de conservación aprobado)
 - Cigüeña negra, especie vulnerable y con plan de conservación aprobado.

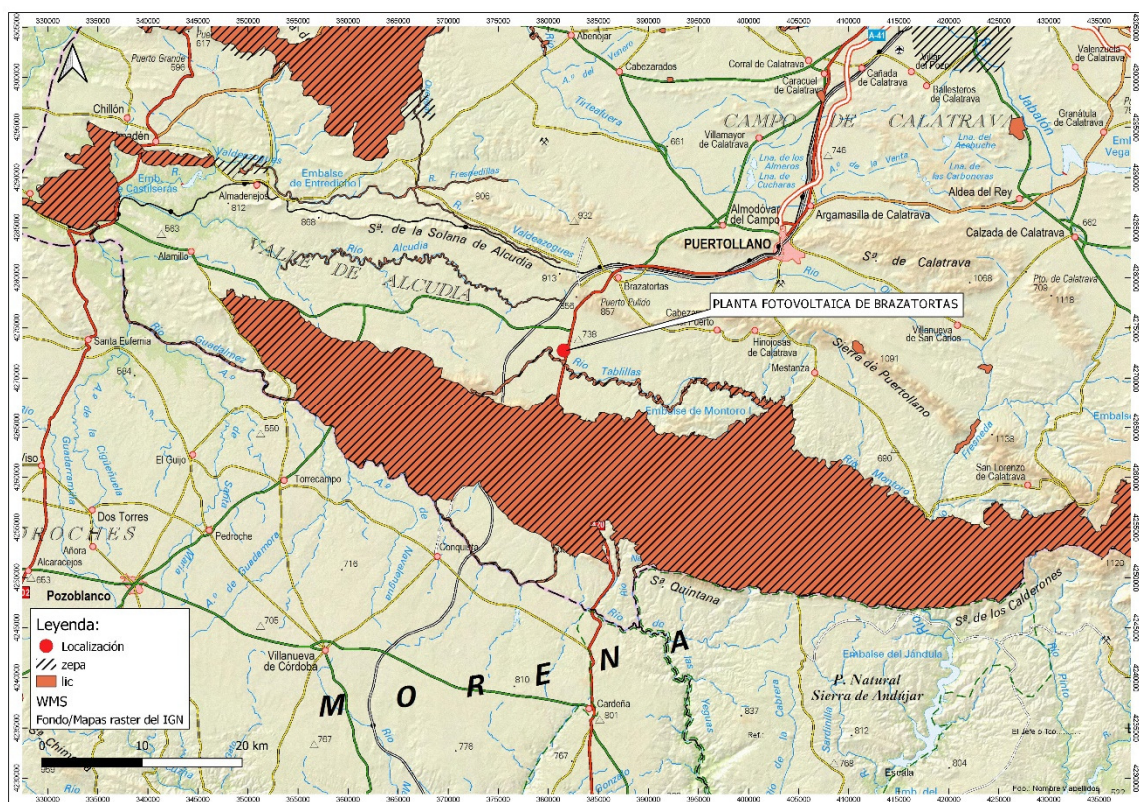


Figura 27. Mapa de la Red Natura 2000 del emplazamiento del proyecto. (Fuente: Catálogo de servicios WMS, Junta de Castilla-La Mancha)

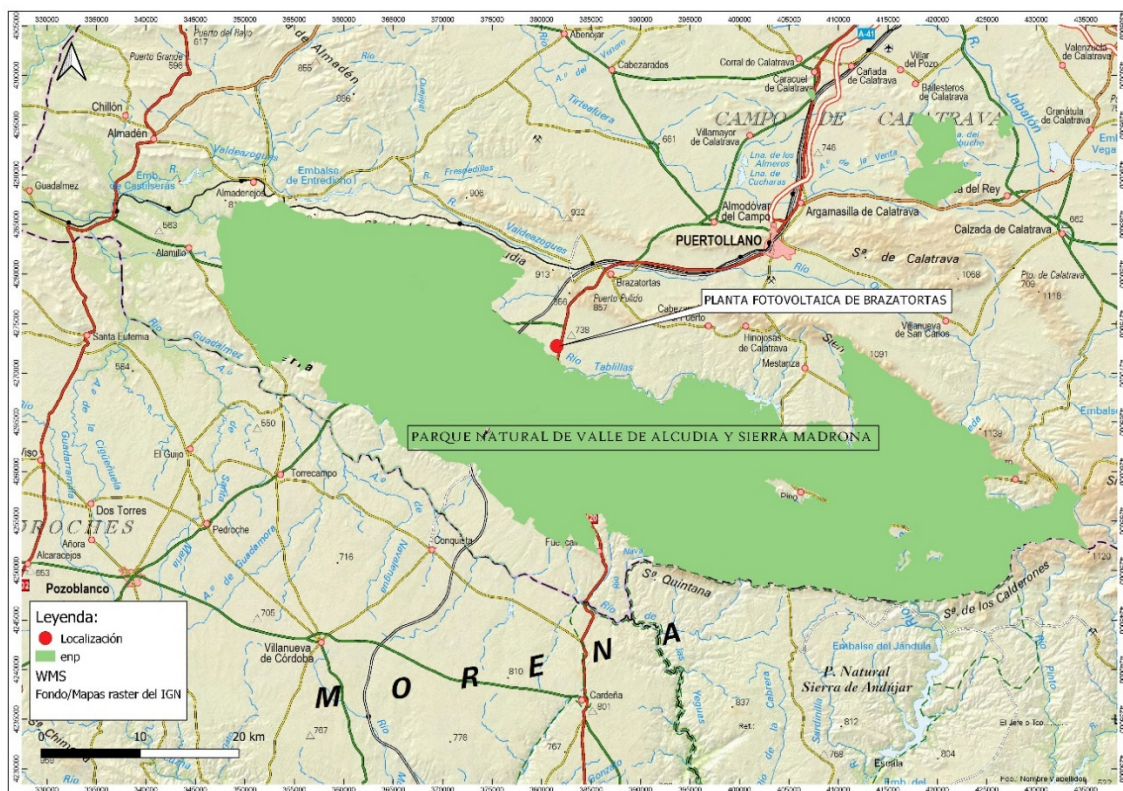


Figura 28. Mapa del Parque Natural de Valle de Alcudia y Sierra Madrona. (Fuente: Catálogo de servicios WMS, Junta de Castilla-La Mancha)

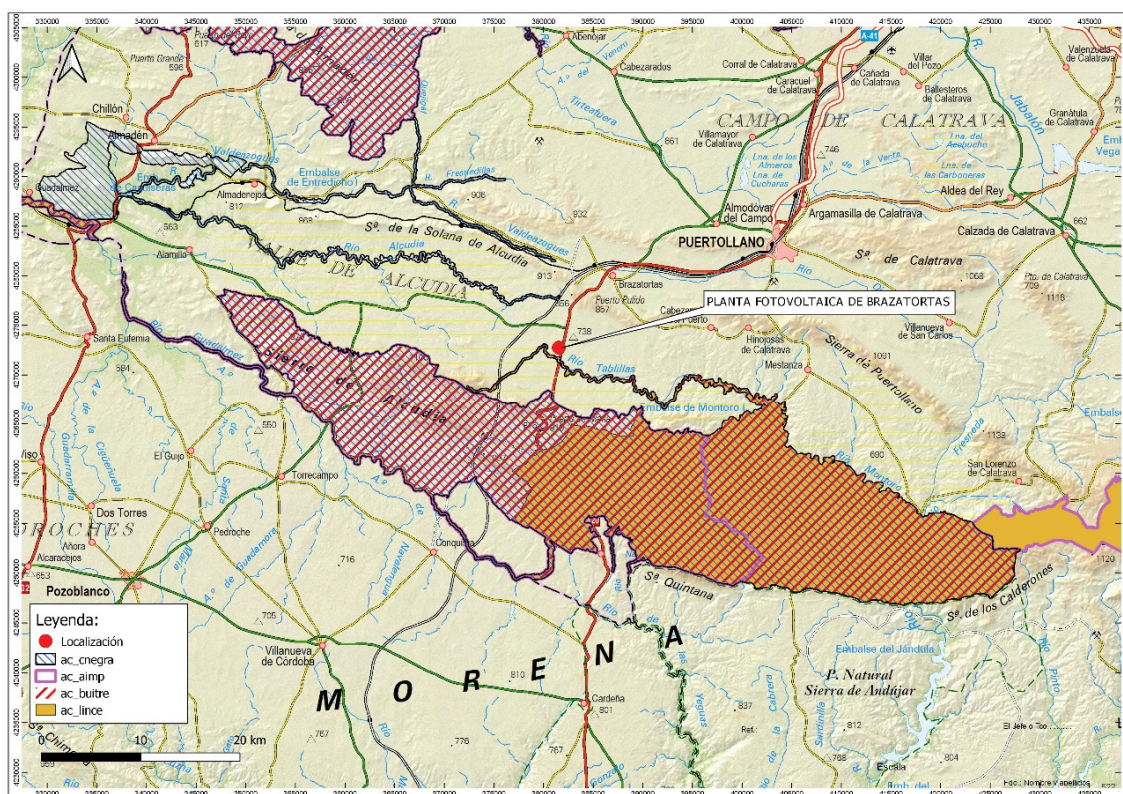


Figura 29. Mapa del Áreas críticas de especies protegidas. (Fuente: Catálogo de servicios WMS, Junta de Castilla-La Mancha)

Pese a no estar en zona con protección especial, la cercanía a la ZEPA “Sierra Morena” y a las áreas críticas de conservación de especies protegidas, sobre todo en este caso, del águila imperial en peligro de extinción y la cigüeña negra y el buitre negro vulnerables, es aconsejable realizar la conexión de la instalación a la red eléctrica de transporte de manera subterránea y en cualquier caso, respetando las normas establecidas en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen las medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

Además, según el IDAE, se puede estimar que: “Cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1 kg de CO₂, en el caso de comparar con generación eléctrica con carbón, o de aproximadamente 400 g de CO₂ en el caso de comparar con generación eléctrica con gas natural”.

Puesto que las centrales de carbón suponen únicamente un 5% de la producción de energía eléctrica actualmente, y que se está programando su cierre, junto al de las centrales nucleares, se opta por calcular el CO₂ ahorrado teniendo en cuenta únicamente la comparativa con el gas natural, dando lugar a los siguientes resultados (Tabla 38):

AÑO	PRODUCCIÓN (MWh/año)	Estimación CO2 ahorrado (kg/MWh)	Cantidad CO2 total ahorrado (kg/año)
1	6248	0,40	2499,2
2	6216	0,40	2486,4
3	6189	0,40	2475,6
4	6161	0,40	2464,4
5	6124	0,40	2449,6
6	6083	0,40	2433,2
7	6036	0,40	2414,4
8	5988	0,40	2395,2
9	5940	0,40	2376
10	5892	0,40	2356,8
11	5847	0,40	2338,8
12	5809	0,40	2323,6
13	5772	0,40	2308,8
14	5737	0,40	2294,8
15	5702	0,40	2280,8
16	5671	0,40	2268,4
17	5640	0,40	2256
18	5608	0,40	2243,2
19	5574	0,40	2229,6
20	5538	0,40	2215,2
21	5494	0,40	2197,6
22	5442	0,40	2176,8
23	5387	0,40	2154,8
24	5331	0,40	2132,4
25	5273	0,40	2109,2
TOTAL	144702	0,40	57880,8 kg

Tabla 38. Estimación de cantidad de CO2 ahorrado por generación fotovoltaica. (Elaboración propia)

9. Estudio de viabilidad económica del proyecto

El estudio económico en el que se basa la viabilidad económica del presente proyecto se especifica a lo largo de este apartado, cuyo único fin es determinar la rentabilidad del mismo.

Para poder realizar un correcto análisis de la viabilidad económica de cualquier proyecto, es fundamental en primer lugar elaborar un presupuesto que recoja todos los gastos de la instalación y puesta en marcha del parque fotovoltaico, ya que este será el dato de partida. En definitiva, todos estos gastos no son otros que la inversión inicial necesaria para empezar el proyecto, incluyendo únicamente los costes directos, cuyo coste total tras impuestos asciende a 2.755.525,18 €, y se especifica por apartados en el Documento IV de este proyecto.

El análisis se divide en varios apartados fundamentales, los cuales se exponen en profundidad a continuación:

- **Cuantificación de la inversión**

El coste de la inversión total en un proyecto se compone de activos fijos, lo que se conoce como inmovilizado, y otros costes como puedan ser la puesta en marcha de la instalación, el capital circulante, licencias y permisos o la concesión de fondos usados durante la construcción.

A su vez, el inmovilizado puede desglosarse en costes directos (CD) y costes indirectos (CI). Los costes directos son la suma de dos costes por separado. En primer lugar, los costes de emplazamiento (CE), que engloban el desembolso total en la compra e instalación de equipos, cables, instrumentación y sistemas de control, y, en segundo lugar, los costes no instalados (CNE), que incluyen el gasto total en terrenos, obra civil e infraestructura de servicios. En cambio, los costes indirectos se refieren al gasto en supervisión, ingeniería y construcción.

No obstante, para obtener el valor de la inversión total de este proyecto, se simplificarán los cálculos en: costes de inversión inicial (que incluye todos los apartados expuestos en el presupuesto que se detalla en el documento IV de este proyecto), que ascienden a 2.755.525,18 €, costes de desarrollo, que se estiman en 500.000 € y costes de interconexión a la red de distribución, que se estima en 250.000 €, obteniendo un resultado final de 3.455.525,18 € de inversión total necesaria para llevar a cabo el proyecto.

Este valor de coste de la inversión total para la planta fotovoltaico de 2,9963 MWp de potencia pico instalada, se traduce en un coste de 0,9196 €/Wp.

La cantidad exacta correspondiente a cada partida de la inversión total se recoge en el presupuesto (Documento V), aunque la proporción de cada una de ellas sobre el total de la inversión se expone en el siguiente gráfico (Figura 30):

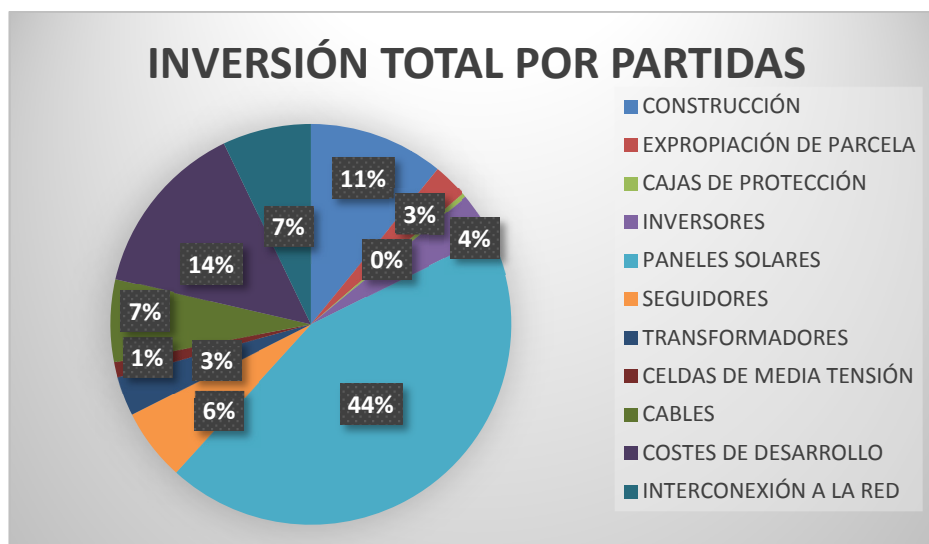


Figura 30. Gráfico de la proporción equivalente de cada partida de la inversión total. (Elaboración propia)

- **Estimación de costes de operación y mantenimiento**

Los costes asociados al mantenimiento y operación de la planta fotovoltaica se han considerado de 7 €/MWh para este proyecto en concreto, puesto que son los costes actuales de mantenimiento en proyectos similares, aunque se espera una reducción de los costes durante la vida útil del proyecto, tanto por avances tecnológicos y de mercado, como del propio aprendizaje en el mantenimiento de la instalación, pudiendo optimizar o reducir los pequeños sobrecostes que puedan ocasionarse, lo que, en principio, ocasionará mayores beneficios a los calculados en este proyecto.

- **Evolución temporal del dinero**

Dado que el valor del dinero cambia con el paso del tiempo, este hecho ha de considerarse en el estudio económico de cualquier proyecto.

Esto ocurre debido a la variación de los precios de bienes y servicios en el tiempo por consecuencia de la inflación y diversos factores relacionados con las tendencias de precios de mercado. Las variaciones relacionadas con la inflación se tienen en consideración mediante la inclusión de una tasa de inflación (r_i), en cambio y las que se asocian a factores de mercado se consideran a través de la tasa real (r_r). El efecto conjunto de ambos factores se representa mediante la tasa nominal (r_n), según la ecuación:

$$1 + r_n = (1 + r_i) * (1 + r_r)$$

Existen dos criterios distintos para la valoración de la evolución temporal del dinero, el dinero constante y el dinero corriente. La diferencia entre ambas reside en que el dinero corriente considera las tendencias reales y la inflación, mientras que el dinero constante solo considera las tendencias reales, excluyendo la inflación. A pesar de que no hay un consenso unánime entre qué criterio utilizar para la evaluación económica, el criterio del dinero corriente tiende a dar como resultado sobrecostes en proyectos a largo plazo, razón por la cual se va a utilizar el dinero constante para el análisis de viabilidad económica de este proyecto, puesto que se proyecta a 25 años vista. Por tanto, la expresión del dinero constante quedaría de la siguiente forma:

$$\epsilon_{\text{constante}_k} = \epsilon_0 * (1 + r_r)^k$$

Otro factor de influencia en el estudio económico es el coste promedio ponderado de capital (WACC), que expresa el promedio entre el coste de la deuda asumida en el proyecto y el de los fondos propios, en definitiva, es la rentabilidad que el accionista exige a su inversión, teniendo en cuenta el ahorro de impuestos derivado de la deuda. La ecuación para su cálculo es:

$$WACC = \frac{E}{E + D} \cdot KE + \frac{D}{E + D} \cdot KD \cdot (1 - t)$$

Siendo E la proporción de fondos propios, D la proporción de deuda, que para este proyecto se ha considerado de 50 y 50%, respectivamente. KD la tasa de deuda financiera de Naturgy, por ser la distribuidora de la zona donde tiene lugar el proyecto, que ahora mismo es de 3,2%. t es la tasa impositiva, que en España se conoce como impuesto de sociedades y asciende al 25%, y Ke la tasa de coste de oportunidad de los accionistas, que se calcula según la siguiente expresión:

$$KE = RF + \beta \cdot (RM - RF)$$

Donde RF es la rentabilidad sin riesgo de un bono español a 10 años, que actualmente es de un 0,72%, RM es la rentabilidad de Naturgy en el mercado, que resulta ser de 6,62%, y, beta es la correlación entre el mercado y la empresa, que actualmente es de 0,77.

Conocidos todos los parámetros anteriores, se deduce que la tasa de coste de oportunidad de los accionistas es: KE = 5,263 %. Por tanto, el valor del coste promedio ponderado de capital resulta ser: WACC = 4,118 %.

- **Flujo de caja**

El flujo de caja son los recursos generados por el proyecto tras la aplicación del coste de los impuestos, aunque en la valoración económica de proyectos de ingeniería se suele despreciar el valor de los impuestos, de forma que el flujo de caja coincide con el margen bruto, que es la diferencia entre ventas y pagos.

Su cálculo en este proyecto se realizará con dinero constante, por las razones ya mencionadas, quedando su expresión, para un año j cualquiera y m conceptos de ventas y pagos, de la siguiente manera:

$$FC_j = \left\{ \sum_m V_{0m} (1 + r_{Vm})^j - \sum_m P_{0m} (1 + r_{Pm})^j \right\}$$

- **Índices de rentabilidad**

El flujo de caja es un dato de partida para el cálculo de los índices más importantes de valoración de proyectos, como son: el valor actual neto (VAN), tasa interna de rentabilidad (TIR) y período de retorno (PR), siendo la más representativa de todas el VAN.

Un proyecto será rentable económicamente cuando tenga un VAN mayor o igual que cero, una tasa interna de rentabilidad mayor o igual que la establecida en el proyecto, que no es otra que el WACC, o un período de recuperación menor o igual que la vida útil del proyecto.

Dado que la decisión de considerar el proyecto rentable o no se va a tomar en función del índice de rentabilidad más representativo, el VAN, el cálculo del mismo se realizará según su expresión original, mientras que el cálculo de los demás índices se realizará con sus expresiones simplificadas, ya que se utilizarán simplemente para corroborar la conclusión obtenida a través del VAN. Las diferentes expresiones que se han utilizado para los cálculos han sido las siguientes:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0$$

$$\frac{TIR}{1 - \frac{1}{(1+TIR)^N}} = \frac{MB}{INV}$$

$$PR = \frac{INV}{MB}$$

Donde F_t es el flujo de caja correspondiente al año t , k es la tasa de descuento (WACC), n la vida útil del proyecto, I_0 la inversión inicial total (INV) y MB el margen bruto.

- **Costes normalizados**

Un coste normalizado se obtiene a raíz del valor de un coste en el año de inicio (C_0) que se acumula y proyecta al futuro, descontándose al tiempo presente, y obteniendo lo que se denomina coste actual neto. El coste anual neto se anualiza a lo largo de la vida del proyecto a través del factor de amortización, lo que en definitiva es el coste normalizado.

El coste normalizado de generación de electricidad (LCOE) se obtiene sumando lo referente al coste actual neto, costes de operación y mantenimiento y coste de la inversión, relacionándose en la siguiente expresión:

$$LCOE = INV \cdot f_a + C_0^F \cdot f_{\Sigma}^F \cdot f_a + C_0^{OM} \cdot f_{\Sigma}^{OM} \cdot f_a$$

- **Cálculos económicos**

Para este proyecto, se obtienen unos datos de producción anual de energía mediante las simulaciones de la planta fotovoltaica en PVSyst, teniendo en cuenta el rendimiento del parque, la producción específica, la potencia pico instalada y la degradación anual de los paneles.

El precio de venta de energía (pool) se ha fijado en 45 €/MWh para los diferentes cálculos, dado que fue el precio medio en España en 2019. Dicho precio de venta varía para cada año de funcionamiento puesto que se ha de considerar la inflación provocada por el crecimiento económico del país, que, para este proyecto, se ha considerado de un 2% anual.

Nótese, que para que el proyecto sea rentable, el precio de venta de la energía ha de ser mayor que el que cuesta producirla (LCOE), cuyo cálculo puede simplificarse a la suma de la inversión y los gastos de operación y mantenimiento totales, divididos entre la producción total.

Los costes de operación y mantenimiento de la instalación para instalaciones fotovoltaicas con proyección a largo plazo se han estimado en 7 €/MWh, dato que se asume en este proyecto, considerándose un dato conservador para los cálculos correspondientes de rentabilidad del mismo.

El cálculo de las ventas de cada año se realiza mediante el producto de la producción energética por el precio de venta del mismo, correspondientes a ese año. Por su parte, el cálculo de los gastos de operación y mantenimiento se hallan del mismo modo, pero usando el dato de coste correspondiente a cada año.

El flujo de caja descontado hace referencia al dato de FC obtenido mediante la expresión previamente mencionada, corregida mediante la tasa de descuento. Esta operación no es otra que los diferentes sumandos del cálculo de VAN, por lo que se ha hecho uso de la variable flujo de caja acumulada, para ir observando la evolución del VAN en función del año de funcionamiento de la instalación. De esta forma, observando cuando el VAN pasa a tomar un valor positivo, se puede apreciar en qué momento el proyecto pasa a ser rentable económicamente.

Todos los cálculos económicos y los diferentes valores de las variables que en ellos se requieren, se resumen y adjuntan a este proyecto en la tabla 39, donde además se han marcado en rojo los valores negativos para resaltar los períodos en los que la instalación aún no resulta rentable.

Así mismo, los principales resultados obtenidos para todos estos parámetros son:

- LCOE = 30,88 €/MWh
- VAN = 0,88753 Millones de euros
- TIR = 6,26 %
- PR = 19 años y 10 meses

PRODUCCIÓN (MWh/año)	PRECIO VENTA (€/kWh)	VENTAS (M€)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (M€)	FC (M€)	FC (DESCONTADO)	FC (ACUMULADO)
-	-	-	-	-3,4555	-3,4555	-3,4555
6248	0,045	0,281	0,044	0,237	0,228	-3,227
6216	0,046	0,285	0,044	0,242	0,223	-3,004
6189	0,047	0,290	0,043	0,246	0,218	-2,786
6161	0,048	0,294	0,043	0,251	0,214	-2,572
6124	0,049	0,298	0,043	0,255	0,209	-2,364
6083	0,050	0,302	0,043	0,260	0,204	-2,160
6036	0,051	0,306	0,042	0,264	0,199	-1,961
5988	0,052	0,310	0,042	0,268	0,194	-1,767
5940	0,053	0,313	0,042	0,272	0,189	-1,578
5892	0,054	0,317	0,041	0,276	0,184	-1,394
5847	0,055	0,321	0,041	0,280	0,180	-1,215
5809	0,056	0,325	0,041	0,284	0,175	-1,040
5772	0,057	0,329	0,040	0,289	0,171	-0,869
5737	0,058	0,334	0,040	0,294	0,167	-0,702
5702	0,059	0,339	0,040	0,299	0,163	-0,539
5671	0,061	0,343	0,040	0,304	0,159	-0,379
5640	0,062	0,348	0,039	0,309	0,156	-0,224
5608	0,063	0,353	0,039	0,314	0,152	-0,072
5574	0,064	0,358	0,039	0,319	0,148	0,076
5538	0,066	0,363	0,039	0,324	0,145	0,221
5494	0,067	0,367	0,038	0,329	0,141	0,362
5442	0,068	0,371	0,038	0,333	0,137	0,499
5387	0,070	0,375	0,038	0,337	0,133	0,632
5331	0,071	0,378	0,037	0,341	0,129	0,762
5273	0,072	0,382	0,037	0,345	0,12570462	0,888

Tabla 39.Evolución de los datos económicos de la instalación fotovoltaica. (Elaboración propia)

- **Conclusiones**

A la vista de los resultados, se concluye que el proyecto es considerable rentable económicamente, puesto que el valor del VAN (0,88753 Millones de euros) al final de su vida útil es mayor que cero.

Más si cabe, dado que en los cálculos económicos no se han tenido en cuenta las subvenciones que recibe este tipo de generación de energía eléctrica, por el hecho de ser cambiantes en el tiempo en función de las diferentes decisiones políticas que se tomen en cada momento del período de funcionamiento de la planta fotovoltaica.

Adicionalmente, se corrobora dicha rentabilidad observando que el valor del TIR (6,26 %) es superior al del WACC (4,118 %) y que el período de retorno (19 años y 10 meses) es inferior a la duración de la vida útil del proyecto.

También se puede observar cómo se ha obtenido un coste de generación de energía, LCOE, inferior al de venta, siendo dichos valores 30,88 y 45 €/MWh, respectivamente.

A continuación, se adjuntan un gráfico (Figura 31), con el fin de facilitar la visualización de esta información, mostrando la evolución del flujo de caja relativo a cada año de funcionamiento de la instalación a lo largo de toda su vida útil.

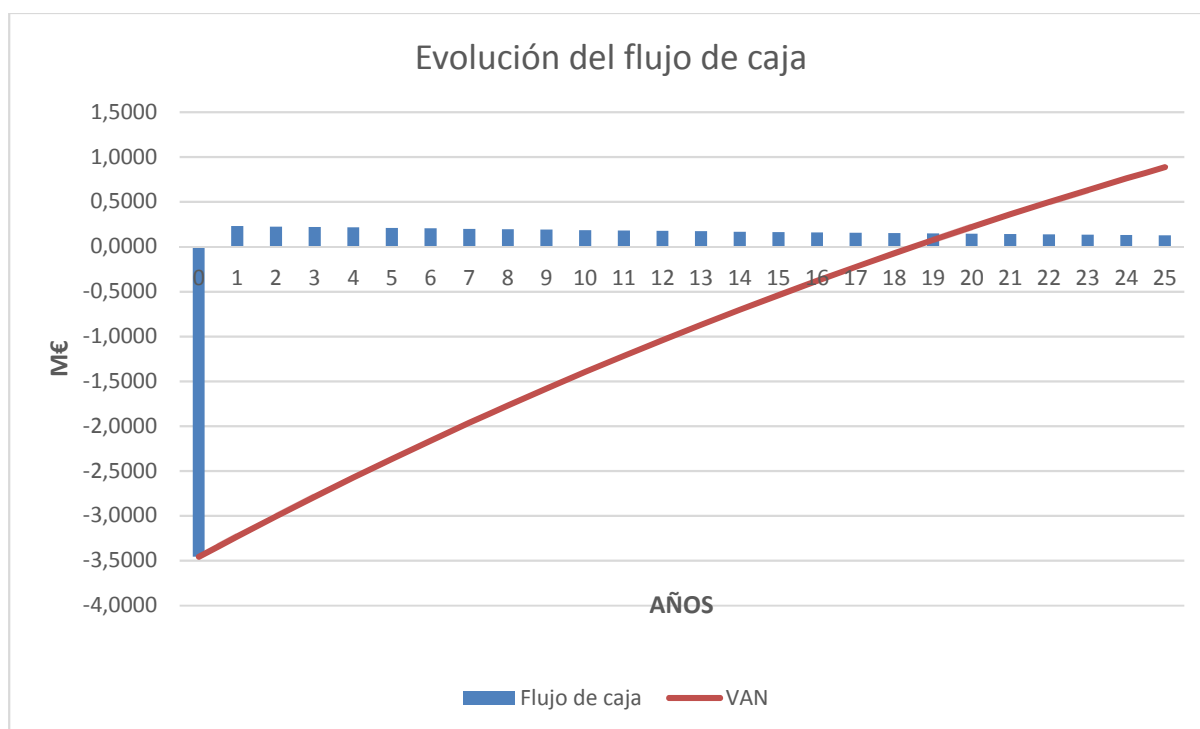
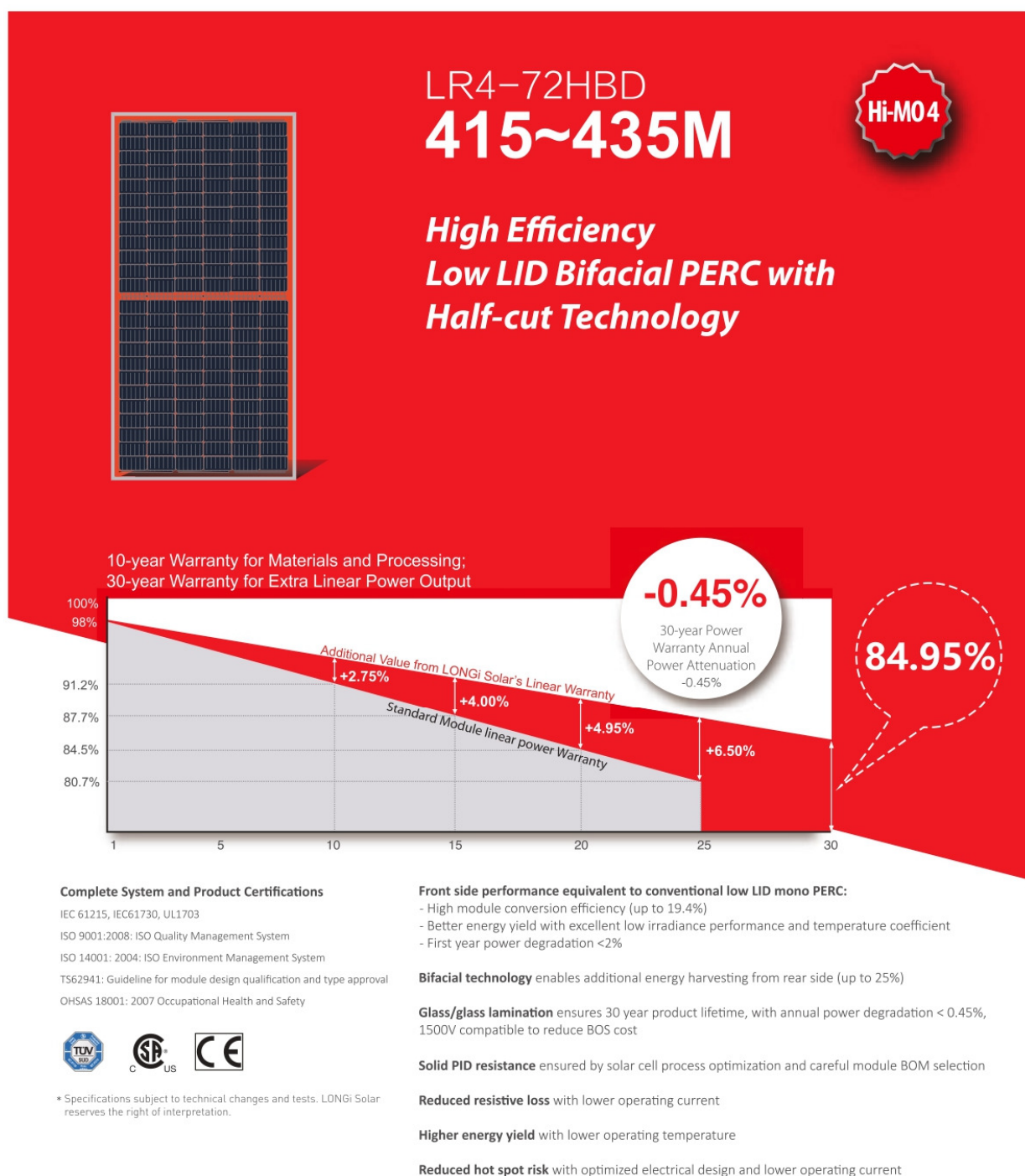


Figura 31. Evolución del flujo de caja a lo largo de la vida útil del proyecto. (Elaboración propia)

ANEXOS

ANEXO I. Ficha técnica panel fotovoltaico



LONGi Solar

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi Solar have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20190509-Draft

ANEXO II. Ficha técnica del seguidor en un eje



 **Soltec**

 **One Track
Zero Gap**

The latest generation of the horizontal single-axis tracker

TECHNICAL DATASHEET



MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	120° +
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	Self-Powered PV Series Optional: AC/DC Universal Input
Tracking Algorithm	Astronomical with TeamTrack Backtracking
Communication	Wireless Optional: Wire
Wind Resistance	Hybrid Radio + RS-485 Cable RS-485 Full Wired
Land Use Features	Per Local Codes
	Independent Rows YES
	Slope North-South 17%
	Slope East-West Unlimited
	Ground Coverage Ratio Configurable. Typical range: 28-50%
Foundation	Driven Pile Ground Screw Concrete
Temperature Range	Standard - 4°F to +131°F -20°C to +55°C Extended -40°F to +131°F -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 cells Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others); Bifacial

MODULE CONFIGURATIONS

1000V	Length	Height	Width	1500V	Length	Height	Width
2x38	38.1 m (124' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 12")	2x42	42.1 m (138' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 10")
2x40	40.1 m (131' 7")			2x43.5	44.1 m (144' 8")		
				2x45	45.1 m (147' 12")		

SERVICES

Tracker Advisory Services	Tracker Turnkey Contracting
Technical Support	Commissioning
Pull Out Test	Maintenance

MAINTENANCE ADVANTAGES

Self-lubricating Bearings
Face to Face Cleaning Mode
2x Wider Aisles

WARRANTY

Structure 10 years (extendable)
Motor 5 years (extendable)
Electronics 5 years (extendable)

SPAIN / Headquarters

Pol. Ind. La Serreta
Gabriel Campillo, s/n, 30500
Molina de Segura, Murcia, Spain
info@soltec.com
T +34 968 603 153

MADRID

Téllez, 56 - Oficina B1
28007 Madrid, Spain
emea@soltec.com

BRAZIL

brasil@soltec.com
+55 71 3026 1444

CHILE

chile@soltec.com
+56 (02) 25738559

CHINA

china@soltec.com
+86 15021713965

MEXICO

mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

PERU

peru@soltec.com
+51 53 50 7315

INDIA

india@soltec.com
+91 124 4568202

SCANDINAVIA

scandinavia@soltec.com
+45 70 43 01 50

UNITED STATES

usa@soltec.com
+1 510 440 9200



DNV GL Technology
Review available
Bankability report
WIND TUNNEL TESTED



www.soltec.com

Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables • SF7.170421

ANEXO III. Ficha técnica del inversor

INGECON

SUN

3Play
Serie TL

**INVERSOR
DE STRING
TRIFÁSICO SIN
TRANSFORMADOR
Y CON LA MÁXIMA
DENSIDAD DE
POTENCIA**

100TL

Familia de inversores trifásicos para plantas fotovoltaicas comerciales, industriales y de gran escala.

Mayor competitividad

Gracias a su mayor potencia de salida (hasta 110 kW si el equipo se conecta a una red de 440 Vac), el nuevo INGECON® SUN 100TL permite una drástica reducción del número de inversores requeridos para el diseño de una planta fotovoltaica. Así, minimiza el gasto en mano de obra y cableado total. Es más, gracias a este equipo se puede ahorrar hasta un 20% en cableado AC, ya que no requiere cable de neutro.

Además, este inversor no necesita cajas de conexiones ni en DC ni en AC. Todo ello garantiza los menores gastos de capital o CAPEX (Capital Expenditures).

Menores costes operacionales

Gracias a la red de comunicación inalámbrica que se puede establecer con el INGECON® SUN 100TL, la planta FV puede ser puesta

en marcha, monitorizada y controlada sin cables. Además, su filosofía de inversor de string permite una fácil y rápida sustitución que no precisa de técnicos cualificados.

Mayor flexibilidad y densidad de potencia

La mayor flexibilidad es posible gracias a sus elevados índices de tensión DC máxima (1.100 V) y a su amplio rango de tensión MPP (570-850 V). Gran densidad de potencia, con hasta 105 kW en un inversor de tan sólo 75 kg.

Diseño duradero y robusto

Envoltorio de aluminio, especialmente concebida para instalaciones de interior y exterior (IP65). El diseño de la familia INGECON® SUN 3Play garantiza la máxima durabilidad en el tiempo y las mejores prestaciones, incluso ante temperaturas extremas.

Ethernet y Wi-Fi de serie

Este inversor FV presenta comunicaciones Ethernet y Wi-Fi de serie. Estas comunicaciones, junto con el webserver que integra el equipo, permiten una rápida y fiable puesta en marcha usando un teléfono móvil, una Tablet o un PC portátil. Además, es compatible con Cloud Connect externo.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

100TL

Diferentes versiones para elegir

Ingeteam ha creado dos versiones distintas para poder satisfacer todas las necesidades de sus clientes:

- Versión STD
- Versión PRO

Versiones disponibles

	Versión STD	Versión PRO
Bornas DC	✓	
Conectores fotovoltaicos ⁽¹⁾		✓
Seccionador DC	✓	✓
Descargadores DC, tipo 2	✓	✓
Descargadores AC, tipo 2	✓	✓
Fusibles DC		✓ ⁽²⁾
Kit de medida de corrientes		✓

Notas: ⁽¹⁾ No necesita herramientas de crimpado ⁽²⁾ Fusibles de 1.500 V, sólo para el polo positivo.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Capacidad para soportar huecos de tensión.
- Capacidad para inyectar potencia reactiva.
- Compatible con Cloud Connect externo.
- Eficiencia máxima del 99,1%.
- Comunicaciones Ethernet y Wi-Fi de serie.
- Webserver integrado.
- Software de monitorización INGECON® SUN Monitor.
- Apto para instalaciones de interior y exterior (IP65).
- Alto rendimiento a altas temperaturas.
- Distintas versiones para ajustarse a todo tipo de proyectos.
- Compatible fuentes de alimentación nocturna.
- 4 entradas digitales y 2 salidas digitales.
- Apto para DRMO (para mercado australiano).

PROTECCIONES

- Polaridad inversa.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones AC con descargadores tipo 2.
- Sobretensiones DC con descargadores tipo 2.

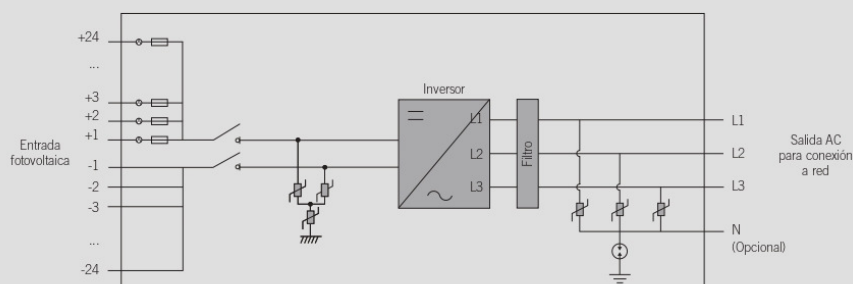
ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit de autoconsumo.
- Comunicación RS-485.
- Fusibles DC para el polo negativo.

BENEFICIOS

- Mayor densidad de potencia.
- Mayor competitividad gracias a la reducción del gasto en cableado.
- Alta disponibilidad comparada con inversores centrales.
- Elevados índices de eficiencia.
- Fácil mantenimiento.

3Play TL versión PRO



INGECON

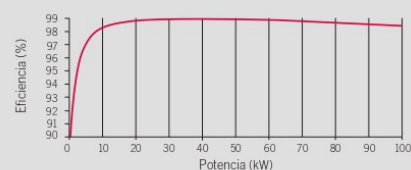
SUN

3Play Serie TL

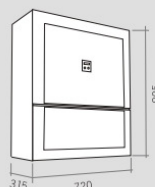
	100TL					
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado	56 - 80,2 kWp	91,1 - 130,5 kWp	96,2 - 137,8 kWp	101,2 - 145 kWp	106,3 - 152,3 kWp	111,3 - 159,5 kWp
Rango de tensión MPP ^③	513 - 850 V	513 - 850 V	541,5 - 850 V	570 - 850 V	598,5 - 850 V	627 - 850 V
Tensión máxima ²⁾	1.100 V					
Corriente máxima ³⁾	185 A					
Corriente de cortocircuito	240 A					
Entradas (STD / PRO)	1 / 24					
MPPT	1					
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal	55,3 kW	90 kW	95 kW	100 kW	105 kW	110 kW
Máx. temperatura a potencia nominal ⁴⁾	50 °C					
Corriente máxima	145 A					
Tensión nominal	220 V	360 V	380 V	400 V	420 V	440 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Tipo de red ⁵⁾	TT / TN					
Factor de Potencia	1					
Factor de Potencia ajustable ⁶⁾	Sí: 0 - 1 (capacitivo / inductivo)					
THD ⁷⁾	<3%					
Rendimiento						
Eficiencia máxima	99,1%					
Euroeficiencia	98,5%					
Datos Generales						
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada					
Caudal de aire	570 m³/h					
Consumo en stand-by	20 W					
Consumo nocturno	1 W					
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 60 °C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%					
Grado de protección	IP65 / NEMA 4					
Interruptor diferencial	1.000 mA					
Altitud máxima ⁸⁾	3.000 m					
Conexión	AC: Máxima sección: 240 mm² (un cable)					
	Conexión DC (STD): Máxima sección: 300 mm² (un cable)					
	Conexión DC (PRO): 6 mm2 (24 pares de conectores PV-Stick)					
	Permitido el cableado en cobre y aluminio, tanto en DC como en AC					
Marcado	CE					
Normativa EMC y de seguridad	IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 62103, IEC 61000-3-12, EN50178, FCC Part 15, IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-14, IEC 60068-2-30, IEC 60068-2-68, IEC 60529					
Normativa de conexión a red	DIN V VDE V 0126-1-1, Arrêté du 23 avril 2008, EN 50438, EN 50439, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16 VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/3, P.O.12.3, AS4777.2, BDEW, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, Brazilian Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, DEWA 2.0, Jordanian Grid Code, Thailand MEA & PEA requirements					

Notas: ⁽¹⁾ $V_{MPP,min}$ es para condiciones nominales ($V_{sc}=1$ p.u. y Factor de potencia=1). $V_{MPP,min}$ dependerá de la tensión de red (V_{sc}), de acuerdo con esta relación: $V_{MPP,min}=1,425 \cdot V_{sc}$. ⁽²⁾ El inversor no entra en funcionamiento hasta que $V_{dc} < 1.000$ V. Si se han instalado los fusibles de DC para el polo negativo, la tensión máxima DC es de 1.000 V. ⁽³⁾ La corriente máxima por conector FV es 11 A para la versión PRO. ⁽⁴⁾ Por cada °C de aumento, la potencia de salida se reducirá un 2,3%. ⁽⁵⁾ Estas unidades deberán conectarse a una red trifásica en estrella con neutro aterrado. No pueden ser conectadas a redes IT. ⁽⁶⁾ Rango de ajuste extendido para puntos de trabajo nominales. ⁽⁷⁾ Para potencia y tensión AC nominales de acuerdo con la norma IEC 61000-3-4. ⁽⁸⁾ Por encima de 1.000 m, la temperatura máxima para entregar potencia nominal se reduce a razón de 5,5°C por cada 1.000 m adicionales.

Rendimiento INGECON® SUN 100TL $V_{dc} = 570$ V



Dimensiones y peso (mm)



100TL STD
75 kg.

100TL PRO
78 kg.

Ingeteam

ANEXO IV. Ficha técnica del transformador



Trihal - 1250 kVA - 15000 V / 420 V - D yn11

Transformador seco encapsulado – Trifásico - Tipo Interior - Sin envoltorio - Según las normas UNE 21 538 – Es certificado C3*, E3, F1 (*) C2 Thermal shock test carried out at -50°C	
Potencia asignada (AN) : 1250 kVA Tipo : Reductor	Frecuencia asignada : 50 Hz Grupo de conexión : D yn11 Devanados MT/BT : Aluminio/Aluminio
Alta tensión 1 asignada : 15000 V Nivel de aislamiento : 17.5 kV Tensión dieléctrica (frec. indus.) : 38 kV Tensión de impulso tipo rayo (1.2/50µs) : 95 kV Arreglo fuera de tensión : +2.5 +5,0 +7.5 +10,0 % (Por puentes de conexión)	Baja tensión 1 asignada : 420 V (En vacío) Nivel de aislamiento : 1.1 kV Tensión dieléctrica (frec. indus.) : 10 kV Tensión de impulso tipo rayo (1.2/50µs) : N/A
Conexiones AT Tipo de conexiones : Estándar Llegada conexiones : Arriba Posicionamiento conexiones : Arriba Número de terminales de conexiones : 3	Conexiones BT Tipo de conexiones : Estándar Llegada conexiones : Arriba Posicionamiento conexiones : Conexión BT superior Llegada secundaria : Cable Número de terminales de conexiones : 4 Terminales de conexión suplementaria : Si
Características eléctricas Pérdidas en vacío (AN) : 2800 W Pérdidas en carga (AN) a 120°C : 13100 W Tensión de corto circuito (AN) a 120°C : 6 % Tolerancias : IEC 60076-11 Tolerancias	Condiciones de operación Altura máxima sobre el nivel del mar : ≤ 1000 m Temperatura ambiente máxima : 40 °C Temperatura ambiente mínima : -25 °C Temperatura media diaria : 30 °C Temperatura media anual : 20 °C Pantalla electrostática : No Alimentación de un rectificador : No
Características de la temperatura Clase de aislamiento térmico : Clase F Calentamiento de los devanados : 100 K	Dimensiones & pesos (transformador - IP00) Longitud (aproximados) : 1645 mm Ancho (aproximados) : 850 mm Alto (aproximados) : 2070 mm Peso (aproximados) : 2920 Kg
Nivel de ruido Potencia acústica L _{WA} : 75 dB (A) Presión acústica L _{PA} a 1.00 : 61 dB (A)	
Accesorios estándares Ruedas bi-direccionales (Ø 125 mm) : 4 Cáncamos de elevación : 4 Aberturas de arrastre sobre el chasis : 2 Toma de puesta a tierra : 2 Placa de características (Aluminio - en Español) : 1 Señales de advertencia «peligro eléctrico» : 2 Barritas de conmutación de las tomas de regulación : 1 Manual de instalación : 1	Ensayos de Rutina según las normas IEC 60076 Ensayo de tensión inducida : Si Ensayo de tensión aplicada : Si Medida de las pérdidas y de la corriente en vacío : Si Medida de la resistencia de los arrollamientos MT y BT : Si Medida de la U _{cc} y de las pérdidas debidas a la carga : Si Medida de la relación y control del grupo de conexión : Si Medida de descargas parciales : Si Pruebe el informe (en Español) : 1 Pruebas realizadas en presencia del cliente : No
Accesorios complementarios propuestos 3 sondas PT100 + T154	

Comentarios & Desviaciones

ANEXO V. Ficha técnica de las cajas de protección



Ingeniería • Energía Solar • Eólica • Biomasa • ESES

Ficha Cuadro STC12 160A

Descripción:	Información técnica y manual del cuadro STC12 160A
Revisión:	1ª versión

En este documento se explicarán las características técnicas y el manual de uso del cuadro de series pequeño (hasta 12 strings). A lo largo de este informe veremos todo lo necesario para manejar el cuadro con seguridad y conocer sus ventajas.

FICHA TÉCNICA CUADRO STC12 160A

Descripción del cuadro:

Cuadro protección series fotovoltaicas sin monitorización, hasta 12 entradas + con bases portafusibles y fusibles para continua de 16A y 12 entradas - con protección de fusible. Salida con seccionador hasta 1000Vdc y 160A, sin contacto auxiliar de estado. Montado en armario de poliéster con puerta opaca, 700x500x300mm, IP55. Entradas con prensaestopas M16 para entrada de cable de strings, de M20 para las salidas de tierra y del seccionador. Con protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc, sin contacto auxiliar. Completo, montado y cableado. Según normas IEC.

Elementos del cuadro:

El cuadro está compuesto fundamentalmente por los siguientes elementos:

- Armario poliéster 700x500x300mm, IP 55 con placa de montaje aislante
- Protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc
- Fusible.10x38 16A 900Vdc
- Base portafusible UTE 10x38 carril 32A 1000Vdc
- Seccionador hasta 1000Vdc y 160A
- Prensaestopas M16
- Prensaestopas M20

Tabla de características:

CARACTERÍSTICAS GLOBALES DEL MONTAJE	
Tensión máxima de uso	1000Vdc
Corriente máxima de uso	160A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Capacidad de seccionamiento	Si, por interruptor de corte en carga
Protección por fusible	Si
Protección contra sobretensiones	Si
IP	55
Prensaestopas	Si
CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR	
Marca	Telergon / Socomec
Tensión máxima de corte	1000Vdc
Corriente máxima de corte	160A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Accionamiento	Por mando directo
Categoría de empleo	DC21
Tipo de conexión	Disponible en pletina ó brida
CARACTERÍSTICAS DEL FUSIBLE	
Marca	DF
Tensión máxima de uso	900Vdc
Corriente de fusión de fusible	16A
Tensión de aislamiento (base)	1000Vdc
Corriente máxima de la base	32 A
Tipo de base	UTE
Calibre	10x38
Montaje	Carril
Conexión	Brida
CARACTERÍSTICAS DEL PROTECTOR	
Marca	Weidmüller
Tipo	Tipo II
Tensión de uso	1000Vdc
I de descarga	40kA
CARACTERÍSTICAS DE LA ENVOLVENTE	
Marca	Claved
Dimensiones máximas	700x500x300mm
IP	55
IK	10
Tapa	Transparente
Prensaestopas	Si (M16 y 20)
IP Prensas	66
Placa de montaje	Aislante

Descripción:	Información técnica y manual del cuadro STC16 160A
Revisión:	1ª versión

En este documento se explicarán las características técnicas y el manual de uso del cuadro de series pequeño (hasta 16 strings). A lo largo de este informe veremos todo lo necesario para manejar el cuadro con seguridad y conocer sus ventajas.

FICHA TÉCNICA CUADRO STC16 160A

Descripción del cuadro:

Cuadro protección series fotovoltaicas sin monitorización, hasta 16 entradas + con bases portafusibles y fusibles para continua de 16A y 16 entradas - con protección de fusible. Salida con seccionador hasta 1000Vdc y 160A, sin contacto auxiliar de estado. Montado en armario de poliéster con puerta opaca, 700x500x300mm, IP55. Entradas con prensaestopas M16 para entrada de cable de strings, de M20 para las salidas de tierra y del seccionador. Con protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc, sin contacto auxiliar. Completo, montado y cableado. Según normas IEC.

Elementos del cuadro:

El cuadro está compuesto fundamentalmente por los siguientes elementos:

- Armario poliéster 700x500x300mm, IP 55 con placa de montaje aislante
- Protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc
- Fusible. 10x38 16A 900Vdc
- Base portafusible UTE 10x38 carril 32A 1000Vdc
- Seccionador hasta 1000Vdc y 160A
- Prensaestopas M16
- Prensaestopas M20

Tabla de características:

CARACTERÍSTICAS GLOBALES DEL MONTAJE	
Tensión máxima de uso	1000Vdc
Corriente máxima de uso	160A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Capacidad de seccionamiento	Si, por interruptor de corte en carga
Protección por fusible	Si
Protección contra sobretensiones	Si
IP	55
Prensaestopas	Si
CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR	
Marca	Telergon / Socomec
Tensión máxima de corte	1000Vdc
Corriente máxima de corte	160A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Accionamiento	Por mando directo
Categoría de empleo	DC21
Tipo de conexión	Disponible en pletina ó brida
CARACTERÍSTICAS DEL FUSIBLE	
Marca	DF
Tensión máxima de uso	900Vdc
Corriente de fusión de fusible	16A
Tensión de aislamiento (base)	1000Vdc
Corriente máxima de la base	32 A
Tipo de base	UTE
Calibre	10x38
Montaje	Carril
Conexión	Brida
CARACTERÍSTICAS DEL PROTECTOR	
Marca	Weidmüller
Tipo	Tipo II
Tensión de uso	1000Vdc
I de descarga	40kA
CARACTERÍSTICAS DE LA ENVOLVENTE	
Marca	Claved
Dimensiones máximas	700x500x300mm
IP	55
IK	10
Tapa	Transparente
Prensaestopas	Si (M16 y 20)
IP Prensas	66
Placa de montaje	Aislante

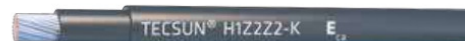
ANEXO VI. Catálogo Prysmian de cables en baja tensión

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

TECSUN H1Z2Z2-K H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
Norma diseño: EN 50618
Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV TECSUN PV1-F CPPO

Garantía 30 años	SI
Certificación TÜV	SI
Temperatura máxima 120 °C en el conductor	20000 h
Resistencia al ozono	EN 50396, test B
Resistencia a los rayos UVA	Resistencia a la tracción y elongación a la ruptura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50289-4-17, (Método A) HD 605/A1-2.4.20
Resistencia a la absorción del agua	DIN EN 60811-402
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Prueba de contracción	EN 50618, tabla 2: < 2%
Resistencia al frío	Doblado a baja temperatura según EN 60811-1-4
Resistencia a calor húmedo	1000 h a 90 °C 85 % H.R. (EN 60811-2-78) (EN 50618)
Presión a temperatura elevada	< 50% EN 60811-508
Dureza Prysmian	Ensayo especial de Prysmian tipo A: 85 según DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial de Prysmian DIN ISO 4649 contra papel abrasivo • Cubierta contra cubierta • Cubierta contra metal • Cubierta contra plásticos
Resistencia a penetración dinámica	EN 50618, anexo D
Resistencia a aceites minerales	EN 60811-2-1, 24 h, 100 °C
Resistencia a ácidos y bases	EN 60811-2-1, 7 días, 23 °C ácido n-oxáldo, hidróxido sódico
Resistencia al amoníaco	Ensayo especial de Prysmian 30 días en atmósfera saturada de amoníaco
Doble aislamiento (clase II)	SI

- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años). (Cable termoestable).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 3D (D ≤ 12 mm) y 4D > 12 mm). (D = diámetro exterior del cable máximo).

Ensayos de fuego

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- No propagación del incendio: EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5.
- Libre de halógenos: EN 50525-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 50305 (ITC < 3).

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20000 h); 90 °C (30 años) 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: compuesto reticulado, tabla B.1, anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: compuesto reticulado, tabla B.1, anexo B de EN 50618.

Color: negro, rojo o azul.

Doble aislamiento (clase II).



CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

TECSUN H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
Norma diseño: EN 50618
Designación genérica: H1Z2Z2-K



APLICACIONES

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÍNIMO) mm	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE: T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,6	4,4	5	40	13,7	24	30	30,48
1 x 2,5	1,9	4,8	5,4	50	8,21	34	41	18,31
1 x 4	2,4	5,3	5,9	70	5,09	46	55	11,45
1 x 6	2,9	5,8	6,4	80	3,39	59	70	7,75
1 x 10	4	7,0	7,6	130	1,95	82	98	4,60
1 x 16	5,5	9,0	9,8	200	1,24	110	132	2,89
1 x 25	6,4	10,4	11,2	290	0,795	146	176	1,83
1 x 35	7,5	11,7	12,5	400	0,565	182	218	1,32
1 x 50	9	13,5	14,5	550	0,393	220	276	0,98
1 x 70	10,8	15,5	16,5	750	0,277	282	347	0,68
1 x 95	12,6	17,7	18,7	970	0,210	343	416	0,48
1 x 120	14,3	19,2	20,4	1220	0,164	397	488	0,39
1 x 150	15,9	21,4	22,6	1510	0,132	458	566	0,31
1 x 185	17,5	23,7	25,1	1850	0,108	523	644	0,25
1 x 240	20,5	27,1	28,5	2400	0,0817	617	775	0,20

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida útil (30 años).



ANEXO VII. Catálogo Prysmian de cables en media tensión

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

TAP AL VOLTALENE H AL RHZ1-20L (NORMALIZADO POR GAS NATURAL FENOSA)

Tensión asignada: 12/20 kV
Norma diseño: UNE HD 620-10E
Designación genérica: AL RHZ1-20L



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 60754-1
IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
EN 60754-2
IEC 60754-2



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
EN 61034-2
IEC 61034-2



F_{ca}
CPR

DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



Nº DoP 1003886



**RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DE AGUA**



**RESISTENCIA
AL FRÍO**



**RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA**



CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

TRIPLE EXTRUSIÓN Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfaces de las capas.

AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

CUBIERTA VEMEX Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos uva.

GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

COMPORTAMIENTO FRENTE A LA ACCIÓN DEL AGUA MEJORADO Su doble obturación longitudinal (material hinchante en conductor y pantalla) bloquea la circulación accidental de agua por el interior del cable.

NORMALIZADO POR GAS NATURAL FENOSA

- Temperatura de servicio: -25 °C, + 90 °C.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV. Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): F_{ca}.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos: EN 60754-1; EN 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio obturada frente al agua.
Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228.
Conductor obturado longitudinalmente contra el agua.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO

Material: polietileno reticulado (XLPE).

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material conductor separable en frío.

PROTECCIÓN LONGITUDINAL CONTRA EL AGUA

Cordones cruzados hogroscópicos o cinta hinchante.

PANTALLA METÁLICA

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.
Sección total 16 mm²

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex.
Color: rojo.



CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

TAP AL VOLTALENE H

AL RHZ1-20L (NORMALIZADO POR GAS NATURAL FENOSA)

Tensión asignada: 12/20 kV
 Norma diseño: UNE HD 620-10E
 Designación genérica: AL RHZ1-20L



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
12/20 kV							
1x 95/16 (1)	23,3	5,5	31,7	2,5	1020	476	634
1x 150/16 (1)	26,1	5,5	34,4	2,7	1260	516	688
1x 240/16 (1)	30,2	5,5	40	2,7	1640	600	800
1x 400/16 (1)	36,7	5,5	44,7	2,7	2300	671	894

(1) Secciones homologadas por la compañía Gas Natural Fenosa.
 (*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

	12/20 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)
12/20 kV					
1x 95/16 (1)	190	205	255	8930	3130
1x 150/16 (1)	245	260	335	14100	3130
1x 240/16 (1)	320	345	455	22560	3130
1x 400/16 (1)	415	445	610	37600	3130

(1) Secciones homologadas por la compañía Gas Natural Fenosa.
 (*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.
 (**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.
 (***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MAX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)	CAPACIDAD μF/km
12/20 kV				
1x 95/16 (1)	0,320	0,430	0,125	0,217
1x 150/16 (1)	0,206	0,277	0,117	0,254
1x 240/16 (1)	0,125	0,168	0,104	0,306
1x 400/16 (1)	0,078	0,105	0,100	0,387

(1) Secciones homologadas por la compañía Gas Natural Fenosa.
NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

ANEXO VIII. Ficha técnica de las cabinas de media tensión

Hoja de características del producto
Características

SM62EIM41
 Celda SM6-24 IM 400A 16kA CIT embarrado 400A



Principal

Gama de producto	SM6
Tipo de tecnología	Air insulated switchgear
Nombre corto del dispositivo	IM 375
Tipo de producto o componente	Conmutador

Complementario

Cable connection	1 240 mm ² por fase - tipo de cable: parte inferior)
Bus rated current	400 A
Tipo de operador	CIT manual
Peso del producto	130 kg
Anchura	375 mm

Entorno

Normas	IEC 62271-200
Temperatura ambiente de funcionamiento	-5...40 °C
Grado de protección IP	IP3x
Altitud máxima de funcionamiento	<= 1000 m

Garantía contractual

Período de garantía	18 months
---------------------	-----------

ANEXO IX. Datos de la parcela



La información de esta parcela es la vigente en SigPac a fecha 02/01/2020.

Fecha de 06/2019 Fecha de la cartografía 22/6/2018

Provincia	Municipio	Agregado	Zona	Poligono	Parcela	Superficie (ha)	Referencia Catastral
13 - CIUDAD REAL	24 - BRAZATORTAS	0	0	17	15	154,7575	13024A017000150000OL

Recinto	Superficie (ha)	Pendiente (%)	Uso	Admisibilidad en pastos		Coef.Regadío	Incidencias	Región
				(%)	(ha)			
1	154,1089	4,50	PS	0	0	0	126	0203 (2)
2	0,0046	2,00	IM					
3	0,0622	1,50	IM					
4	0,3590	2,10	PR	0	0			0203 (2)
5	0,0257	8,10	PR	0	0			0203 (2)
6	0,1971	7,00	TA			0		0301 (2)

Superficie (ha)		
Uso	Total	Admisible en Pastos
IM	0,0667	
PR	0,3847	0
PS	154,1089	0
TA	0,1971	

OPCIONES DE IMPRESIÓN	IMPRIMIR
☒ Etiquetas	
☒ Recintos	
☒ Árboles	
☒ Elementos del Paisaje	

(1) Pueden existir cambios en la parcelación catastral que aún no se reflejen en SIGPAC.

(2) Régimen del Régimen de Pago Básico según el Anexo II del Real Decreto 1076/2014.

ANEXO X. Listado de programas empleados

- **PVSYST**

Se ha hecho uso del programa PVSyst para la simulación de la planta solar fotovoltaica, en sus distintos escenarios y para su posterior estudio, que es objeto de este proyecto.

- **METEONORM**

Se ha hecho uso del programa Meteonorm como base de datos climatológicos del emplazamiento en donde tendrá lugar el desarrollo del proyecto.

- **NASA**

Se ha hecho uso de la base de datos de la NASA para la obtención de los datos climatológicos necesarios del emplazamiento en donde tendrá lugar el desarrollo del proyecto.

- **GOOGLE EARTH**

Se ha hecho uso del programa Google Earth para la valoración, visualización, medición y estudio del emplazamiento en donde tendrá lugar el desarrollo del proyecto.

- **IBERPIX**

Se ha hecho uso del programa Iberpix para la obtención de las curvas de nivel del emplazamiento en donde tendrá lugar el desarrollo del proyecto.

- **SIGPAC**

Se ha hecho uso del visor del Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas (SIGPAC) del Ministerio de Agricultura para la identificación de las distintas parcelas registradas en el catastro, así como para la obtención de la información relevante referentes a las mismas. También se ha hecho uso de este visor para consultar la Red Natura 2000.

- **PROFICAD**

Se ha hecho uso del programa ProfiCAD para la elaboración de los diagramas unifilares de los sistemas eléctricos de la planta fotovoltaica, incluidos en los planos de este proyecto.

- **AUTOCAD**

Se ha hecho uso del programa AutoCAD para la presentación de toda la documentación relativa al emplazamiento y situación de la planta fotovoltaica, contenida en los planos de este proyecto.

- **MICROSOFT EXCEL**

Se ha hecho uso del programa Microsoft Excel tanto para el análisis y elaboración de tablas de datos, como para la realización de los cálculos eléctricos del sistema.

ANEXO XI. Simulación del sistema fotovoltaico con PVsyst

A lo largo de este Anexo se exponen todos los pasos que se han seguido para realizar correctamente la simulación en PVSyst de la planta solar fotovoltaica de 3MW de potencia en el municipio de Brazatortas, Ciudad Real. El objetivo de este Anexo es mostrar más en detalle las consideraciones y parámetros que han sido tomados en consideración en las simulaciones, a la vez que se deja constancia de cómo se ha de simular una instalación fotovoltaica de estas características en este programa, a modo de manual práctico.

Nada más iniciar el programa PVSyst, aparecen una serie de opciones (Ilustración 1). En primer lugar, se deberá acceder a la referente a “bases de datos”, donde se han de completar los datos geográficos y climatológicos del emplazamiento en donde se va a desarrollar el proyecto.

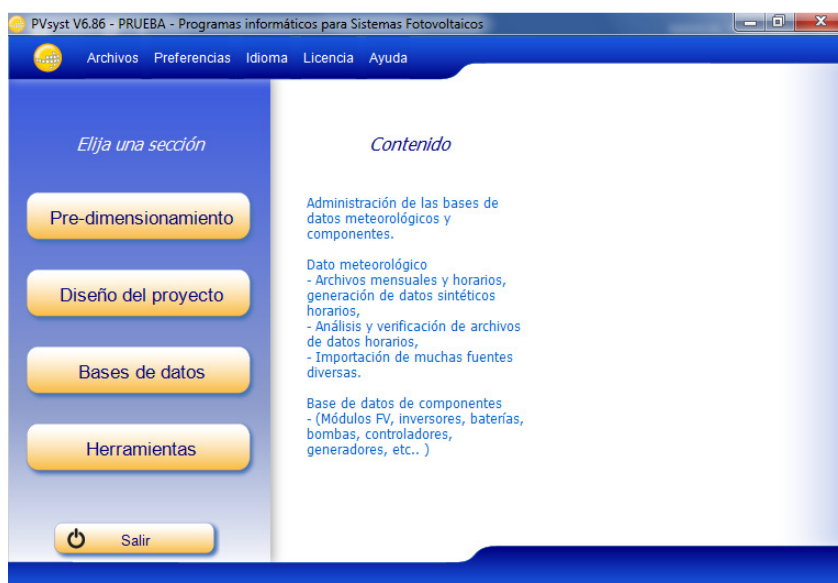


Ilustración 1. Pantalla de inicio en PVsyst. (Fuente: PVsyst)

El programa PVSyst, para la simulación del sistema fotovoltaico, necesita los datos ya mencionados referentes al emplazamiento. Para ello, precisa de la creación de dos archivos, un .SIT y un .MET, que se crearán automáticamente al completar los pasos necesarios dentro de las opciones disponibles en “bases de datos” (Ilustración 2).

En dicho menú se debe acceder en primer lugar a “sitios geográficos” donde es necesario crear el emplazamiento donde tendrá lugar el proyecto, o en su lugar, seleccionar dicho emplazamiento entre los disponibles en la lista si ya ha sido creado con anterioridad o aparece por defecto. En esta opción es donde se crea el archivo .SIT, tras rellenar las pestañas correspondientes (Ilustraciones 3 y 4).

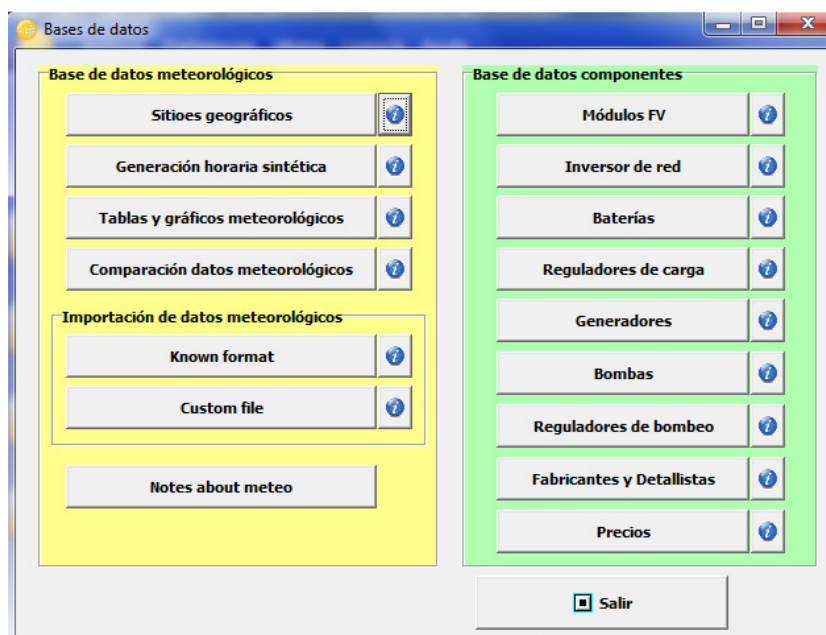


Ilustración 2. Opciones disponibles dentro de bases de datos en PVSystem. (Fuente: PVSystem)

En este paso, en la pestaña “Coordenadas geográficas” (Ilustración 3), se ha de prestar atención al dato que aparece como “Hora Legal – Hora Solar”, donde el resultado ha de ser menor a 30 minutos para la correcta precisión de la simulación.

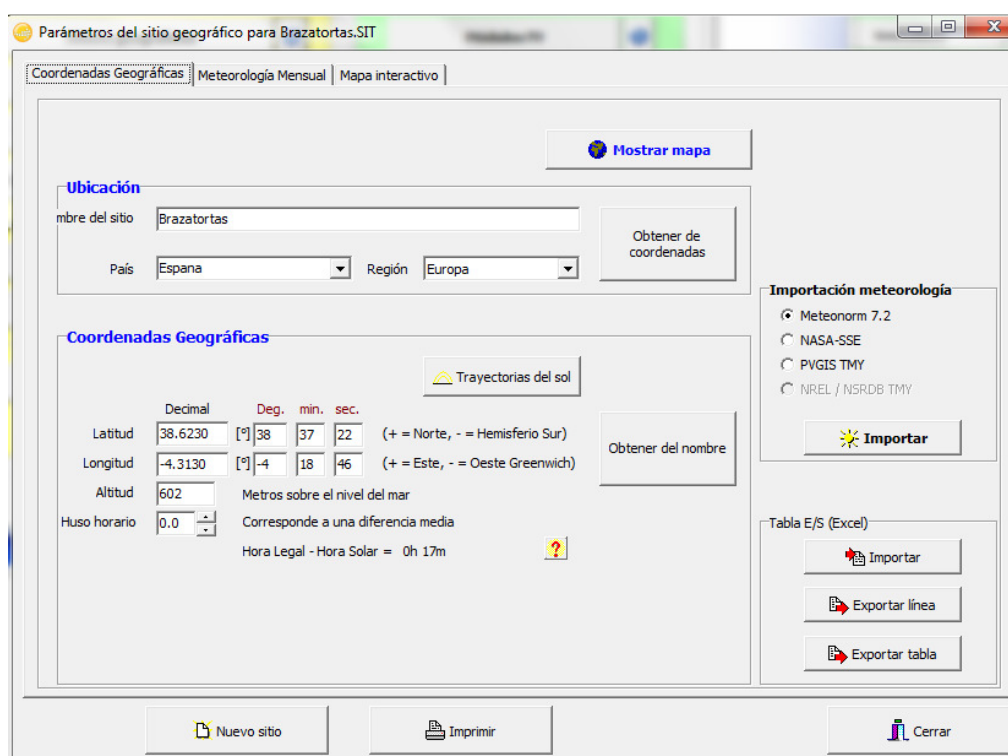


Ilustración 3. Pantalla para añadir nuevo sitio geográfico en PVSystem. (Fuente: PVSystem)

La pestaña llamada “Meteorología mensual” (Ilustración 4) se ha de rellenar con los datos climáticos que hayan sido obtenidos de bases de datos fiables como Meteonorm, la Nasa o NREL. En este caso se optó por hacer una media aritmética entre los datos obtenido en Meteonorm y la NASA.

Parámetros del sitio geográfico para Brazatortas.SIT

Coordenadas Geográficas | **Meteorología Mensual** | Mapa interactivo

Sitio: **Brazatortas (España)**

Origen de datos: Meteornorm

	Irradiación global horizontal kWh/m ² .mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² .mes	Temperatura °C	Velocidad del Viento m/s
Enero	69.5	27.0	6.4	4.20
Febrero	88.9	33.0	8.1	4.40
Marzo	136.1	50.0	10.4	4.30
Abril	171.3	64.0	13.0	4.20
Mayo	201.2	76.0	17.4	4.10
Junio	228.8	65.0	22.2	3.80
Julio	244.2	53.0	26.4	3.80
Agosto	211.0	59.0	26.1	3.80
Septiembre	154.5	46.0	22.1	3.50
Octubre	109.3	48.0	16.0	4.00
Noviembre	72.0	35.0	9.8	4.10
Diciembre	62.0	27.0	6.7	4.20
Año	1748.8	583.0	15.4	4.0

Datos Requeridos

☒ Irradiación global horizontal
☒ Temp. Exterior Media

Datos adicionales

☒ Irradiación difusa horizontal
☒ Velocidad del viento
☐ Linke Turbidity
☐ Relative Humidity

Unidades de insolación

☐ kWh/m².dia
☒ kWh/m².mes
☐ MJ/m².dia
☐ MJ/m².mes
☐ W/m²
☐ Índice de claridad Kt

Ilustración 4. Pantalla para añadir datos climáticos de nuevo sitio geográfico en PVSyst.
(Fuente: PVSyst)

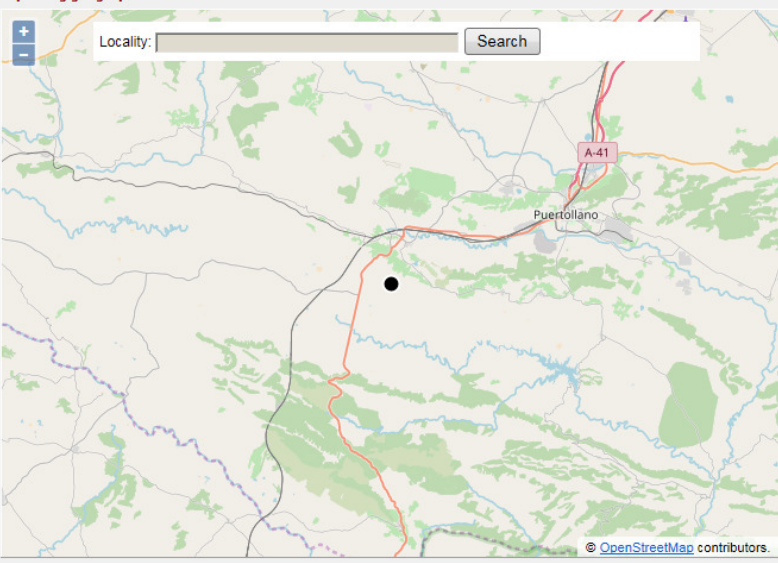
Por último, se puede comprobar la correcta localización del proyecto en la pestaña “Mapa interactivo” (Ilustración 5), para evitar posibles errores en la introducción de los datos de coordenadas del emplazamiento.

Parámetros del sitio geográfico para Brazatortas.SIT

Coordenadas Geográficas | Meteorología Mensual | **Mapa interactivo**

Updating geographical data ...

Locality: Search



Ubicación

Emplazamiento
La Veredilla

País
Spain

Latitud (°)
38.623

Longitud (°)
-4.313

Altitud (m)
783

Huso horario
1

Ilustración 5. Pantalla para comprobar la correcta localización del nuevo sitio geográfico en PVSyst.
(Fuente: PVSyst)

Tras rellenar todo lo necesario en estas tres pestañas y guardar dichos datos, veremos cómo en la pestaña inicial ya aparece el emplazamiento recién creado entre la lista de los disponibles por defecto (Ilustración 6). Por tanto, se ha de seleccionar y pinchar en abrir, con lo que el archivo.SIT quedará creado automáticamente.

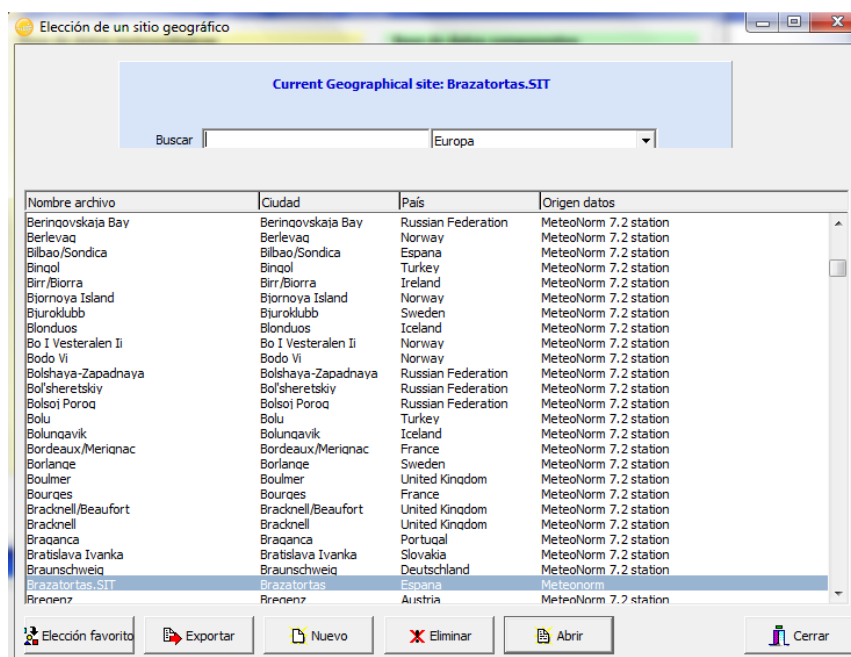


Ilustración 6. Pantalla inicial de la pestaña “sitio geográfico” en PVSyst. (Fuente: PVSyst)

El siguiente paso consiste en conseguir el archivo .MET, y para ello se ha de retroceder y acceder a la opción llamada “generación horaria sintética”, donde únicamente se deberá de seleccionar la opción de “Meseta suiza, niebla importante” y pulsar en ejecutar generación (Ilustración 7). Una vez acabado, se cierra y con ello se vuelve a la pantalla de inicio de PVSyst.

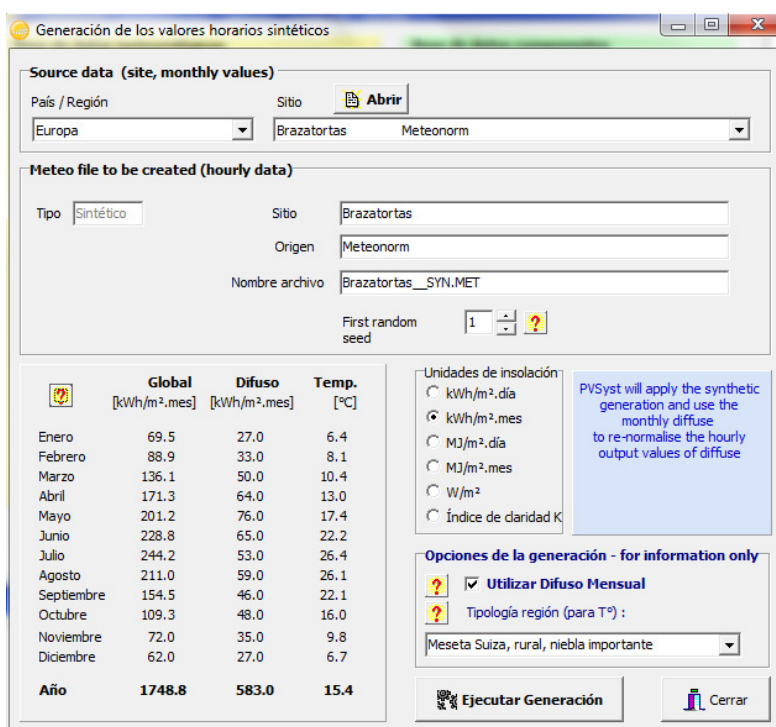


Ilustración 7. Pestaña para la generación del archivo .MET en PVSyst. (Fuente: PVSyst)

Ya de vuelta en la pantalla de inicio, se procede a la creación del proyecto, accediendo a la opción “Diseño del proyecto” y, en este caso, “conectado a la red” (Ilustración 8), ya que el objetivo del proyecto es la generación eléctrica, y por tanto la producción energética de la planta fotovoltaica será vertida a la red de distribución eléctrica.

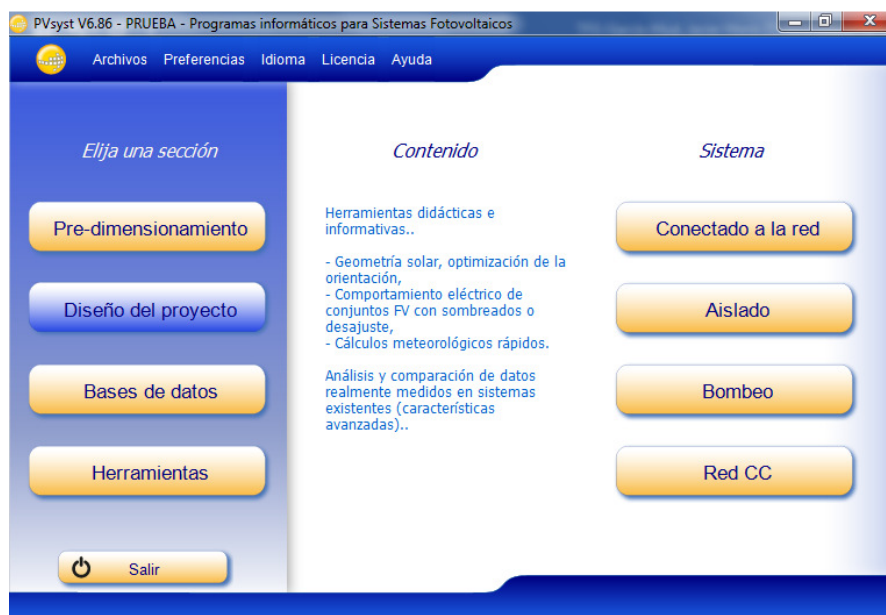


Ilustración 8. Pantalla de inicio y opciones disponibles de diseño de proyecto en PVsyst. (Fuente: PVsyst)

Una vez dentro de dicha opción, aparecerá una pantalla similar a la mostrada en la ilustración 9, donde se deberá de nombrar el proyecto, y cargar los archivos .SIT y .MET que se acaban de crear. Esta pantalla es, por así decirlo, el menú principal del diseño del proyecto, en donde podemos observar como las opciones que aparecen están bloqueadas o en color rojo. Esto es debido a que PVsyst requiere de un cierto orden en el diseño, con lo que a medida que se vayan rellenando las opciones en rojo, estas se volverán verdes y se desbloquearán las que con anterioridad no estaban disponibles.

Este menú ha de rellenarse de izquierda a derecha, de forma que se deberá comenzar por la opción “orientación”, posteriormente acceder a “horizonte” y a continuación seguir el mismo proceso con la siguiente línea, en la opción “sistema”.

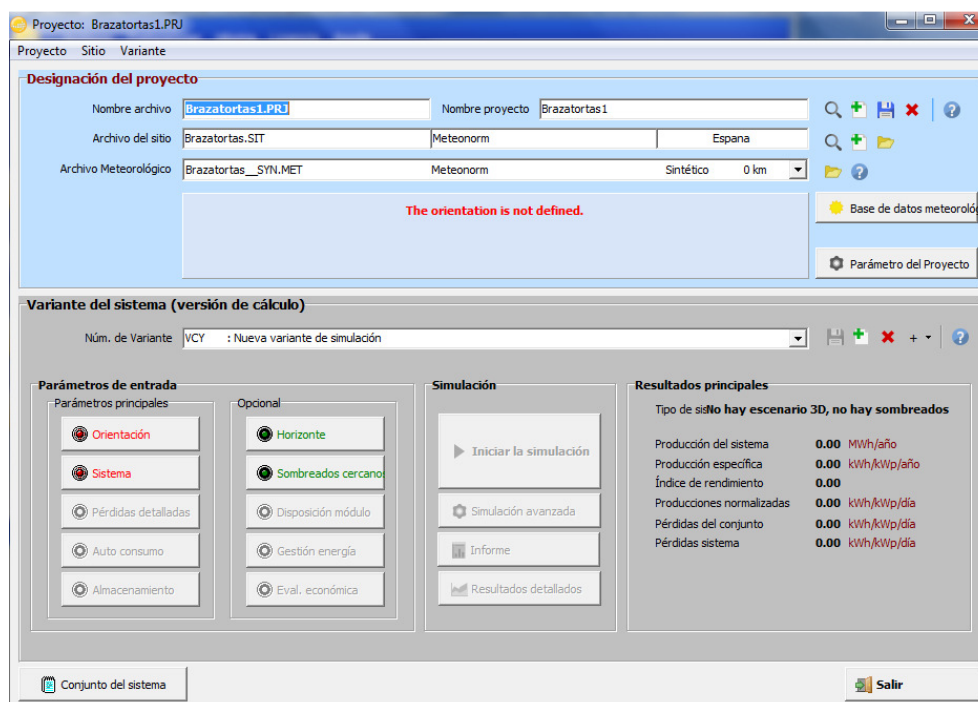


Ilustración 9. Menú principal de diseño de proyecto en PVSyst. (Fuente: PVSyst)

Por tanto, en primer lugar, se debe acceder a la opción “orientación”, donde encontraremos parámetros de diseño referentes a la estructura de soporte y seguimiento solar (Ilustración 10), como son la orientación de los paneles (azimut) e inclinación de los mismos.

Dado que en este proyecto se ha optado por la implantación de seguidor en un eje, se ha de seleccionar en el tipo de campo “seguidor, eje inclinado u horiz. N-S”, con azimut 0° para mayor eficiencia del sistema, y una inclinación inicial de 0°, ya que ese parámetro será variable debido al algoritmo de seguimiento solar. Además, se deberá de especificar el ángulo máximo de giro que permiten los seguidores solares, dato que se puede encontrar en la ficha técnica del fabricante. En este caso, los seguidores del fabricante Soltec son capaces de girar 60°.

Además, en el caso de seleccionar algún tipo de seguimiento solar, se debe decidir si activar la opción “backtracking”, que es un algoritmo que evita que las distintas cadenas de módulos solares se produzcan sombras entre sí, lo que resulta tremendamente perjudicial para la producción energética de la planta fotovoltaica. El “backtracking” bloquea el giro de los paneles para evitar que dicho sombreado se llegue a producir, lo que supone una pérdida de captación de radiación solar, pero que resulta ser mucho menor que la que se produciría en pérdidas por sombreado cercano. En general, su uso es muy recomendable, y en el presente proyecto se optó por su uso.

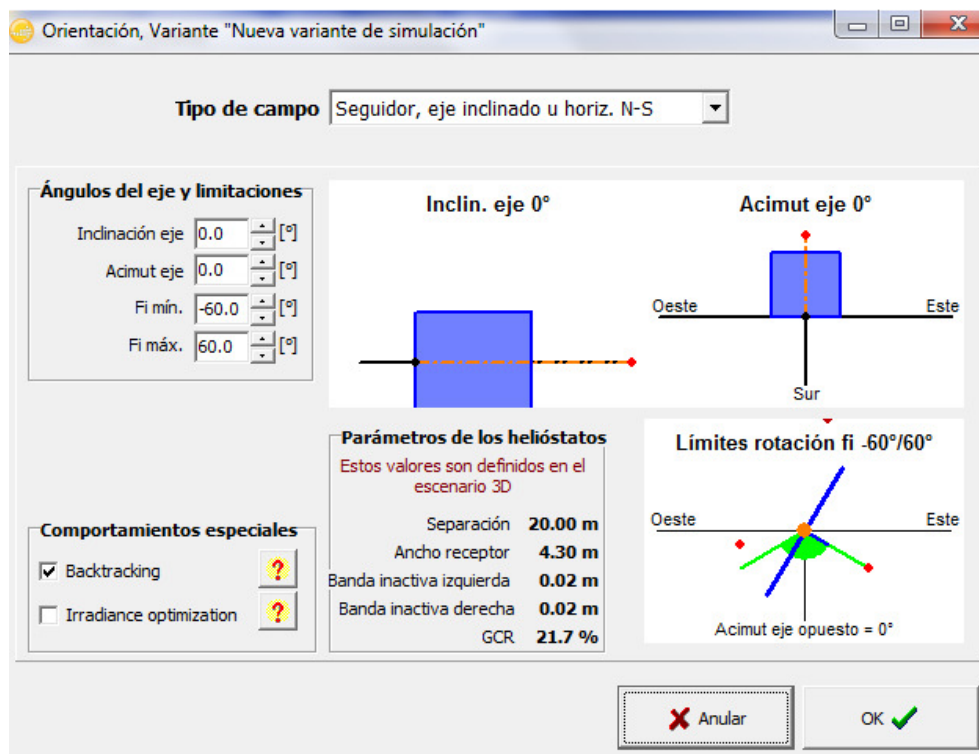


Ilustración 10. Pantalla de los parámetros referentes a la opción “orientación” en PVSyst.
(Fuente: PVSyst)

En segundo lugar, dentro de la opción “Horizonte”, aparece una pantalla como la mostrada en la ilustración 11, donde se ha de importar un archivo .hor que contenga la información referente a las sombras lejanas que se producen en el emplazamiento. Este archivo se puede obtener fácilmente del programa Meteonorm a la vez que se extrae toda la información climática que se ha introducido al inicio de esta simulación.

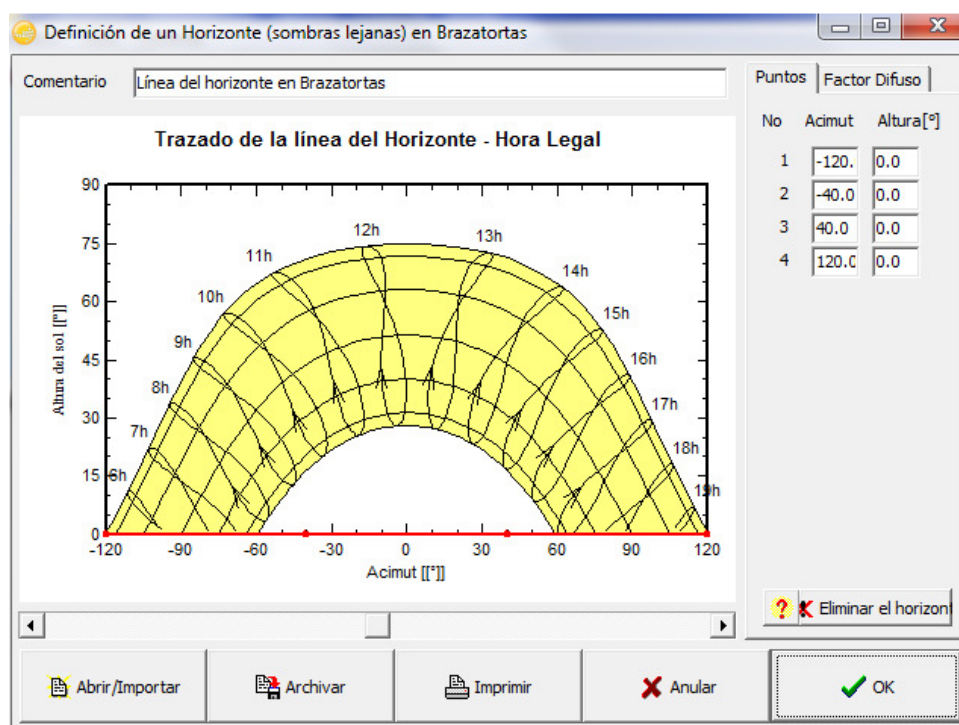


Ilustración 11. Pantalla para la importación de archivo .hor de la opción “Horizonte”. (Fuente: PVSyst)

A continuación, se ha de entrar en la opción “Sistema”, donde se encuentran las opciones de selección del panel solar e inversor que se vayan a instalar en el proyecto (Ilustración 12).

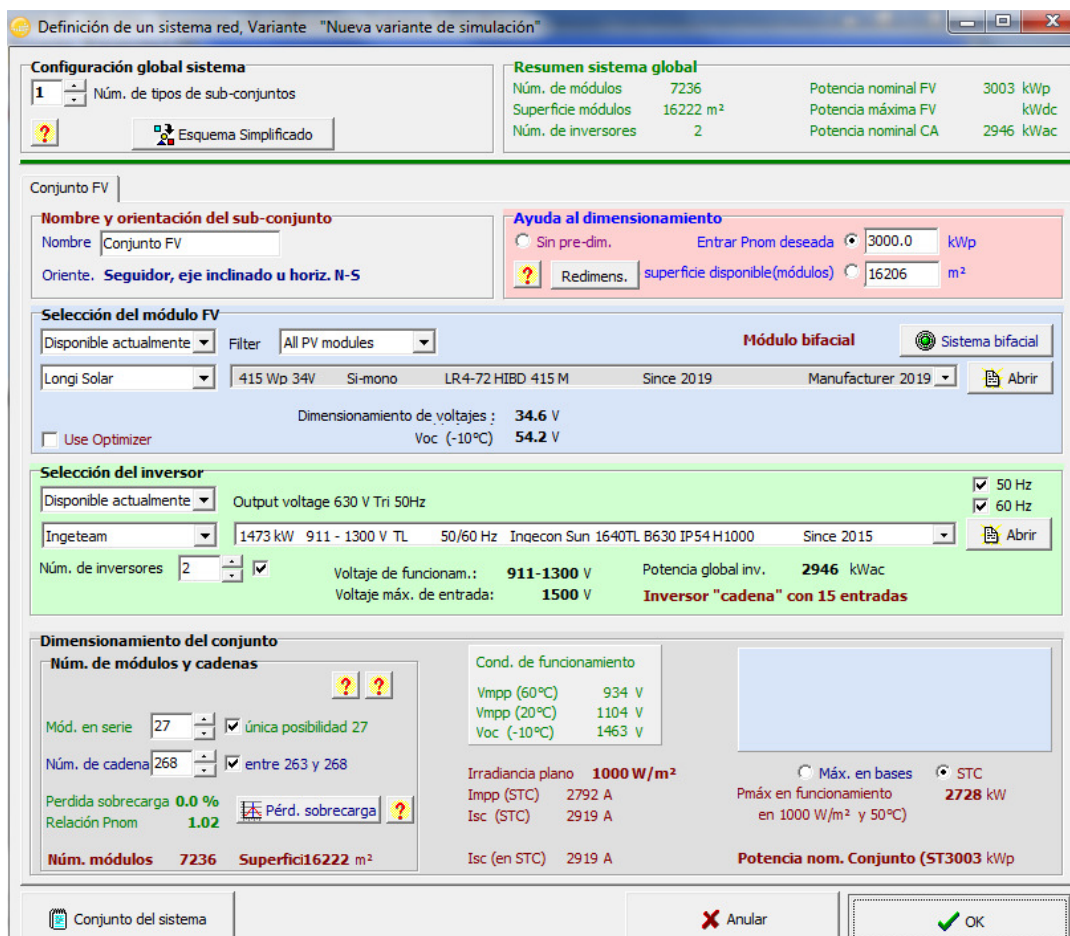


Ilustración 12. Pantalla de selección de modelos de panel e inversor de la opción “Sistema” en PVSystem.
(Fuente: PVSystem)

En esta pantalla, introduciendo la potencia nominal que se desea instalar y el modelo de panel y de inversor, el programa especifica el número de paneles que serán necesarios, así como la distribución ideal de los mismos en diversas cadenas de módulos. Además, el programa mostrará mensajes de advertencia si se supera alguna característica nominal de los elementos de la instalación.

También se podrá, desde esta misma pantalla, acceder a los datos del modelo de panel e inversor (pulsando en abrir), así como modificar una serie de parámetros que harán que la simulación se adecue más a la realidad del proyecto.

En las ilustraciones 13, 14, 15 y 16 se muestran las pestañas correspondientes a los datos disponibles en el programa referentes al modelo de panel que se haya seleccionado, como pueden ser las especificaciones eléctricas, dimensiones o su curva característica, para su consulta.

En este caso, la única opción que se ha de modificar está dentro de la pestaña llamada “Datos adicionales” (Ilustración 16), donde se deberá de marcar el modelo ASHRAE y cambiar el valor de ρ a 0,04 en la opción referente al efecto del ángulo de incidencia, para una mayor exactitud de la simulación.

Definición de un módulo FV

Datos básicos | Dimensiones y Tecnología | Parámetros modelo | Datos adicionales | Comercial | Gráficos

Modelo: LR4-72 HIBD 415 M Fabricante: Longi Solar
Nombre archivo: Longi_LR4_72_HIBD_415_M.PAN Origen datos: Manufacturer 2019
Parámetros definidos por el usuario Prod. desde 2019

Potencia nominal: 415.0 Wp Tol. +/- 0.0 1.5 % Tecnología: Si-mono (en STC)

Especificaciones del fabricante o otras medidas

Cond. de referencia	GRef	1000	W/m²	TRef	25	°C
Corriente de cortocircuito	Isc	10.89	A	Circuito abierto Voc	49.00	V
Punto Potencia Máximo	Imp	10.23	A	Vmpp	40.60	V
Coefficiente de temperatura	miIsc	6.5	mA/°C	Núm. células	72 x 2	
	o miIsc	0.060	%/°C			

Resultado del modelo interno

Cond. de funcionamiento	GOper	1000	W/m²	TOper	25	°C
Punto Potencia Máximo	Pmpp	415.7	W	Def. temperatura	-0.36	%/°C
Corriente Imp	Imp	10.36	A	Voltaje Vmpp	40.1	V
Corriente de cortocircuito	Isc	10.89	A	Circuito abierto Voc	49.0	V
Eficiencia	/ Sup. células	20.95	%	/ Sup. módulo	18.54	%

Resumen del modelo

Parámetros principales

R paral.	1200 ohm
Rparal(G=0)	4800 ohm
R serie modelo	0.30 ohm
R serie máx.	0.33 ohm
R serie aparente	0.47 ohm

Parámetros modelo

Gamma	1.015
IoRef	0.05 nA
muVoc	-153 mV/°C
miPmáx fijo	-0.37 /°C

Mostrar optimización | Export hacia tabla | Imprimir | Anular | OK

Ilustración 13. Pestaña de datos básicos dentro de la definición del módulo fotovoltaico en PVSyst. (Fuente: PVSyst)

Definición de un módulo FV

Datos básicos | Dimensiones y Tecnología | Parámetros modelo | Datos adicionales | Comercial | Gráficos

Descripción: Longi Solar, LR4-72 HIBD 415 M

Módulo

Largo	2131	mm
Ancho	1052	mm
Espesor	35.0	mm
Peso	29.50	kg
Sup. módulo	2.242	m²

La definición del tamaño del Módulo es obligatoria: se utiliza para la determinación de la eficiencia "usual".
La superficie de las células es facultativa: si se define permitirá la definición de la eficiencia a nivel celular.

Células

En serie	72	
En paralelo	2	
Superficie célula	137.8	cm²
Núm. total célula	144	
Superficie célula	1.984	m²

Tecnología y especificaciones del módulo

Cuadro: Aluminum
Estructura: Tempered AR glass
Conexiones: Doubleglass, Jbox IP 67, MC4 or mateable
Bifacial PERC, Half cut

Voltaje máximo del conjunto

Voltaje absoluto máximo del conjunto en cualquier condición (es decir Vco a la temperatura ambiente más baja posible).

Voltaje máximo IEC	1500	V
Voltaje máximo UL (US)	1500	V

Diodo bypass de protección

Nb. of sub-modules (i.e. functional by-pass diodes): 3 /módulo

Partición submódulo:

☐ A lo largo ☒ Twin half cells ☐ Shingled cells

☐ Módulo teja

☐ CFV: módulo de concentración

☒ Módulo bifacial

Bi-facial module

Bifaciality factor: 0.750

Ratio between the front nominal efficiency and the rear side efficiency at STC

Mostrar optimización | Export hacia tabla | Imprimir | Anular | OK

Ilustración 14. Pestaña de dimensiones y tecnología dentro de definición del módulo fotovoltaico en PVSyst. (Fuente: PVSyst)

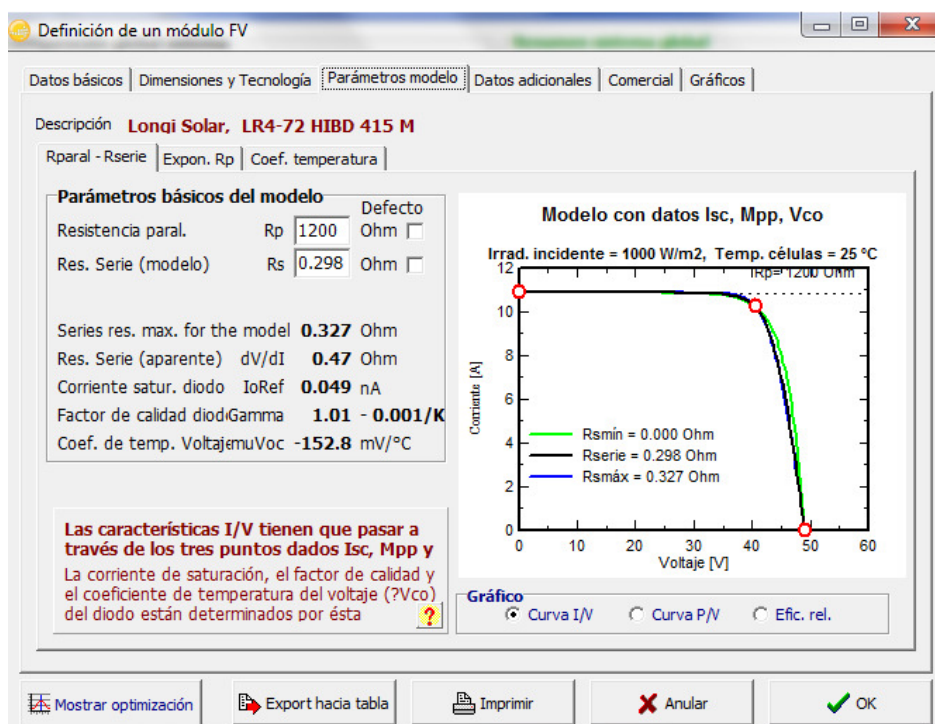


Ilustración 15. Pestaña de parámetros del modelo dentro de definición del módulo fotovoltaico en PVsyst.
(Fuente: PVsyst)

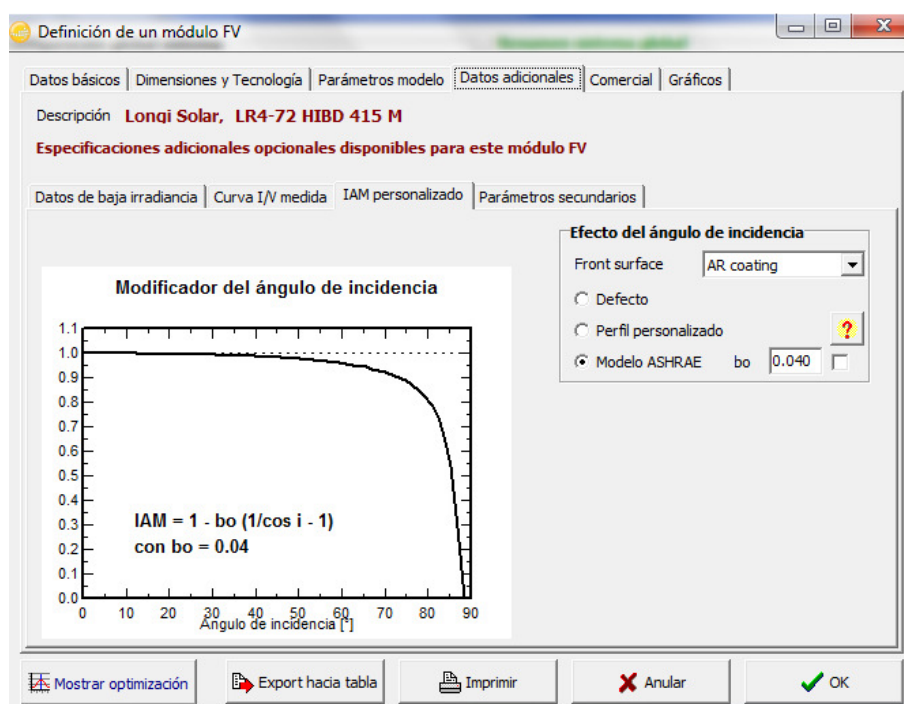


Ilustración 16. Pestaña de datos adicionales dentro de definición del módulo fotovoltaico en PVsyst.
(Fuente: PVsyst)

En el caso de haber elegido un panel con tecnología bifacial, automáticamente aparecerá una opción llamada “bifacialidad”, a la que se ha de acceder para especificar el valor del albedo y el modelo de bifacialidad (Ilustraciones 17 y 18). En este proyecto, dadas las características del emplazamiento, el albedo se estima entre 0,15 y 0,25, según la pestaña de ayuda del propio programa PVsyst. Se ha optado, por tanto, por un valor de albedo de 0,2 en este caso. Además, se ha de seleccionar la opción

“Use unlimited trackers 2D-model” dentro del apartado “modelo bifacial”.

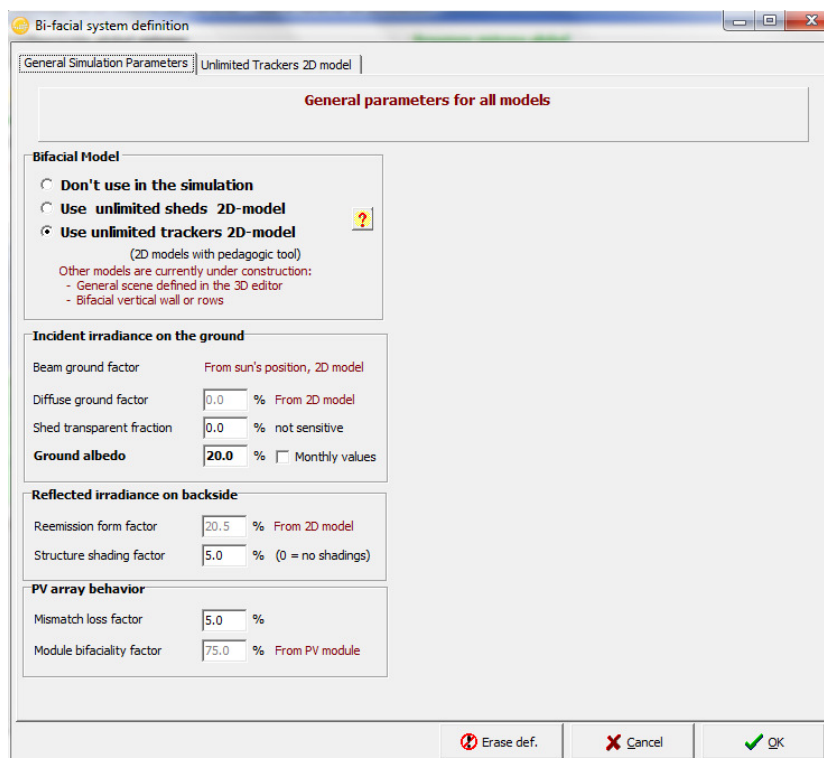


Ilustración 17. Pestaña de edición del modelo bifacial del módulo fotovoltaico en PVsyst.
(Fuente: PVsyst)

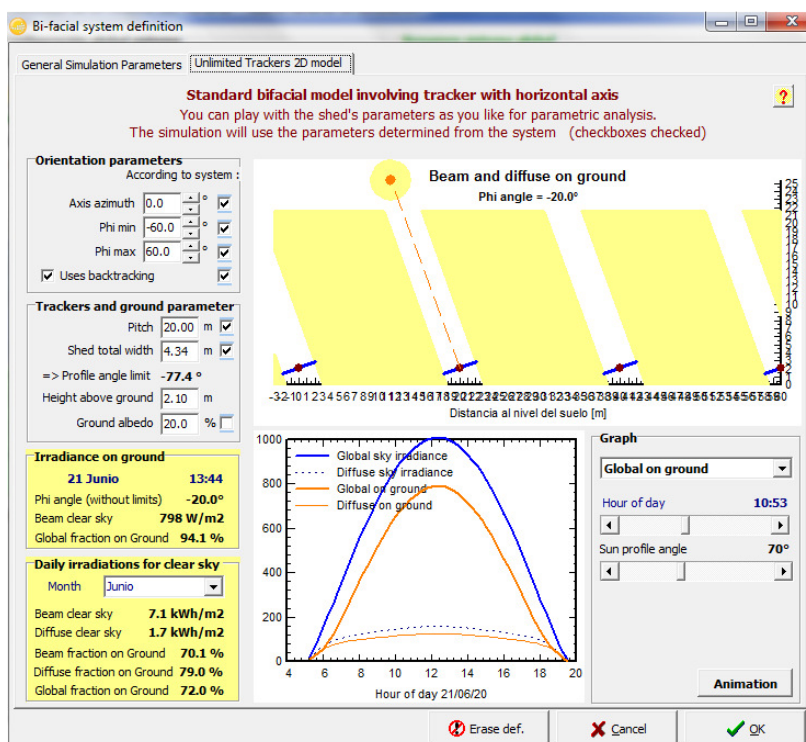
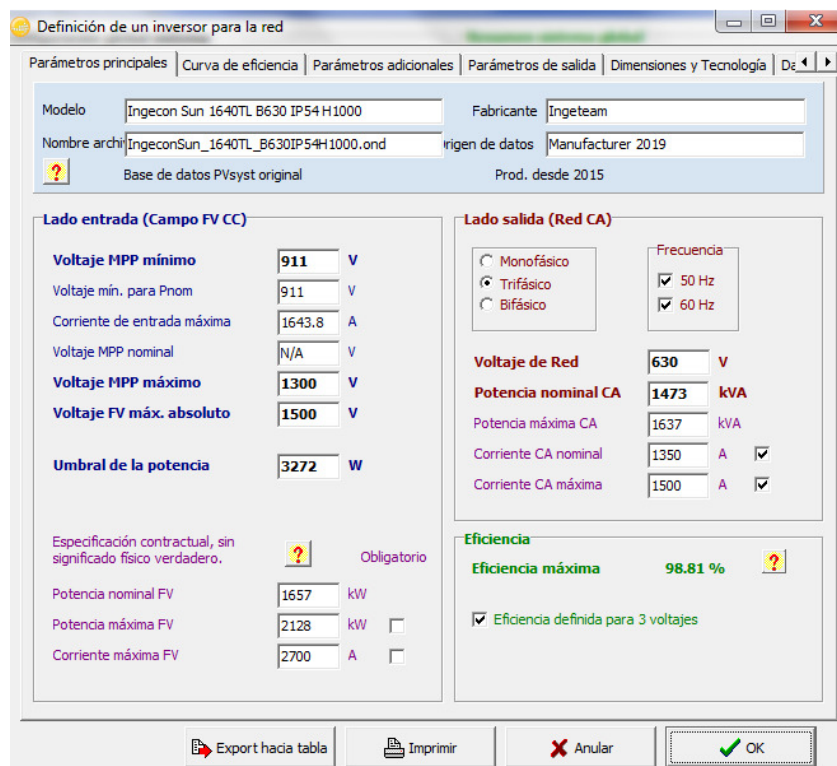


Ilustración 18. Pestaña de edición del modelo bifacial del módulo fotovoltaico en PVsyst.
(Fuente: PVsyst)

En las ilustraciones 19, 20, 21, 22 y 23 se muestran las pestañas correspondientes a los datos disponibles en el programa referentes al modelo de inversor que se haya seleccionado, como pueden ser las especificaciones eléctricas, dimensiones o su curva de eficiencia, para su consulta.



Definición de un inversor para la red

Parámetros principales | Curva de eficiencia | Parámetros adicionales | Parámetros de salida | Dimensiones y Tecnología | De |

Modelo: Ingecon Sun 1640TL B630 IP54 H1000 Fabricante: Ingeteam

Nombre archivo: IngeconSun_1640TL_B630IP54H1000.ond Origen de datos: Manufacturer 2019

Base de datos PVsyst original Prod. desde 2015

Lado entrada (Campo FV CC)

Voltaje MPP mínimo: 911 V

Voltaje mín. para Pnom: 911 V

Corriente de entrada máxima: 1643.8 A

Voltaje MPP nominal: N/A V

Voltaje MPP máximo: 1300 V

Voltaje FV máx. absoluto: 1500 V

Umbral de la potencia: 3272 W

Especificación contractual, sin significado físico verdadero. ? Obligatorio

Potencia nominal FV: 1657 kW

Potencia máxima FV: 2128 kW

Corriente máxima FV: 2700 A

Lado salida (Red CA)

Monofásico ☐ Trifásico ☒ Bifásico ☐

Frecuencia: ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz

Voltaje de Red: 630 V

Potencia nominal CA: 1473 kVA

Potencia máxima CA: 1637 kVA

Corriente CA nominal: 1350 A

Corriente CA máxima: 1500 A

Eficiencia

Eficiencia máxima: 98.81 %

☒ Eficiencia definida para 3 voltajes

Export hacia tabla Imprimir Anular OK

Ilustración 19. Pestaña de parámetros principales del modelo de inversor en PVsyst. (Fuente: PVsyst)

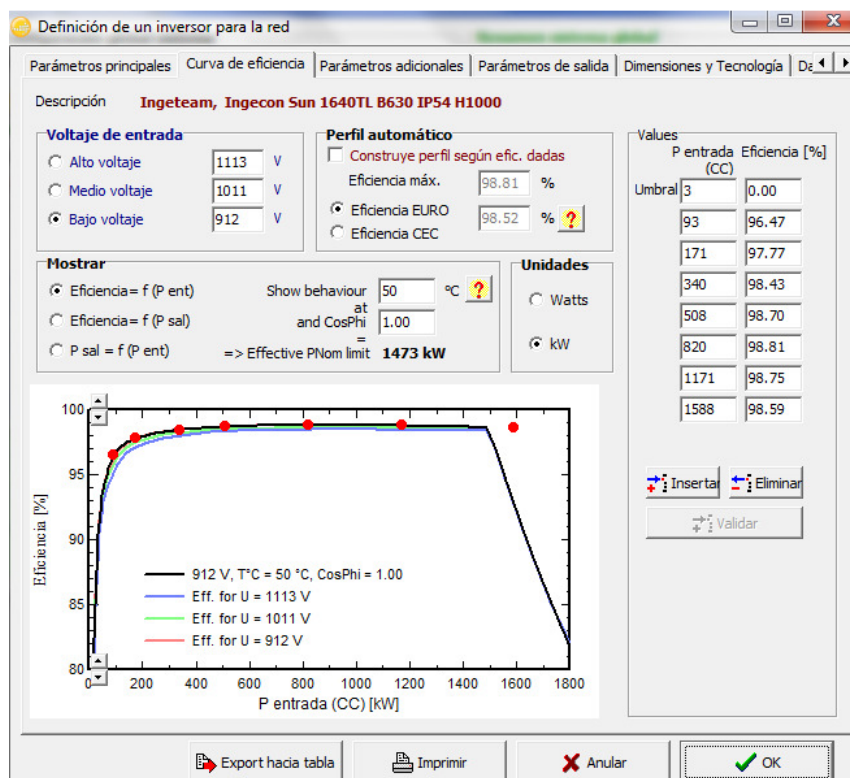


Ilustración 20. Pestaña de curva de eficiencia del modelo de inversor en PVsyst. (Fuente: PVsyst)

Definición de un inversor para la red

Parámetros principales | Curva de eficiencia | Parámetros adicionales | Parámetros de salida | Dimensiones y Tecnología | De

Descripción **Ingeteam, Ingecon Sun 1640TL B630 IP54 H1000**

Parámetros secundarios

Multi-MPPT

☐ Capacidad Multi-MPPT

Núm. de entradas MPPT

☐ MPPT desequilibrados

Transformador

☐ No especificado

☒ Sin transformador

☐ Transfo (no especificad

☐ Transfo BF

☐ Transfo HF

Inverter night consumption

Consumo nocturno W

Consumos auxiliares

Ventiladores y auxiliares kW

de la potencia de salida kW

Inversor "cadena"

☒ Con seguridades en entrada

Núm. de entradas cadena

Amo/Eslavo

☒ Ninguna posibilidad A/E

☐ Amo

☐ Esclavo

☐ Amo/Eslavo

☐ A/E interno

Otras especificaciones

Cant. entradas CC

S N N/I

Monitorización aislam. ☐ ☐ ☐

Interruptor CC ☐ ☐ ☐

Interruptor CA ☐ ☐ ☐

Ajusta desconexión CA ☐ ☐ ☐

ENS ☐ ☐ ☐

Export hacia tabla | Imprimir | Anular | OK

Ilustración 21. Pestaña de parámetros adicionales del modelo de inversor en PVSyst. (Fuente: PVSyst)

Definición de un inversor para la red

Parámetros principales | Curva de eficiencia | Parámetros adicionales | Parámetros de salida | Dimensiones y Tecnología | De

Descripción **Ingeteam, Ingecon Sun 1640TL B630 IP54 H1000**

Factor de potencia

☒ Allows power factor specification

Tan (phi) min i.e Cos(Phi)

Tan (phi) max i.e Cos(Phi)

Nominal AC power defined as

☒ Apparent power [kVA]

☐ Active power [kW]

Potencia máxima CA f(temperatura)

Nom. ac Power **1473 kVA** up to °C

☒ Allows overpower

Max. ac Power **1637 kVA** at °C

☒ High temperature limitation

Power limit #1 kWac at °C

Power limit abs. kWac at °C

Temperature evaluation for limits

In the simulation, by default the inverter temperature is the external ambient temperature (outdoor installation).

This strategy can be modified in the project area, "Miscellaneous Tools" (Inverter Temperature tab)

2000
1800
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0

Power [kVA]

20 30 40 50 60 70 80

Temperature [°C]

PMax = 1637 kVA

PNom = 1473 kVA

Export hacia tabla | Imprimir | Anular | OK

Ilustración 22. Pestaña de parámetros de salida del modelo de inversor en PVSyst. (Fuente: PVSyst)

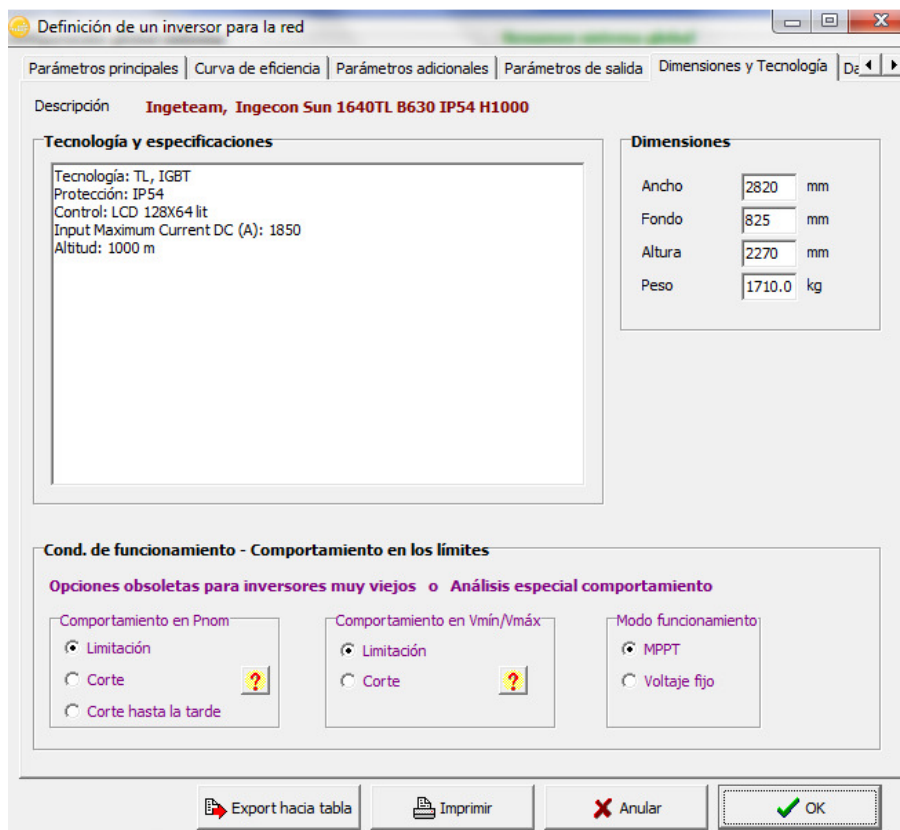


Ilustración 23. Pestaña de dimensiones y tecnología del modelo de inversor en PVsyst. (Fuente: PVsyst)

Una vez acabada la edición de todos los parámetros que son necesarios dentro de la opción “Sistema” del menú principal, el siguiente paso es acceder a la opción “Sombreados cercanos”, donde aparecerá una pantalla como la mostrada en la ilustración 24.

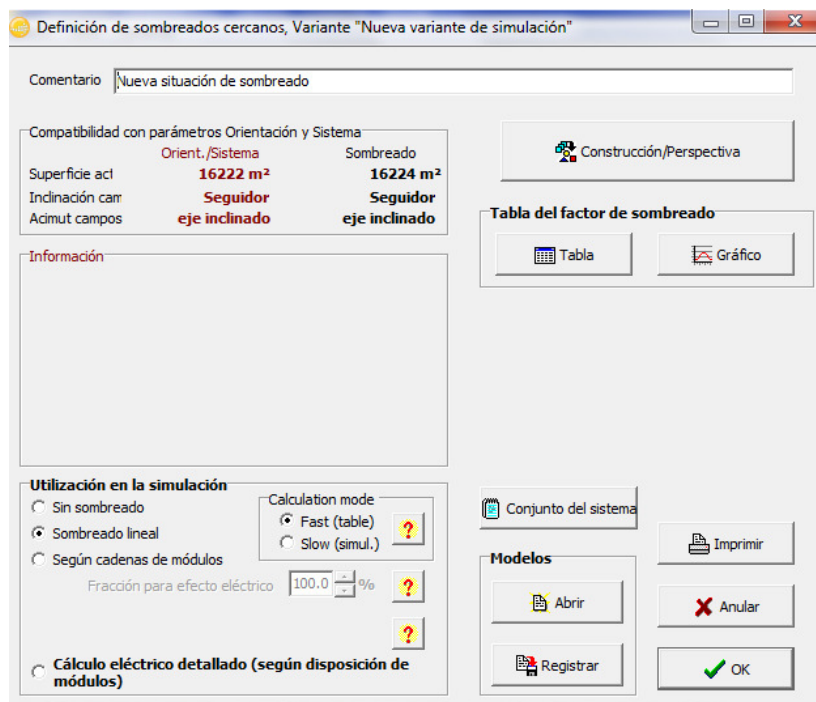


Ilustración 24. Pantalla de opciones disponibles dentro de sombreado cercano en PVsyst. (Fuente: PVsyst)

Para completar la información referente a los sombreados cercanos, que se requieren para la simulación, se ha de acceder primeramente a la opción “Construcción/Perspectiva” (Ilustración 25). En esta pestaña se ha construido la planta fotovoltaica, pero no en detalle, simplemente hay que conseguir que cuadren los datos de superficie del programa. Para ello, se ha de seleccionar la opción de “crear” y “planos FV seguidores” dado que se va a instalar la tecnología de seguimiento en un eje.

Para poder cuadrar el dato que ha calculado automáticamente el programa PVSyst, con los parámetros que le hemos indicado hasta el momento, se ha de ir variando, mediante tanteo, el número de heliostatos (seguidores) y el largo de la superficie disponible. Además, se debe de especificar el ancho, que en este caso es 4,3 metros por ser el ancho de dos paneles del modelo seleccionado.

También dentro de esta pestaña está disponible la opción de modificar la distancia entre cadenas de módulos solares, un parámetro determinante en la producción final del sistema fotovoltaico. En este proyecto, tras estudiar el espacio disponible y el efecto de la distancia en la producción energética de la planta, se optó finalmente por una separación de 20 metros.

Una vez finalizado este proceso, se ha de pulsar en “cerrar objeto” y acceder a la opción “tabla” dentro del apartado de tabla del factor de sombreado, donde el programa calculará los efectos por sombreado en la construcción, tabla que está rellena de ceros debido a la acción del “backtracking” en este caso (Ilustración 26).

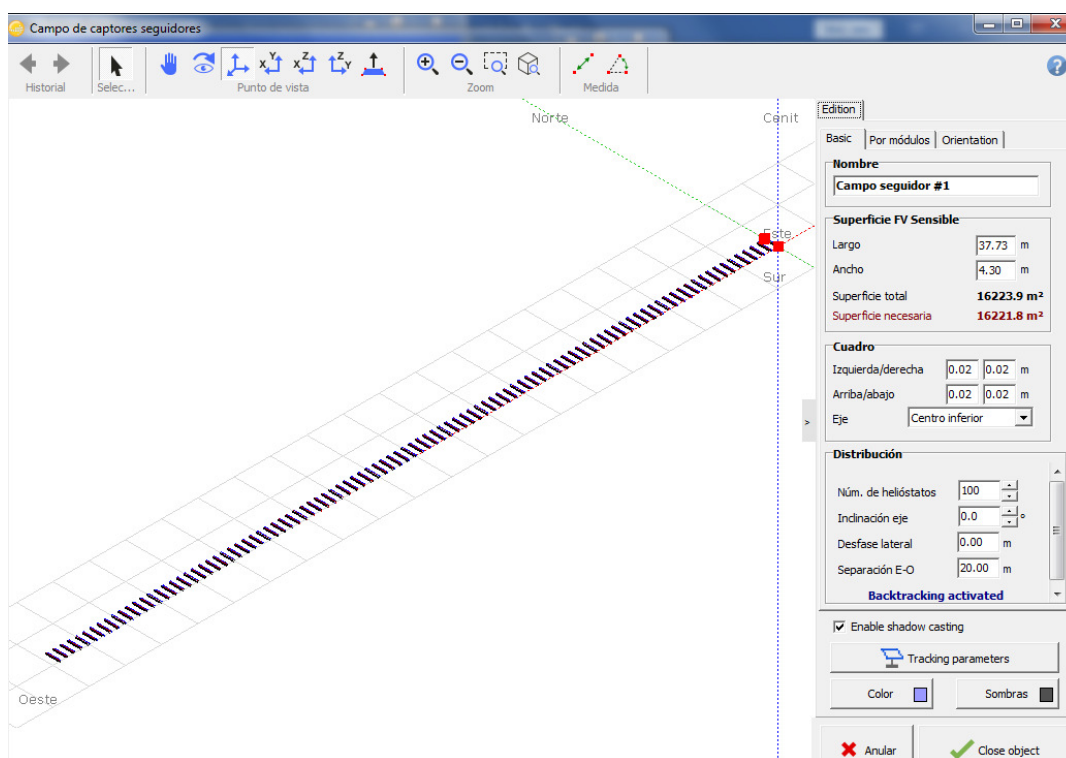


Ilustración 25. Pestaña de opciones disponibles dentro de Construcción/Perspectiva en PVSyst.
(Fuente: PVSyst)

Proyecto Brazatortas1.PRJ, Nueva situación de sombreado

Cerrar Imprimir Exportar Ayuda

Status
Displaying generated tables Recompute

Orientación del plano
Seguidor, eje inclinado u horiz. N-S Backtracking mode

Tabla del factor de sombreado (lineal), para el componente directo, Orient. #1

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
Altura																			
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Factor de sombreado para difuso: 0.000 y para albedo: 0.000

Ilustración 26. Tabla del factor de sombreado cercano con “backtracking” activado en PVSyst.
(Fuente: PVSyst)

Posteriormente, la última opción del menú principal que se ha de rellenar es la llamada “Pérdidas detalladas” referente a los parámetros que controlan todas las pérdidas de la instalación, los cuales habrá que modificar para una mayor adecuación de la simulación a la realidad.

La primera pestaña disponible es “Parámetros térmicos” (Ilustración 27), referente a las pérdidas térmicas que se producen en el sistema. En este caso, se detalla un factor de pérdida constante U_c de $29 \text{ W/m}^2\text{k}$, por ser un valor estándar en este tipo de instalaciones.

Parámetros de pérdidas del campo FV

Auxiliares | Envejecimiento | Indisponibilidad | Corrección espectral

Parámetros térmicos | Pérdida óhmica | Calidad módulos - LID - Desajuste | Pérdidas por suciedad | Pérdidas IAM

¡Usted puede definir el factor de pérdidas térmicas del generador o el coeficiente estándar TNCO: el programa le dará la equivalencia!

Factor de pérdidas térmicas del campo

Factor de pérdidas térmicas $U = U_c + U_v + U_{\text{viento}}$

Factor de pérdida constante U_c $\text{W/m}^2\text{k}$?

Factor de pérdida del viento U_v $\text{W/m}^2\text{k} / \text{m/s}$

Valores por defecto según el montaje

☒ Captadores “libres” con circulación de aire alrededor

☐ Semi-integrado con conducto de aire

☐ Integrado con aislamiento trasero

Factor TNCO equivalente

TNCO (Temperatura Nominal de Célula operativa) está especificada a menudo por los fabricantes para el módulo mismo. Es una definición alternativa para el factor U , que no tiene mucho sentido cuando es aplicada al conjunto en funcionamiento.

No utilice el enfoque TNCO. Trae mucha confusión aplicada en los conjuntos!

Ver el TNCO de todos modos ?

Gráfico pérdidas Anular OK

Ilustración 27. Pestaña de parámetros térmicos dentro de las pérdidas detalladas del sistema en PVSyst.
(Fuente: PVSyst)

En la pestaña siguiente se detallan las pérdidas óhmicas, que serán del 1% en el circuito de CC y del 0,5% en CA. Además, se ha de activar la opción de “transformador externo presente” cuyos valores de pérdidas en el hierro y resistivas, son de forma genérica de 0,12% y 1,70%, respectivamente.

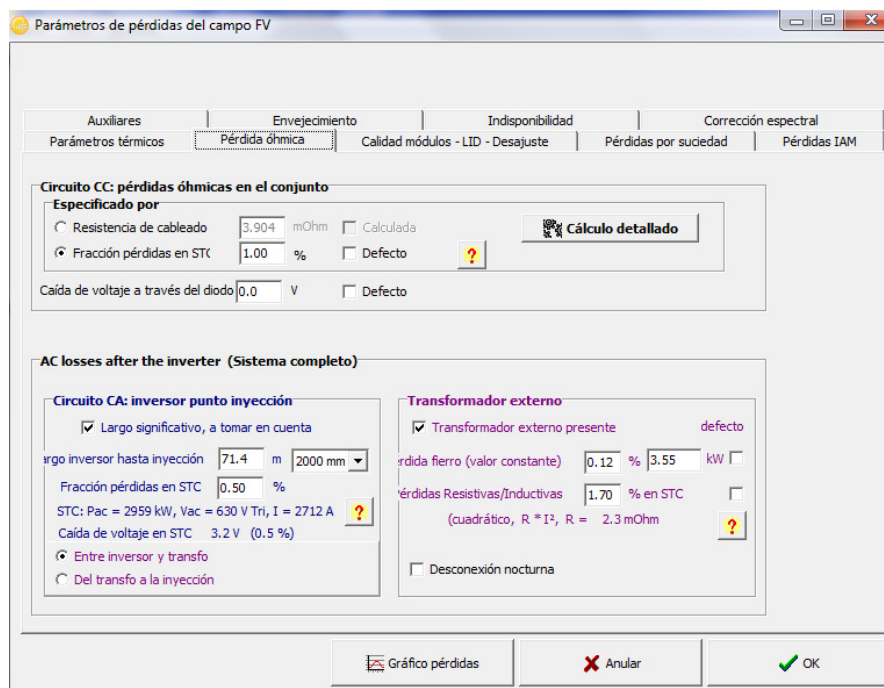


Ilustración 28. Pestaña de pérdidas óhmicas dentro de las pérdidas detalladas del sistema en PVSyst.
(Fuente: PVSyst)

Las pérdidas por “mismatch”, y de desajuste en general, se encuentran en la pestaña llamada “Calidad de módulos - LID - Desajuste”, donde la incertidumbre de la eficiencia del módulo se ha estimado en -0,5% según el fabricante y las pérdidas por “LID” y “mismatch” en 1% ambas.

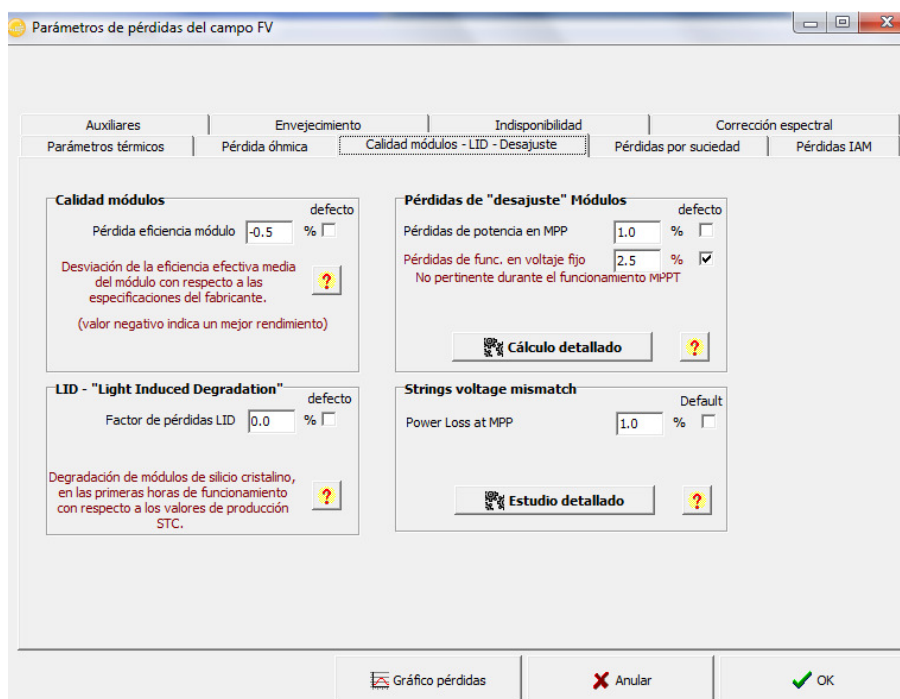


Ilustración 29. Pestaña de calidad de módulos en pérdidas detalladas del sistema. (Fuente: PVSyst)

Las pérdidas por suciedad se han estimado en un 2% para este proyecto, dadas las características geográficas y climáticas del emplazamiento donde se localiza la planta solar (Ilustración 30).

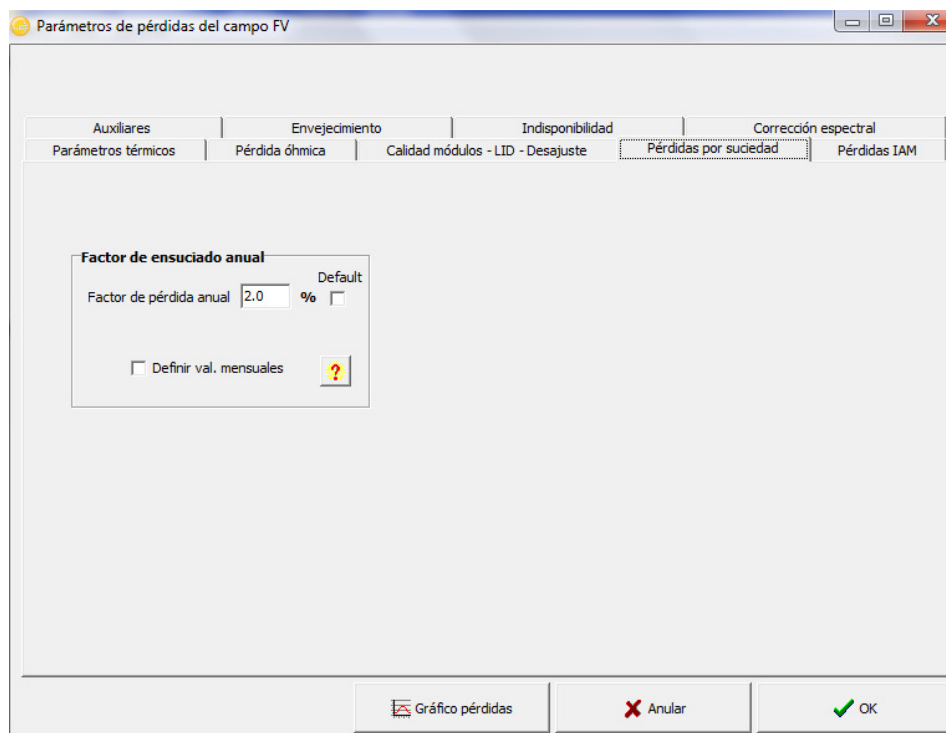


Ilustración 30. Pestaña de pérdidas por suciedad en pérdidas detalladas del sistema. (Fuente: PVSyst)

La pestaña denominada “pérdidas IAM” no necesita modificarse, ya que los parámetros que le son de influencia ya han sido especificados con anterioridad (Ilustración 31).

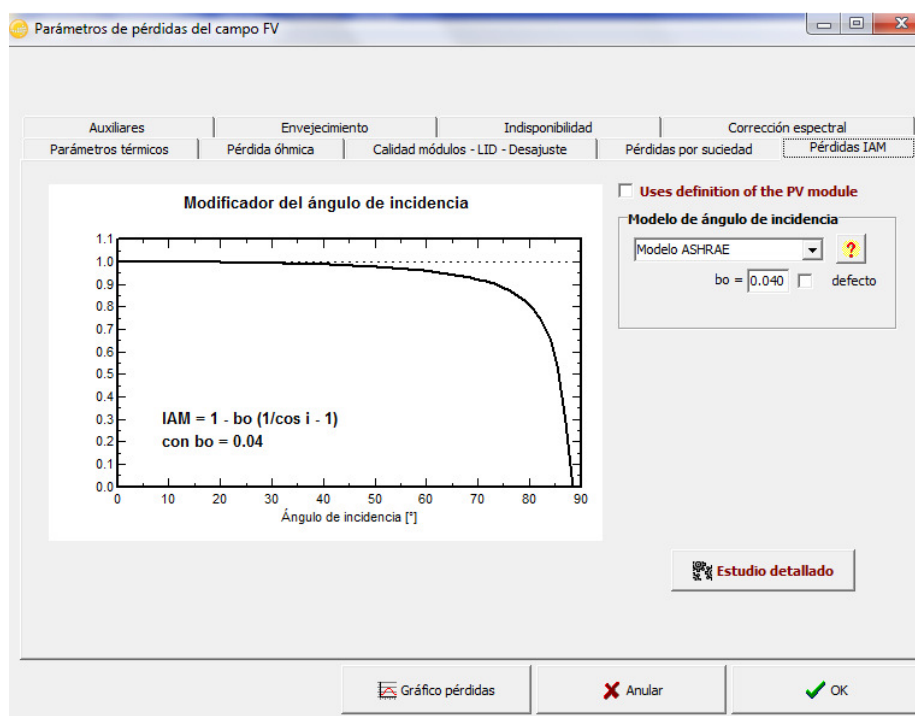
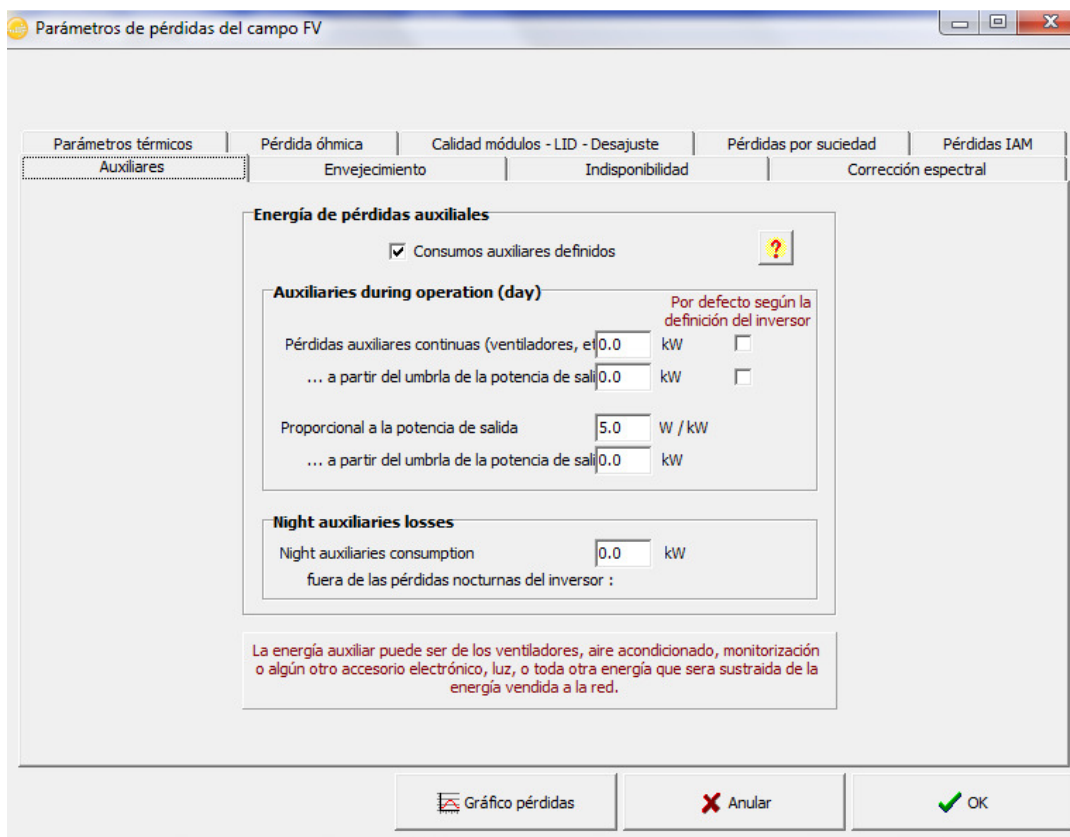


Ilustración 31. Pestaña de pérdidas IAM dentro de las pérdidas detalladas del sistema. (Fuente: PVSyst)

En la siguiente pestaña disponible se hace referencia a las pérdidas auxiliares del sistema, donde se han de activar los consumos auxiliares y fijar en 5 W/kW la proporcionalidad a la potencia de salida (Ilustración 32).



Parámetros de pérdidas del campo FV

Parámetros térmicos | Pérdida óhmica | Calidad módulos - LID - Desajuste | Pérdidas por suciedad | Pérdidas IAM

Auxiliares | Envejecimiento | Indisponibilidad | Corrección espectral

Energía de pérdidas auxiliares

☒ Consumos auxiliares definidos

Auxiliaries during operation (day)

Pérdidas auxiliares continuas (ventiladores, etc.) 0.0 kW ☐ Por defecto según la definición del inversor

... a partir del umbral de la potencia de salida 0.0 kW ☐

Proporcional a la potencia de salida 5.0 W / kW

... a partir del umbral de la potencia de salida 0.0 kW

Night auxiliaries losses

Night auxiliaries consumption 0.0 kW

fuera de las pérdidas nocturnas del inversor :

La energía auxiliar puede ser de los ventiladores, aire acondicionado, monitorización o algún otro accesorio electrónico, luz, o toda otra energía que será sustraída de la energía vendida a la red.

Gráfico pérdidas Anular OK

Ilustración 32. Pestaña de pérdidas auxiliares dentro de las pérdidas detalladas del sistema.
(Fuente: PVSyst)

Las pérdidas por envejecimiento de los módulos quedan detalladas por el fabricante en la hoja de características técnicas del panel solar, que en este caso se trata de LONGI Solar, y de un factor de envejecimiento de 0,45% por año. Este dato debe de introducirse en los parámetros del modelo (Ilustración 33), y tras introducir el año funcionamiento para el que se está haciendo la iteración de esta simulación en concreto, PVSyst calcula automáticamente el factor global de envejecimiento, ya que el dato proporcionado por el fabricante es acumulativo a lo largo de los 25 años de funcionamiento previsto de la instalación solar.

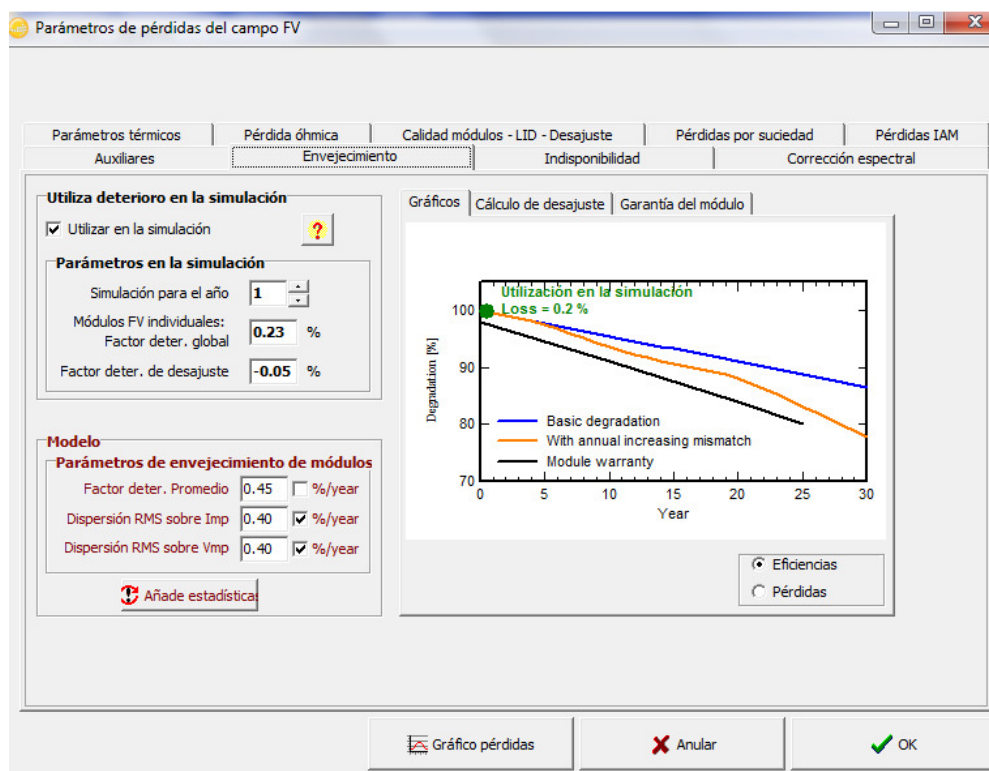


Ilustración 33. Pestaña de pérdidas por envejecimiento dentro de las pérdidas detalladas del sistema en PVSyst. (Fuente: PVSyst)

En la penúltima pestaña se encuentran detalladas las pérdidas por indisponibilidad de la instalación, lo cual engloba los días que se estiman de media que la instalación no producirá energía, por ejemplo, por trabajos de mantenimiento. Estas pérdidas se han estimado para este proyecto en un 2%, lo que supone un total de 7,3 días al año (Ilustración 34).

The screenshot shows the 'Parámetros de pérdidas del campo FV' window with the 'Indisponibilidad' tab selected. The 'Indisponibilidad del sistema' section shows 'Porcentaje de tiempo de indisponibilidad' set to 2.0%, 'Duración de indisponibilidad' set to 7.30 días/año, and 'Número de periodos' set to 0. The 'Periodos de indisponibilidad' section shows 'Fecha/Hora del comienzo' and 'duración' with a red text '175 hours missing'. There is a 'Distribución aleatoria' button and a help icon. The bottom of the window has buttons for 'Gráfico pérdidas', 'Anular', and 'OK'.

Ilustración 34. Pestaña de indisponibilidad en pérdidas detalladas del sistema. (Fuente: PVSyst)

En la última pestaña, referente a las pérdidas por corrección espectral, no hace falta modificar ningún parámetro (Ilustración 35).

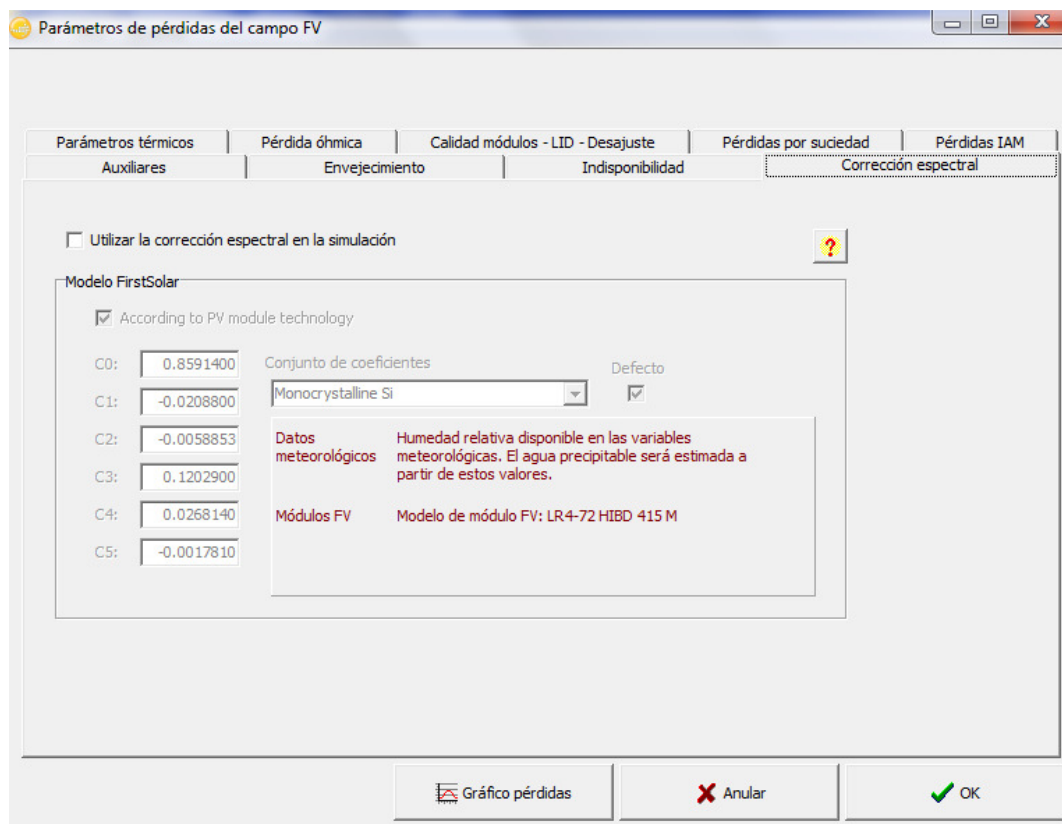


Ilustración 35. Pestaña de pérdidas por corrección espectral dentro de las pérdidas detalladas del sistema en PVsyst. (Fuente: PVsyst)

Una vez detalladas todas las pérdidas de la planta, específicas para este proyecto, ya se está en disposición de comenzar la simulación del sistema, pulsando en el menú de inicio en “Iniciar simulación”. PVsyst entonces generará un informe que recoge toda la información de la simulación, el cual se adjunta en el Anexo VIII de esta memoria, y recoge los datos más relevantes del mismo en la pestaña de resultados (Ilustración 36).

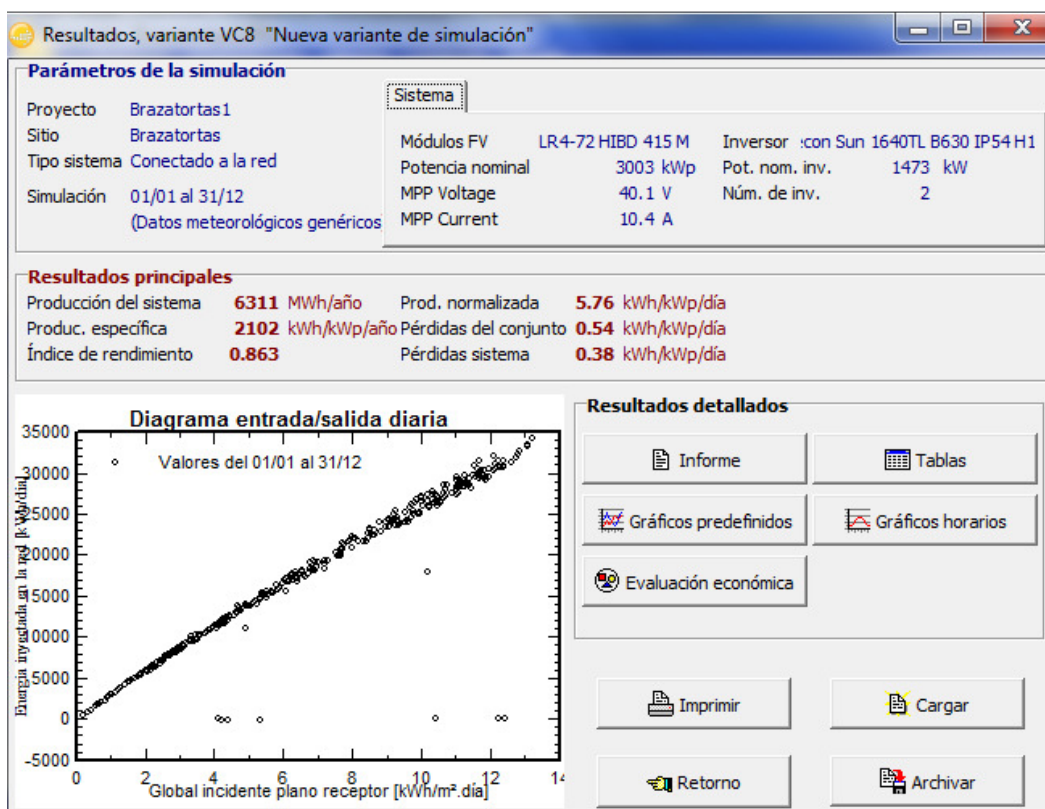


Ilustración 36. Pestaña de resultados de la simulación del sistema en PVSyst. (Fuente: PVSyst)

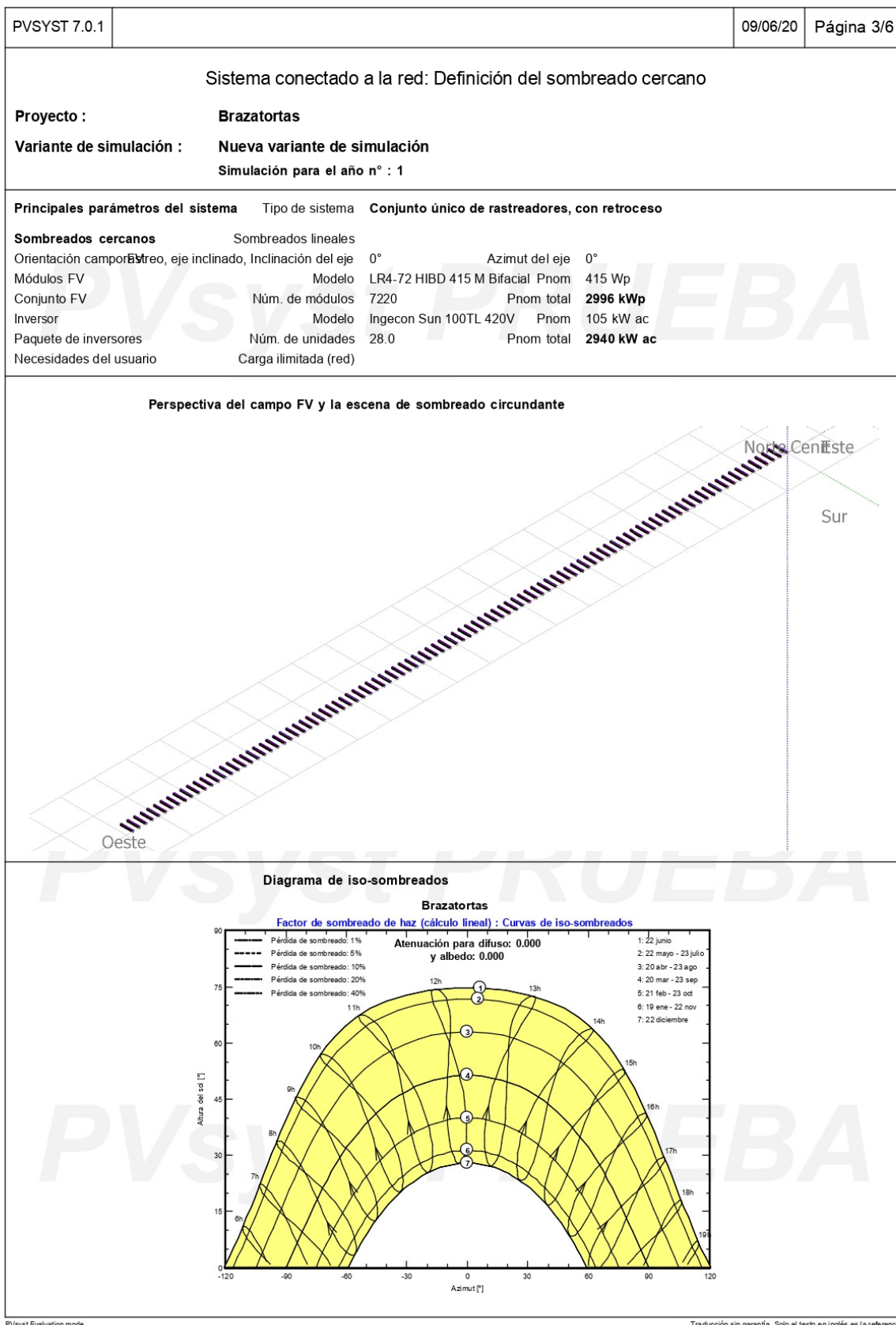
ANEXO XII. Informe final de la simulación con PVSyst

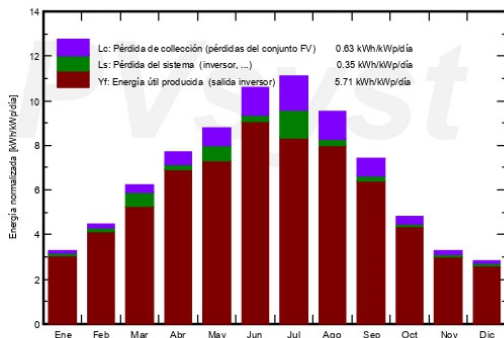
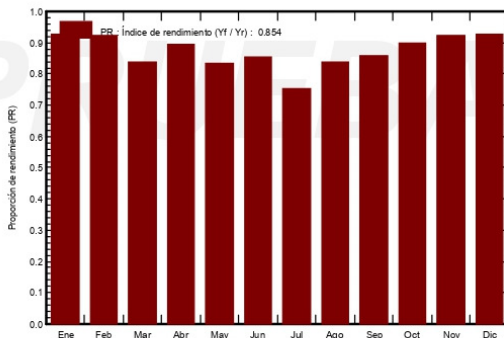
El presente informe recoge los parámetros del modelo del sistema fotovoltaico y los resultados de generación eléctrica obtenidos tras el primer año de funcionamiento.

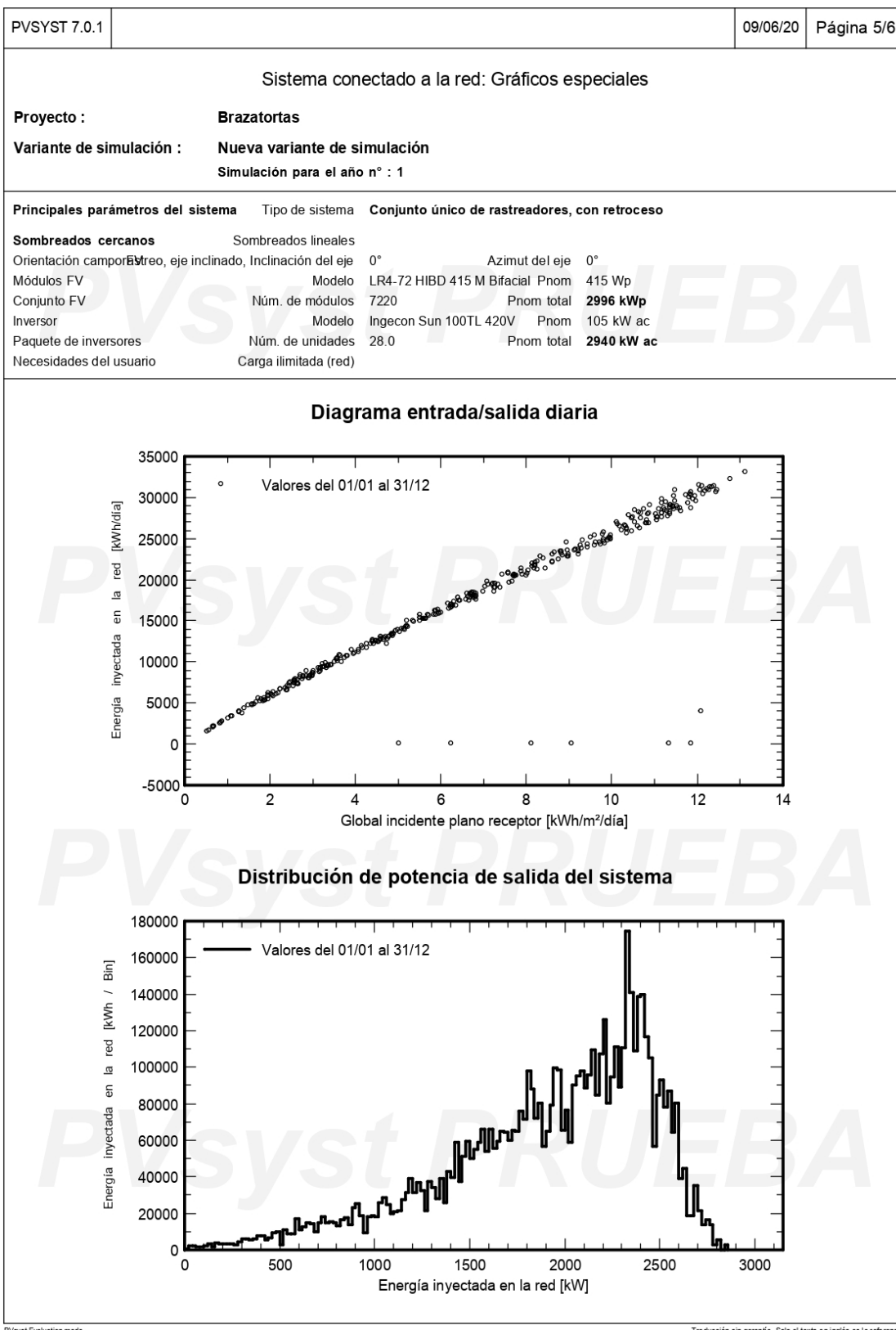
PVSYST 7.0.1			09/06/20	Página 1/6
Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación				
Proyecto : Brazatortas				
Sitio geográfico		Brazatortas	Pais	España
Situación		Latitud	38.62° N	Longitud -4.31° W
Tiempo definido como		Hora Legal	Zona horaria UT	Altitud 602 m
		Albedo	0.20	
Datos meteo:		Brazatortas	Meteonorm - Sintético	
Variante de simulación : Nueva variante de simulación				
		Fecha de simulación	09/06/20 16h26	
		Simulación para el/la	1.º año de operación	
Parámetros de simulación				
Tipo de sistema		Conjunto único de rastreadores, con retroceso		
Plano de rastreo, eje inclinado		Inclinación del eje	0°	Azimut del eje 0°
Limitaciones de rotación		Phi mínimo	-60°	Phi máximo 60°
		Algoritmo de rastreo	Cálculo astronómico	
Estrategia de retroceso				
Núm. de rastreadores		100	Conjunto único	
Espaciado de rastreador		20.0 m	Ancho de colector	4.30 m
Banda inactiva		Izquierda	0.02 m	Derecha 0.02 m
Ángulo límite del retroceso		Límites de proporción de cobertura del suelo (GCR)	21.5%	
Modelos usados				
Transposición		Perez	Difuso	Perez, Meteonorm separado
			Circunsolar	
Horizonte				
Horizonte libre				
Sombreados cercanos				
Sombreados lineales				
Sistema bifacial				
Modelo		, rastreadores ilimitados Cálculo 2D		
Espaciado de rastreador		20.00 m	Ancho de rastreador	4.34 m
Ángulo límite del retroceso		0.0°	GCR	21.7 %
Albedo de tierra		0.20	Altura del eje sobre el suelo	2.10 m
Factor de bifacialidad del módulo		75 %	Factor de sombreado trasero	5.0 %
Transparencia del módulo		0.0 %	Factor de desajuste trasero	10.0 %
Necesidades del usuario :				
Carga ilimitada (red)				
Características del conjunto FV				
Módulo FV		Si-mono	Modelo	LR4-72 HIBD 415 M Bifacial
Definición de parámetros personalizados		Fabricante	Longi Solar	
Número de módulos FV		En series	20 módulos	En paralelo 361 cadenas
Número total de módulos FV		núm. de módulos	7220	Unidad Nom. Potencia 415 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	2996 kWp	En cond. de funcionam. 2722 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	724 V	I mpp 3761 A
Área total		Área del módulo	16186 m²	Área celular 14327 m²
Inversor				
Modelo		Ingecon Sun 100TL 420V		
Base de datos PVSyst original		Fabricante	Ingeteam	
Características		Unidad Nom. Potencia	105 kWca	Voltaje de funcion. 599-850 V
Paquete de inversores		Potencia total	2940 kWca	Proporción Pnom 1.02
		Núm. de inversores	28 unidades	
Total				
Potencia total		2940 kWca	Proporción Pnom	1.02

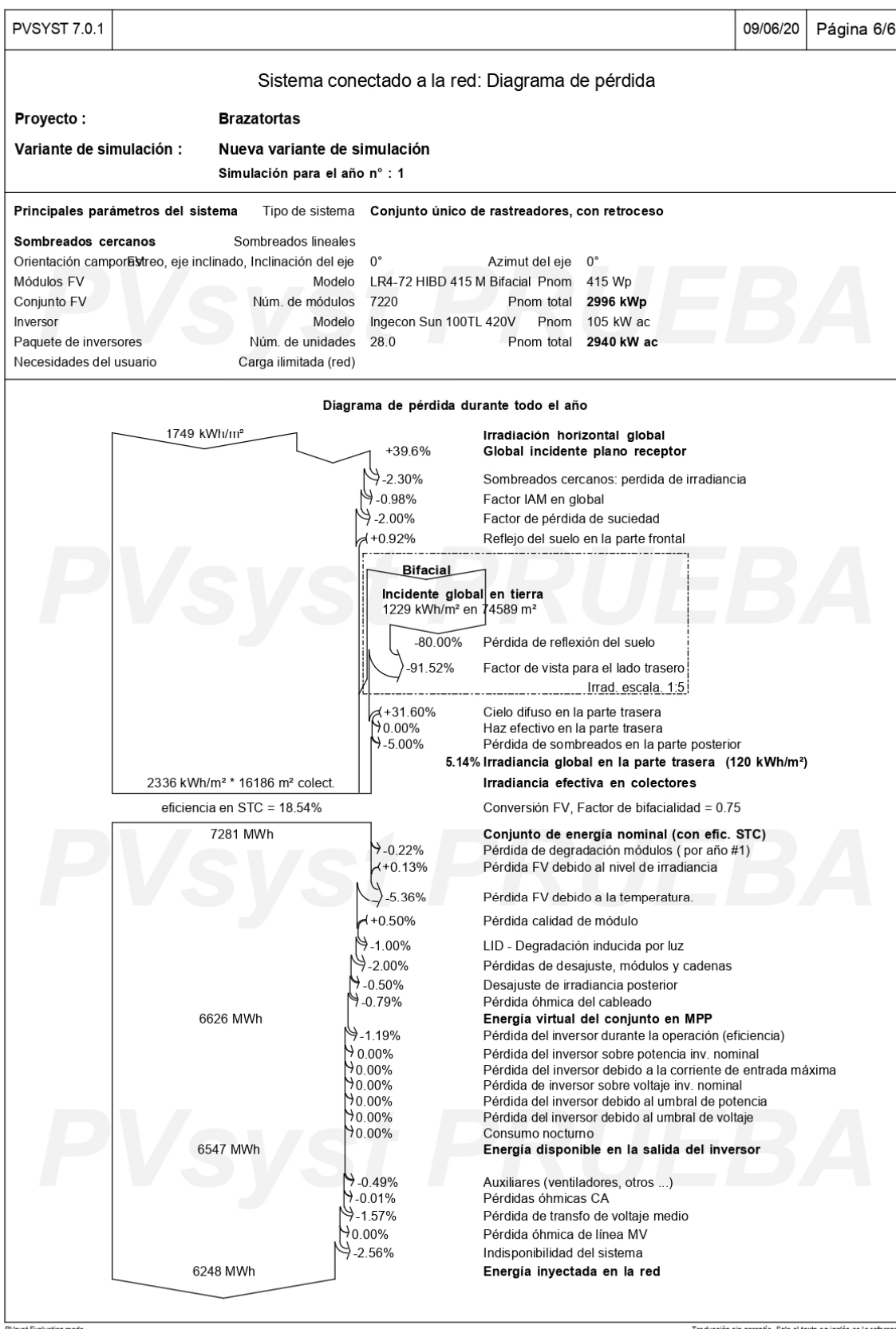
PVSYST 7.0.1			09/06/20		Página 2/6	
Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación						
Factores de pérdida del conjunto FV						
Pérdidas de suciedad del conjunto			Fracción de pérdida		2.0 %	
Factor de pérdida térmica		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida óhmica en el cableado		Res. conjunto global	2.1 mΩ	Fracción de pérdida 1.0 % en STC		
LID - Degradación Inducida por Luz				Fracción de pérdida 1.0 %		
Pérdida de calidad módulo				Fracción de pérdida -0.5 %		
Pérdidas de desajuste de módulo				Fracción de pérdida 1.0 % en MPP		
Pérdidas de desajuste de cadenas				Fracción de pérdida 1.00 %		
Módulo de degradación media		Año n°	1	Factor de pérdida 0.45 %/año		
Desajuste debido a la degradación		Dispersión Imp RMS	0.4 %/año	Dispersión Vmp RMS	0.4 %/año	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.04	
Factores de pérdida del sistema						
Inversor de pérdida de cable CA a transfo		Voltaje inversor	420 Vca tri			
		Cables: 3 x 3000 mm²	1 m	Fracción de pérdida	0.0 % en STC	
Transfo MV		Voltaje de Red	20 kV			
Transfo de MV						
Pérdidas operativas en SI		Pérdida de hierro (Conexión 24/24)	3.55 kW	Fracción de pérdida	0.1 % en STC	
		Pérdida de cobre (resistiva)	3 x 1.01 mΩ	Fracción de pérdida	1.7 % en STC	
Indisponibilidad del sistema		7.3 días, 3 periodos		Frac. de tiempo	2.0 %	
Pérdidas auxiliares		Proporcional a la potencia	5.0 W/kW.	del umbral de potencia	0.0 kW	

</



PVSYST 7.0.1			09/06/20		Página 4/6			
Sistema conectado a la red: Resultados principales								
Proyecto :		Brazatortas						
Variante de simulación :		Nueva variante de simulación						
		Simulación para el año n° : 1						
Principales parámetros del sistema		Tipo de sistema		Conjunto único de rastreadores, con retroceso				
Sombreados cercanos		Sombreados lineales						
Orientación campo PV		Estre, eje inclinado, Inclinación del eje		0° Azimut del eje 0°				
Módulos FV		Modelo		LR4-72 HIBD 415 M Bifacial Pnom 415 Wp				
Conjunto FV		Núm. de módulos		7220 Pnom total 2996 kWp				
Inversor		Modelo		Ingecon Sun 100TL 420V Pnom 105 kW ac				
Paquete de inversores		Núm. de unidades		28.0 Pnom total 2940 kW ac				
Necesidades del usuario		Carga ilimitada (red)						
Resultados principales de simulación								
Producción del sistema		Energía producida		6248 MWh/año				
		Prod. específica		2085 kWh/kWp/año				
Proporción de rendimiento (PR)		85.41 %						
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2996 kWp								
								
Nueva variante de simulación								
Balances y resultados principales								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	proporción
Enero	69.5	27.00	6.40	102.5	96.5	294.9	284.8	0.928
Febrero	88.9	33.00	8.10	125.6	119.2	359.2	347.5	0.923
Marzo	136.1	50.00	10.40	193.9	185.1	546.2	487.9	0.840
Abril	171.3	64.00	13.00	231.9	222.8	643.4	621.8	0.895
Mayo	201.2	76.00	17.40	271.7	261.0	740.3	680.4	0.836
Junio	228.8	65.00	22.20	318.3	305.7	841.9	814.8	0.854
Julio	244.2	53.00	26.40	343.8	331.2	887.8	774.1	0.752
Agosto	211.0	59.00	26.10	295.2	283.5	767.8	743.2	0.840
Septiembre	154.5	46.00	22.10	223.2	213.4	594.3	575.5	0.861
Octubre	109.3	48.00	16.00	149.9	142.9	417.2	403.6	0.899
Noviembre	72.1	35.00	9.80	97.7	92.3	280.1	270.2	0.924
Diciembre	62.0	27.00	6.70	87.6	82.1	252.8	243.7	0.928
Año	1748.9	583.00	15.43	2441.2	2335.7	6625.9	6247.5	0.854
Legendas: GlobHor Irradiación horizontal global GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados								
DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva a la salida del conjunto								
T_Amb T amb. E_Grid Energía inyectada en la red								
GlobInc Global incidente plano receptor PR Proporción de rendimiento								





ANEXO XIII. Normativa aplicada en el proyecto

La normativa que se ha consultado y aplicado en este proyecto se lista a continuación:

- [I] ITC-BT 07 “Redes subterráneas para distribución en baja tensión”
- [II] ITC-BT 21 “Tubos y canales protectoras”
- [III] ITC-BT 18 “Instalaciones de puesta a tierra”
- [IV] ITC-BT 14 “Instalaciones de enlace. Línea general de alimentación”
- [V] ITC-LAT 06 “Líneas subterráneas con cables aislados”
- [VI] UNE 806-90/1/2/3 (Asociación Española de Normalización)
- [VII] UNE 20.435-5-2 (Asociación Española de Normalización)
- [VIII] UNE 60.364-5-52 (Asociación Española de Normalización)
- [IX] UNE 60.364-4-43 (Asociación Española de Normalización)
- [X] Real Decreto 1663/2000, del 29 de septiembre
- [XI] Real Decreto 223/2008, del 15 de febrero
- [XII] Real Decreto 413/2014, del 6 de junio
- [XIII] Real Decreto 1955/2000, del 1 de diciembre
- [XIV] Real Decreto 1699/2011, del 18 de noviembre
- [XV] CEI 555/1/2/3 (Comité Electrotécnico Internacional)
- [XVI] IEEE Std 80-2000 “Guide for safety in AC substation grounding”

ANEXO XIV. Objetivos de desarrollo sostenible

La creciente necesidad energética, así como la mayor preocupación por el medio ambiente y la naturaleza, obligan a investigar nuevas fuentes de energía limpias y renovables que contribuyan a una oferta de energía sólida y eficaz con garantías de abastecimiento. Siguiendo esta línea, la energía obtenida por la producción fotovoltaica resulta ser una buena alternativa a las fuentes de generación convencionales.

El proyecto del parque solar fotovoltaico que se detalla en esta memoria, en consecuencia, surge en primer lugar como respuesta a una necesidad genérica de la sociedad, que es atendida por la administración pública, la cual favorece el desarrollo y puesta en servicio de este tipo de instalaciones por medio de subvenciones. De igual forma, esta forma de generación de energía supone una oportunidad de negocio para sus hipotéticos promotores, puesto que este proyecto prevé una rentabilidad económica que cubra todos los gastos de inversión necesarios y genere así beneficios socioeconómicos en el entorno en que se desarrolla.

Así mismo, la energía eléctrica proveniente de la generación fotovoltaica no solo representa una forma limpia de producir electricidad, sino que, se ha convertido en la energía más barata del mercado europeo, lo que, en un futuro, cuando este tipo de energía esté muy extendida en el territorio español, repercutirá significativamente en los precios de la luz que han de pagar los ciudadanos.

Por tanto, la energía fotovoltaica, y en definitiva este proyecto, guardan una enorme relación con el objetivo de desarrollo sostenible de clase social de conseguir una energía limpia y accesible a toda la población.

A pesar de que la enorme mayoría de la población española tiene acceso a la electricidad, para una parte significativa de ella, supone un importante desembolso de dinero mensualmente, ya que se ha de recordar que el precio de la luz en España es de los más altos de Europa, en concreto, el quinto país con el precio más alto, por detrás de Irlanda, Bélgica, Alemania y Dinamarca.

La consecuencia de una generación de energía más barata, es una previsible bajada de precios de venta de dicha electricidad, sin embargo, es relevante destacar que el elevado precio de la electricidad en España es en gran parte debido a los impuestos a los que se somete a las empresas de distribución. No obstante, por esta parte también se obtiene una ventaja competitiva, ya que la energía fotovoltaica está fuertemente subvencionada por el Estado.

Como referencia, el precio medio de la electricidad en los 28 países de la unión europea en el segundo trimestre de 2018 fue de 0,2113 euros por kWh, mientras que en España el precio ascendió a 0,2477 euros por kWh, lo que supone un 17,2% más cara que la media de Europa.

Por otro lado, el coste de producción de energía fotovoltaica es cada vez más barato, más concretamente, un 77% más barato que en 2010, y aun así con una previsión de que disminuya un 34% más de cara a 2030. Se estima, además, que en 2020 el precio iba a ser incluso menor al coste marginal de las centrales de carbón existentes, según el último informe de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA).

Este mismo informe afirma que en las plantas fotovoltaicas de gran potencia ya se produce a mitad de precio que en las centrales tradicionales, puesto que la media de coste de producción de las mismas en 2018 ascendió a 54 euros por MWh, y en cambio, la generación fotovoltaica produjo en torno a un coste de 25 euros por MWh.

En tanto a la afirmación de que sea una fuente de energía limpia, se ha de aceptar que toda actividad humana tiene un impacto ambiental mayor o menor en el entorno donde se realiza. En el caso concreto de la generación fotovoltaica se puede afirmar que los materiales mayormente utilizados para este fin

no son especialmente perjudiciales, puesto que la mayoría de ellos, como el silicio, vidrio, aluminio, cobre y plásticos, son reciclables, y los que no, como es el caso del polímero empleado para la unión de las células, se quema para aprovechar su energía.

En conclusión, se puede afirmar que la implementación de este tipo de tecnología para la generación de energía tiene una relación directa con el objetivo de desarrollo sostenible de obtener una energía limpia y accesible económicamente, y que el aumento de inversión en plantas fotovoltaicas, especialmente en España por ser un país con una geografía privilegiada con respecto a la radiación recibida, generará beneficios socioeconómicos tanto a la sociedad, como a la empresa promotora, como se demuestra en el apartado de viabilidad económica de este proyecto.

ANEXO XV. Tabla de acrónimos

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
BT	Baja Tensión
MT	Media Tensión
CC	Corriente Continua
CA	Corriente Alterna
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
UNE	Una Norma Española
RD	Reglamento Decreto
ITC-BT	Instrucciones Técnicas Complementarias de Baja Tensión
ITC-LAT	Instrucciones Técnicas Complementarias de Media Tensión
CEM	Condiciones Estándar de Medida
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IDAE	Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía

BIBLIOGRAFÍA

- [ALON19] Alonso, C. “Docencia Prof. Consuelo Alonso para proyectos fotovoltaicos ICAI”
- [TERR19] Terrón, M. J. “Instalación solar fotovoltaica de 44MW en Arica”
- [DIAZ18] Díaz Pampín, J. “Subestaciones: Diseño de la red de tierras, reglamentación española”
- [ALON11] Alonso, C. “Energía Eólica”
- [ALON12] Alonso, C. “Proyecto ejecutivo P.E. Espárrago”
- [LINA19] Linares, J. I. “Análisis de viabilidad económica de proyectos”
- [1] Ambientum “El Sol, fuente básica de energía” (En línea) Link:
https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/energia/el_sol_fuente_basica_de_energia.asp
- [2] RTVE “Las grandes eléctricas pactan el cierre escalonado de las centrales nucleares españolas entre 2025 y 2035” (En línea) Link:
<http://www.rtve.es/noticias/20190306/grandes-electricas-pactan-cierre-escalonado-centrales-nucleares-espanolas-entre-2025-2035/1896202.shtml>
- [3] Enérgya VM “¿Por qué se cierran las centrales nucleares? (En línea) Link:
<https://www.energyavm.es/por-que-se-cierran-las-centrales-nucleares/>
- [4] Sputnik Mundo “Corea del Sur decide rechazar la energía nuclear” (En línea) Link:
<https://mundo.sputniknews.com/asia/201706261070265545-asia-seul-economia-electricidad/>
- [5] Libre mercado “De Almaraz a Trillo: el cierre de nucleares en España tiene fecha” (En línea) Link:
<https://www.libremercado.com/2019-03-22/de-almaraz-a-trillo-el-cierre-de-las-nucleares-en-espana-ya-tiene-fecha-1276635246/>
- [6] Cinco Días “España, la clave del sector solar europeo” (En línea) Link:
https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/05/28/companias/1559060114_469946.html
- [7] Renewable Energy Magazine “Invertir en energía solar será más atractivo que nunca en 2019” (En línea) Link:
<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/invertir-en-energia-solar-sera-mas-atractivo-20190104>
- [8] Paneles Solares Barcelona “Mapa de la radiación solar en Europa” (En línea) Link:
<https://www.panelessolaresbarcelona.com/mapa-de-la-radiacion-solar-en-europa>
- [9] El periódico de la Energía “España, uno de los países con mayor radiación solar, instala el 0,07% de la fotovoltaica del mundo” (En línea) Link:
<https://elperiodicodelaenergia.com/espana-uno-de-los-paises-con-mayor-radiacion-solar-instala-el-007-de-la-fotovoltaica-del-mundo/>
- [10] Cinco Días “El gobierno cierra el calendario con las fechas de clausura de cada central

- nuclear” (En línea) Link:
https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/02/08/companias/1549647160_807281.html
- [11] 20 Minutos “Los coches eléctricos coparán el 100% del transporte en 2050” (En línea) Link:
<https://www.20minutos.es/noticia/3765018/0/coches-electricos-futuro-movilidad-sostenible-2050/>
- [12] Ammonit “Historia de la energía solar” (En línea) Link:
<https://www.ammonit.com/es/wind-solar-wissen/solarenergie/470-historia-de-la-energia-solar>
- [13] Hogar Sense “Historia de la energía solar” (En línea) Link:
<https://www.hogarsense.es/energia-solar/historia-energia-solar>
- [14] Energiza “Historia de la energía solar fotovoltaica” (En línea) Link:
https://www.energiza.org/index.php?option=com_content&view=article&id=624&catid=2&Itemid=111
- [15] Libre Mercado “El carbón español, un negocio ruinoso desde hace un siglo” (En línea) Link:
<https://www.libremercado.com/2012-07-04/el-carbon-espanol-un-negocio-ruinoso-desde-hace-un-siglo-1276463068/>
- [16] Research Gate “Elaboración de una normativa para el diseño y diagnóstico de sistemas fotovoltaicos residenciales autónomos para el Ecuador” (En línea) Link:
https://www.researchgate.net/figure/Figura-133-Grafica-de-corriente-vs-voltaje_fig16_45234985
- [17] Eliseo Sebastián “Ejemplos de calcular eficiencia de paneles fotovoltaicos” (En línea) Link:
<https://eliseosebastian.com/ejemplos-calculador-eficiencia-de-paneles-fotovoltaicos/>
- [18] Sun Fields Europe “Tipos de células fotovoltaicas y su estructura” (En línea) Link:
<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/celula-fotovoltaica-tipos-y-estructura/>
- [19] Sun Fields Europe “Célula solar fotovoltaica: Estructura y tipo de aplicación” (En línea) Link:
<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/celula-fotovoltaica-estructura-tipo-aplicacion/>
- [20] Energy News “La revolución de los módulos bifaciales en la energía fotovoltaica” (En línea) Link:
<https://www.energynews.es/ganancias-potenciales-modulos-bifaciales/>
- [21] Calor y Frío “Las placas solares bifaciales: ¿El futuro de la energía fotovoltaica?” (En línea) Link:
<https://www.caloryfrio.com/energias-renovables/energia-solar/placas-solares-bifaciales-futuro-energia-fotovoltaica.html>
- [22] Área tecnología “¿Qué son los paneles solares?” (En línea) Link:
<https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html>
- [23] Renewable Energy Magazine “Los efectos de la temperatura en la producción de las instalaciones fotovoltaicas” (En línea) Link:

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/los-efectos-de-la-temperatura-en-la-20150713>

- [24] Solar News “NCLAVE suministra sus seguidores de un eje para un proyecto solar de 125MW en Australia” (En línea) Link:
<https://www.solarnews.es/2017/05/16/nclave-suministra-sus-seguidores-de-un-eje-para-un-proyecto-solar-de-125-mw-en-australia/>
- [25] Soty solar “Seguidores solares: Todo lo que necesitas saber” (En línea) Link:
<https://sotysolar.es/placas-solares/seguidores-solares>
- [26] El periódico de la energía “El mapa interactivo con los más de 400.00 kilómetros de red eléctrica que hay en Europa y la región mediterránea” (En línea) Link:
<https://elperiodicodelaenergia.com/el-mapa-interactivo-con-los-mas-de-400-000-kilometros-de-red-electrica-que-hay-en-europa-y-la-region-mediterranea/>
- [27] ENTSO-E “ENTSO-E transmisión system map” (En línea) Link:
<https://www.entsoe.eu/data/map/#5.73/41.88/2.457>
- [28] Distribución Energía Eléctrica “Mapa eléctrico español” (En línea) Link:
<http://distribucionenergiaelectronica.blogspot.com/2013/01/mapa-electrico.html>
- [29] Mon Solar “Los mejores fabricantes de paneles solares de 2018” (En línea) Link:
<https://www.monsolar.com/blog/mejores-fabricantes-paneles-solares-2018/>
- [30] Cision PR Newswire “Jolywood Supply N type solar panel to the biggest bifacial Solar plant in middle East” (En línea) Link:
<https://www.prnewswire.com/news-releases/jolywood-supply-n-type-solar-panel-to-the-biggest-bifacial-solar-plant-in-middle-east-300985470.html>
- [31] Schneider Electric “Schneider Electric announces expanded power ratings for Conext SmartGen” (En línea) Link:
<https://solar.schneider-electric.com/schneider-electric-announces-expanded-power-ratings-conext-smartgen/>
- [32] Civic Solar “Determining module inter-row spacing” (En línea) Link:
<https://www.civicsolar.com/article/determining-module-inter-row-spacing>
- [33] PVSYS “Near shadings: Backtracking strategy”
https://www.pvsyst.com/help/near_shadings_backtracking.htm
- [34] Prysmian Club “Catálogo de cables y accesorios para baja tensión” (En línea) Link:
https://www.prysmianclub.es/sdm_downloads/catalogo-de-cables-y-accesorios-para-baja-tension/
- [35] Ormazabal “Transformadores de distribución” (En línea) Link:
<https://www.ormazabal.com/es/nuestras-l%C3%ADneas-de-negocio/transformadores-de-distribuci%C3%B3n>
- [36] 123RF “Conexión eléctrica con grandes barras de cobre de un transformador de alta tensión en una planta de energía para producir electricidad” (En línea) Link:
https://es.123rf.com/photo_23915353_conexi%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-con-grandes-barras-de-cobre-de-un-transformador-de-alta-tensi%C3%B3n-en-una-planta-de-energ%C3%ADa-pa.html

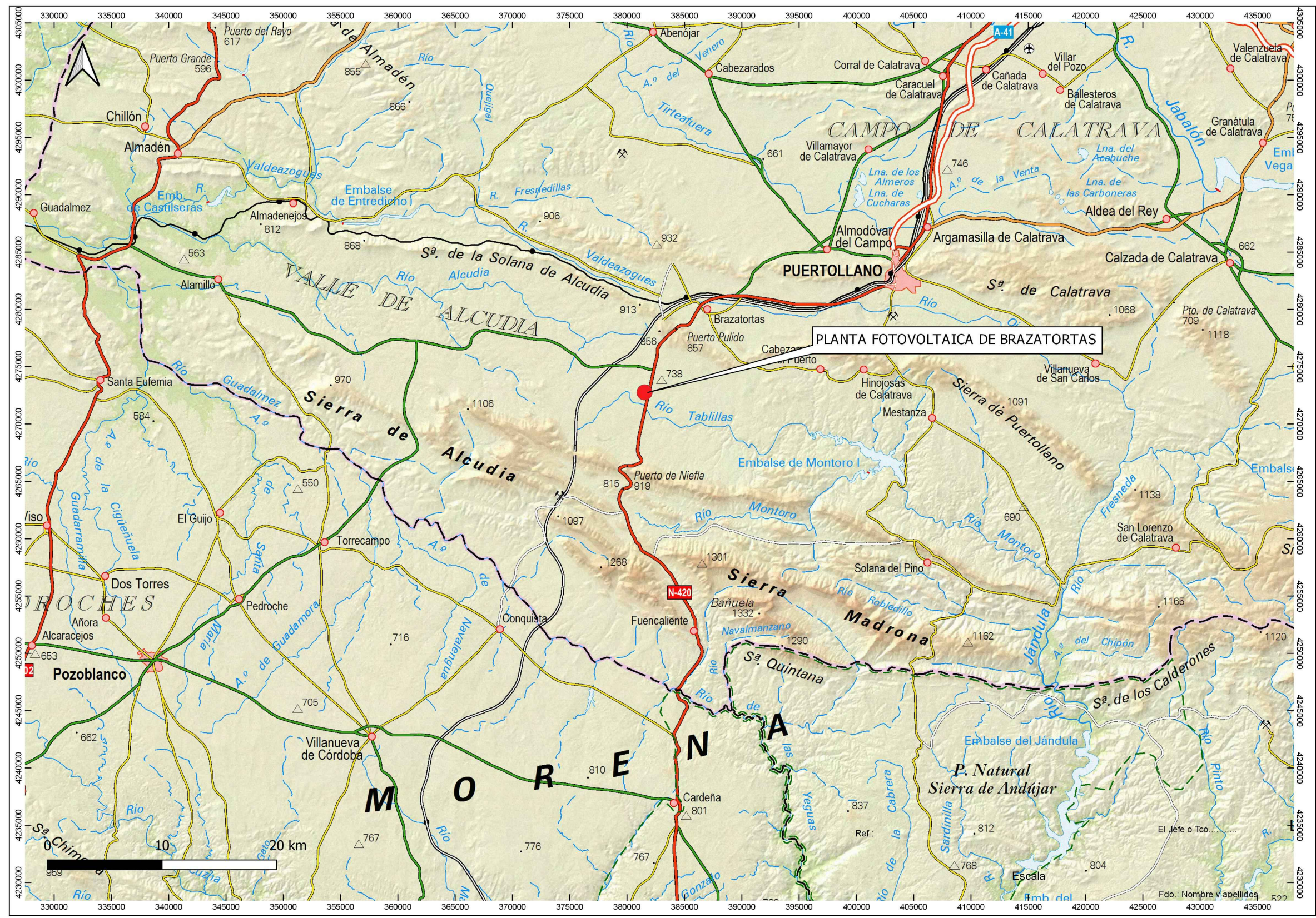
- [37] CYPE Ingenieros “Generador de precios” (En línea) Link:
http://www.generadordeprecios.info/espacios_urbanos/Instalaciones/Urbanas/Redes_de_alumbrado_publico/IUP050_Canalizacion_subterranea_de_proteccion_0_0_0_0_0_0_0_0_0_0_6.html
- [38] Bender “Comparación entre esquemas de conexión para el suministro eléctrico” (En línea) Link:
<https://www.bender.es/informacion-tecnica/tecnologia/sistema-it/comparacion-entre-esquemas-de-conexion-para-el-suministro-electrico>
- [39] Censolar “Legislación fotovoltaica en España 2019” (En línea) Link:
<https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-es-2019/>
- [40] ABB “GFDI- Ground Fault Detection Interruption” (En línea) Link:
[http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/de6592aa5dc20dc3c1257e7b00311c2d/\\$file/Technical+Journal-GFDI-July+2015.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/de6592aa5dc20dc3c1257e7b00311c2d/$file/Technical+Journal-GFDI-July+2015.pdf)
- [41] FLUKE “Resistencia de puesta a tierra” (En línea) Link:
https://dam-assets.fluke.com/s3fs-public/9902802_ENG_A_W.PDF
- [42] Ikastaroak “Montaje de las puestas a tierra” (En línea) Link:
https://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/IEI/IEI05/es_IEA_IEI05_Contenidos/website_index.html
- [43] ElDiario.es “La energía fotovoltaica cada vez es más barata” (En línea) Link:
https://www.eldiario.es/economia/energia-fotovoltaica-barata-produccion-reducido_0_972553726.html
- [44] El periódico de la energía “No, España no tiene la luz más cara de Europa” (En línea) Link:
<https://elperiodicodelaenergia.com/no-espana-no-tiene-la-luz-mas-cara-de-europa-los-espanoles-pagan-la-quinta-mas-alta-de-la-ue/>
- [45] Energías renovables “La bajada de precios del mercado eléctrico puede provocar presiones inasumibles en los costes de mantenimiento fotovoltaico” (En línea) Link:
<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-precio-de-la-electricidad-va-a-20180517>

DOCUMENTO II. PLANOS



TÍTULO PLANO DE EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE FOTOVOLTAICO DE 3M EN BRAZATORTAS, CIUDAD REAL	
AUTOR	JAVIER MARÍA GARCÍA ALLUÉ
SITUACIÓN	CARRETERA N-420, KM 132-BRAZATORTAS
ESCALA	PLANO EMPLAZAMIENTO
FECHA 02/05/2020	

 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI	PLANO N° 01
	FIRMA JGA



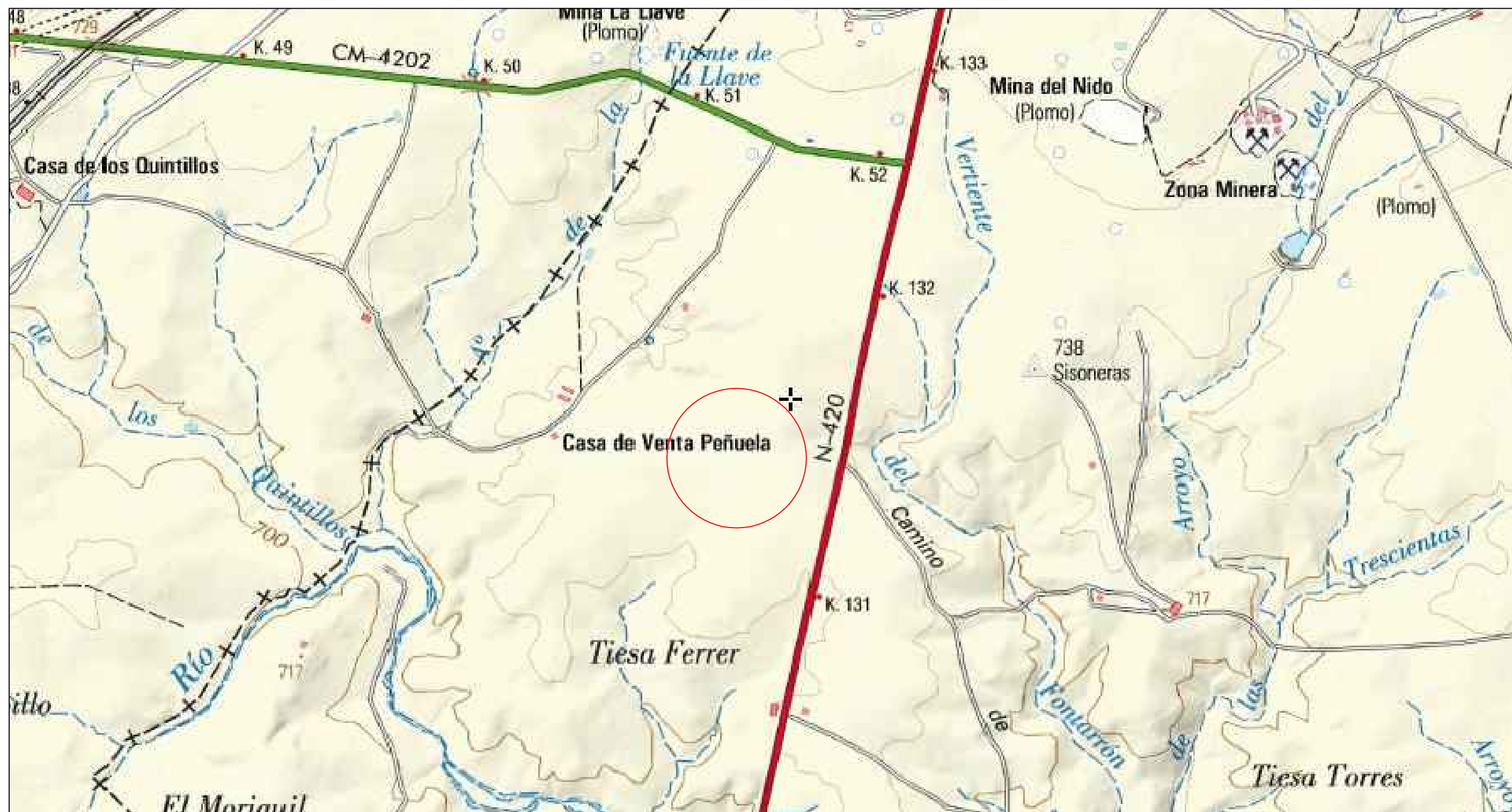
TÍTULO		PLANO DE GEOLOCALIZACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA	
AUTOR		JAVIER MARÍA GARCÍA ALLUÉ	
SITUACIÓN		CARRETERA N-420, KM 132-BRAZATORTAS	
ESCALA		PLANO	
FECHA		GEOLOCALIZACIÓN	
02/05/2020			

PLANO N°

02

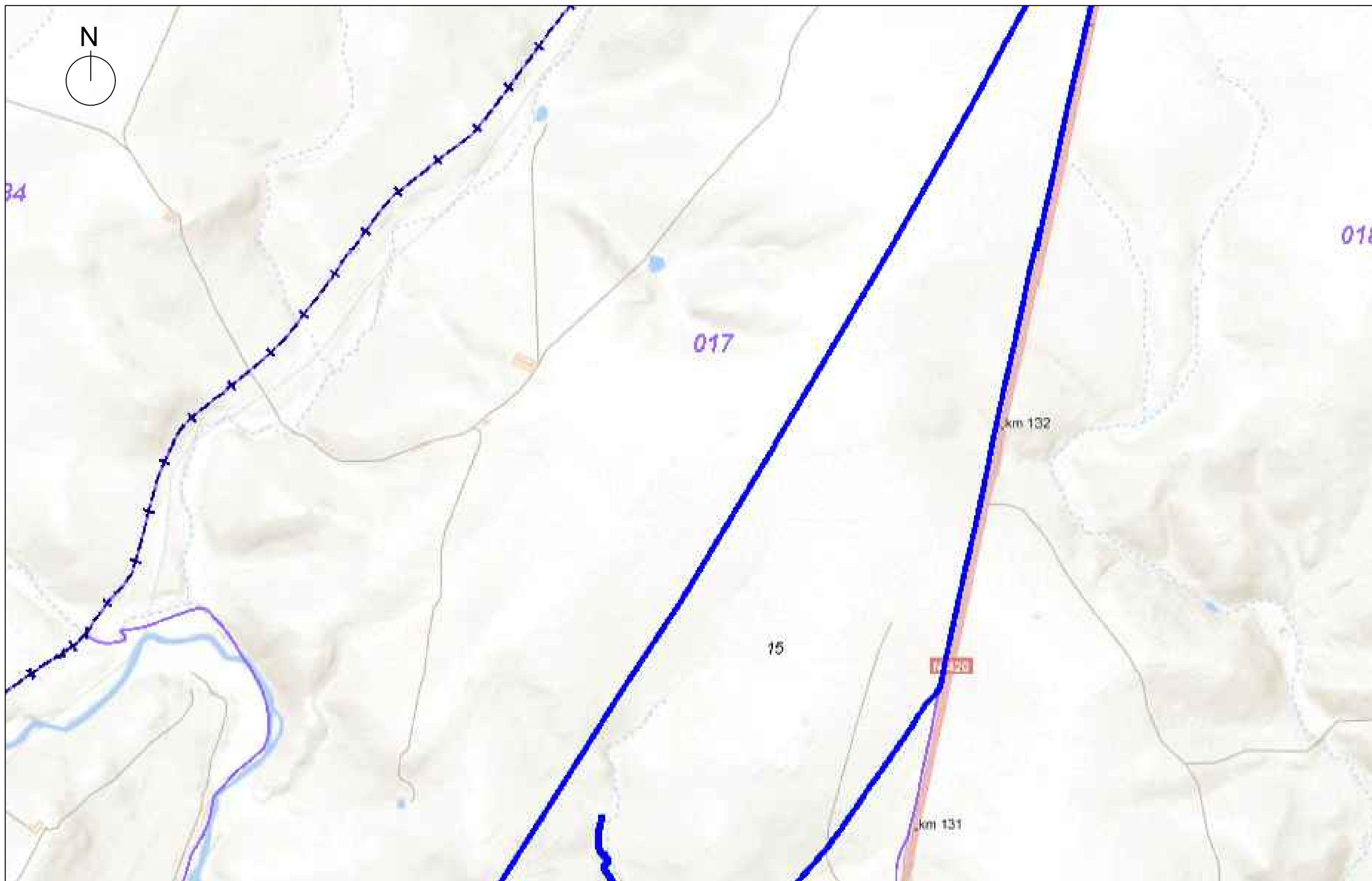
FIRMA

JGA



TÍTULO		PLANO DE CURVAS DE NIVEL DEL EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO
AUTOR	JAVIER MARÍA GARCÍA ALLUÉ	
SITUACIÓN	CARRETERA N-420, KM 132-BRAZATORTAS	
ESCALA	PLANO CURVAS DE NIVEL	
FECHA		
1: 50000		
02/05/2020		

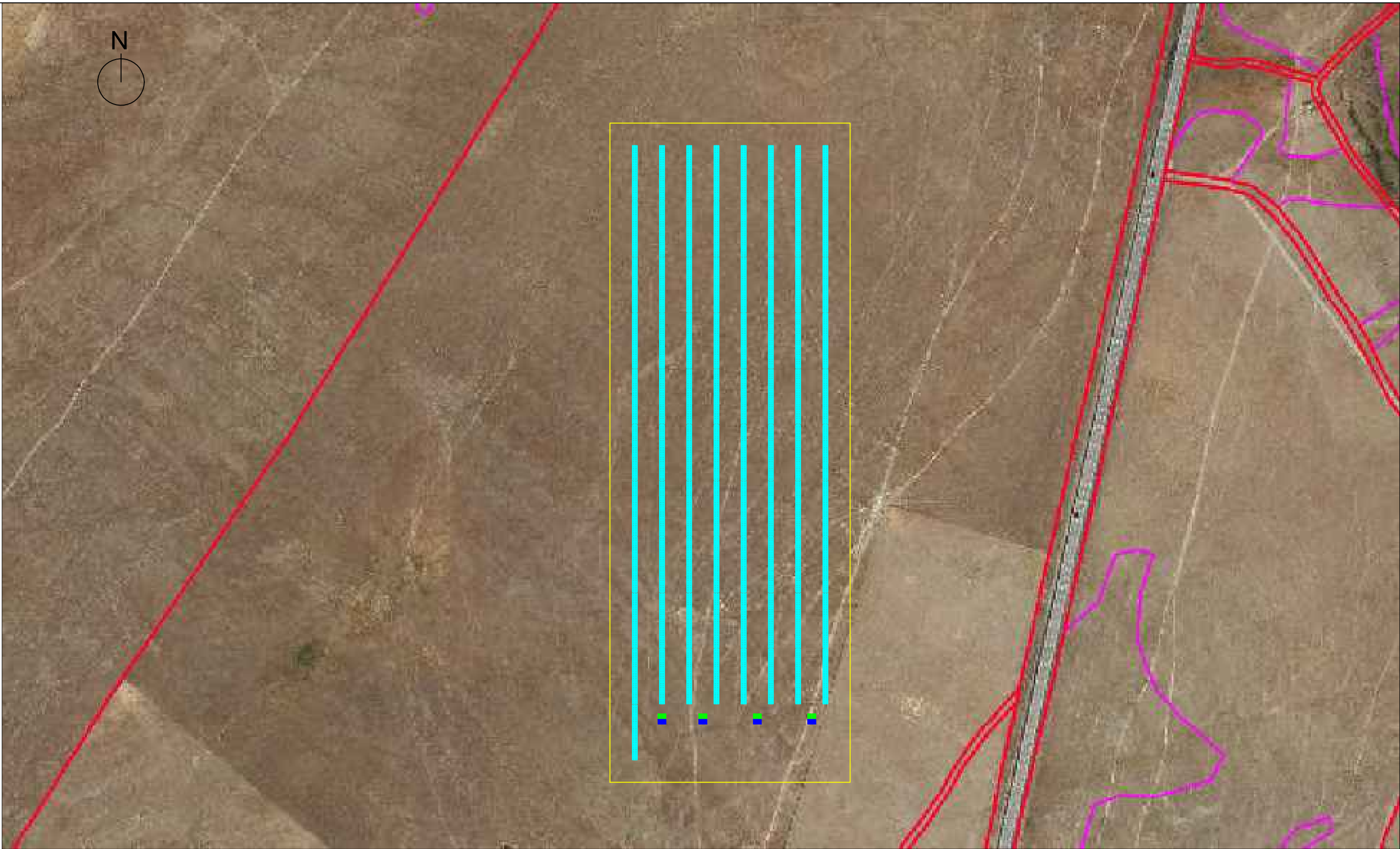
 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI	PLANO N°
	03
FIRMA	
JGA	



REFERENCIA CATASTRAL: 13024A017000150000OL

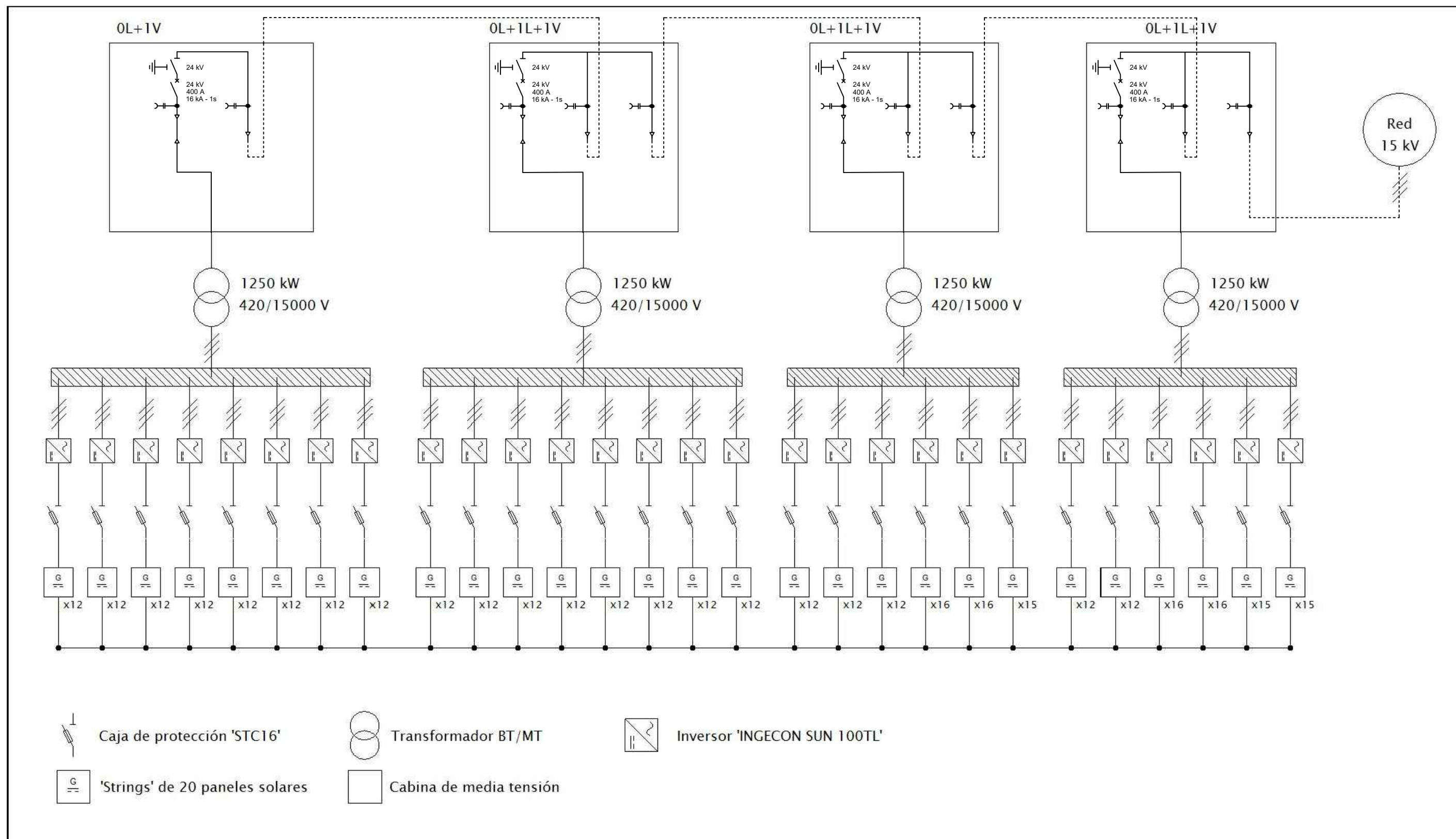
TÍTULO		PLANO DE SITUACIÓN DE LA PARCELA SELECCIONADA PARA EL PROYECTO
AUTOR	JAVIER MARÍA GARCÍA ALLUÉ	
SITUACIÓN	CARRETERA N-420, KM 132-BRAZATORTAS	
ESCALA	PLANO	
FECHA	SITUACIÓN PARCELA	
02/05/2020		

	PLANO N°
	04
FIRMA	JGA



	PANEL FOTOVOLTAICO
	CASETA DE INVERSORES
	CASETA DE TRANSFORMADOR
	Y CELDAS DE MT
	VALLADO

TÍTULO		PLANO DE SITUACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO DENTRO DE LA PARCELA			
AUTOR				JAVIER MARÍA GARCÍA ALLUÉ	PLANO N° 05
SITUACIÓN				CARRETERA N-420, KM 132-BRAZATORTAS	
ESCALA 1: 3250	PLANO SITUACIÓN PARQUE FOTOVOLTAICO			FIRMA JGA	
FECHA 02/05/2020					



TÍTULO ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL PROYECTO

AUTOR JAVIER MARÍA GARCÍA ALLUÉ

SITUACIÓN CARRETERA N-420, KM 132-BRAZATORTAS

ESCALA

PLANO

FECHA
02/05/2020

ESQUEMA UNIFILAR



PLANO N°
06

FIRMA

JGA

DOCUMENTO III. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

1. Objeto

El presente documento de Pliego de Condiciones Técnicas está sujeto a las características específicas del “Proyecto de ejecución de una planta fotovoltaica de 3MW de potencia instalada para generación de energía eléctrica en el municipio de Brazatortas”, instalación solar fotovoltaica conectada a red, ubicada en la carretera N-420, Km 132, en Brazatortas (Ciudad Real).

El objetivo de este pliego es la fijación de las condiciones técnicas que debe cumplir la instalación solar fotovoltaica proyectada.

2. Ejecución de los trabajos

A continuación, se detallan las condiciones técnicas bajo las que se han de realizar los trabajos proyectados de montaje de la estructura, colocación y conexión de los módulos fotovoltaicos, ejecución de la instalación eléctrica y puesta en tensión de la instalación.

2.1. Generador fotovoltaico

Todos los módulos han de ser de la misma marca y modelo, según especifique el proyecto. En caso de necesidad de instalación de una marca diferente se ha de garantizar totalmente su compatibilidad.

En lo que se refiere a las estructuras de soporte, serán instaladas sobre una cimentación que asegure su anclaje, la orientación de las estructuras será norte-sur (azimut cero), e inclinación según indique el fabricante de los seguidores solares, pues será variable.

El conexiónado de toda la instalación eléctrica deberá realizarse por personal especializado, respetando todas las indicaciones, condiciones de instalación y conexiones proyectadas. Además, en caso de detección de material dañado, no se deberá de instalar, y se deberá de informar debidamente al personal al cargo.

Todo equipo eléctrico instalado en el parque fotovoltaico deberá de tener un marcado de con su marca y modelo, de fácil distinción. Adicionalmente, toda estructura metálica deberá estar conectada debidamente a tierra.

2.2. Cables y canalizaciones

El diseño del cableado y canalización de la instalación se ha realizado en conformidad a las normas vigentes que le son de aplicación.

Todas las conexiones de los cables eléctricos deberán ser realizadas por especialistas, siguiendo todos los procedimientos de seguridad diseñados para ello. Las canalizaciones por las que circulan los cables eléctricos se ubicarán en bandeja en el caso de montaje superficial y enterrado bajo zanja en los casos proyectados.

2.3. Inversores

Los distintos inversores de la planta fotovoltaica se instalarán en el interior de casetas prefabricadas con las dimensiones suficientes para albergar al menos 4 unidades de inversor.

Cada inversor dispondrá de las debidas señalizaciones para su correcta operación, además de incluir sistemas de control automático para su monitorización.

2.4. Transformadores y celdas de media tensión

Cada transformador BT/MT de la instalación se ubicará en el interior de una caseta prefabricada, con las medidas necesarias para albergar dicho transformador y su correspondiente cabina de media tensión.

Cada transformador y cada cabina dispondrán de las debidas señalizaciones para su correcta operación, además de incluir sistemas de control automático para su monitorización.

2.5. Protecciones

La planta solar fotovoltaica incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar el suministro eléctrico en todo momento, según normativa.

Se incluirán todos los elementos de protección que garanticen la seguridad de todos los equipos de la instalación y de posibles contactos, directos o indirectos, de personas. Así mismo, el parque contará con protecciones eléctricas frente a sobreintensidades, sobretensiones, red de tierras y un sistema de control para la monitorización de todos los equipos eléctricos y la medición de energía producida por la instalación fotovoltaica.

3. Pruebas y ensayos

Antes de la puesta en marcha de la planta fotovoltaica se deberá someter a pruebas de funcionamiento a todos los elementos principales de la instalación.

El instalador deberá realizar las pruebas de funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas, pruebas de arranque y parada en distintas condiciones de funcionamiento, pruebas de actuación de las protecciones eléctricas y de los sistemas de seguridad del parque, y, la determinación de la potencia instalada.

Tras realizar los debidos procedimientos mencionados anteriormente, se deberá hacer entrega de toda la documentación de la obra, retirar todo el material sobrante del emplazamiento y proceder a limpiar todas las zonas de uso.

4. Contrato de mantenimiento

Se deberá de firmar un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo que recoja todas las labores de mantenimiento aconsejadas por los diferentes fabricantes de los diversos equipos que conforman la instalación.

DOCUMENTO IV. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

1. Objeto

El presente documento de Estudio de Seguridad y Salud está sujeto a las características específicas del “Proyecto de ejecución de una planta fotovoltaica de 3MW de potencia instalada para generación de energía eléctrica en el municipio de Brazatortas”, instalación solar fotovoltaica conectada a red, ubicada en la carretera N-420, Km 132, en Brazatortas (Ciudad Real).

El objetivo del estudio, es la redacción de un documento previo al inicio de las obras, que sirva como base para la elaboración de un plan de seguridad y salud específico para las tareas a realizar, que detalle en profundidad las medidas y condiciones de trabajo a seguir, tal y como especifica el RD 1627/97.

2. Características generales de la obra

2.1. Situación

El campo de paneles solares se encuentra instalado a la intemperie en una parcela ubicada en el campo de Calatrava, en una zona donde los desniveles en el terreno son mínimos.

Sin embargo, los inversores, transformadores y celdas de media tensión se encontrarán instaladas en el interior de casetas prefabricadas con las dimensiones necesarias.

2.2. Suministro de energía eléctrica

En principio, no se requiere de un suministro eléctrico para la ejecución de los trabajos previstos. No obstante, si durante la finalización de la obra civil se necesitase de dicho suministro, se generará mediante un grupo electrógeno.

2.3. Suministro de agua potable

Se dispondrá de todos los medios necesarios para garantizar el suministro de agua potable durante toda la duración de la obra civil.

3. Riesgos laborales evitables

Los riesgos laborales que se citan a continuación son considerados completamente evitables mediante la adopción de las medidas técnicas que se precisen.

3.1. Cercanía a líneas eléctricas de media tensión

- Riesgos más frecuentes:
 - Caída de personas.
 - Caída y desprendimiento de objetos.
 - Choques y golpes.
 - Contactos y arcos eléctricos.
 - Explosiones e incendios.

- Medidas preventivas:
 - No sobrepasar las distancias de seguridad a líneas aéreas próximas.
 - Colocación de barreras y dispositivos de balizamiento.
 - Delimitación y señalización de la zona de circulación de maquinaria.
 - Solicitud de descargo en caso de no poder evitar superar una distancia de seguridad.
 - Distancias específicas para personal no autorizado para trabajar en instalaciones eléctricas.
 - Comprobación del correcto estado de la puesta a tierra.
 - Protecciones eléctricas frente a sobreintensidades y sobretensiones.
 - Notificación inmediata tras la detección de anomalía en la instalación.
- Equipos de protección individual:
 - Guantes.
 - Casco.
 - Botas de seguridad.
 - Ropa de trabajo.
 - Protección auditiva.
 - Gafas de seguridad.

4. Riesgos laborales no evitables

Los riesgos laborales que se citan a continuación son considerados no evitables completamente, pero sí reducidos mediante la adopción de las medidas técnicas que se precisen.

- Riesgos más frecuentes:
 - Caídas de operarios.
 - Caída de objetos sobre operarios.
 - Choques o golpes contra objetos.
 - Fuertes vientos.
 - Contactos eléctricos directos e indirectos.
 - Sobreesfuerzos de los operarios.
 - Atrapamientos.
 - Cortes.
 - Electrocutión.
- Medidas preventivas:
 - Orden y limpieza en el lugar de la obra.
 - Orden y limpieza en vías de circulación.
 - Distancia de seguridad a líneas eléctricas.
 - Iluminación adecuada.
 - Señalización y balizamiento.
 - Buen estado de la puesta a tierra.
 - Evacuación de escombros.
 - Inspección del estado del terreno.
 - Delimitación de puntos peligrosos.
 - Precaución en el transporte de materiales.
 - Uso de las vías y pasos de circulación.

- Formación adecuada del personal.
 - Conexión de cables eléctricos realizado únicamente por especialistas.
 - Herramientas de trabajo con el debido aislamiento.
 - Cumplir procedimientos establecidos.
 - Suspensión de los trabajos en caso de tormenta, lluvia o vientos fuertes.
- Equipos de protección individual:
 - Guantes.
 - Casco.
 - Botas de seguridad.
 - Ropa de trabajo.
 - Protección auditiva.
 - Gafas de seguridad.
 - Herramientas aislantes.
 - Cinturón de seguridad.

5. Asistencia sanitaria

Se deberá disponer de un botiquín portátil, debidamente equipado, señalizado y de fácil acceso, a pie de obra, el cual estará en manos de una persona capacitada para uso.

La dirección de obra formará debidamente al personal en materia de primeros auxilios y garantizará la existencia de un plan de emergencia para atención del personal en caso de accidente.

Datos generales de asistencia sanitaria en la obra:

- Teléfono de urgencias: 112
- Centro de salud más cercano: “Consultorio Local Brazatortas” (A 11,6 km)
- Hospital más cercano: “Hospital Puertollano” (A 31,1 km)

DOCUMENTO V. PRESUPUESTO

PRESUPUESTO

Para poder realizar un correcto análisis de la viabilidad económica de cualquier proyecto, es fundamental en primer lugar elaborar un presupuesto que recoja todos los gastos de la instalación y puesta en marcha del parque fotovoltaico. En definitiva, todos estos gastos no son otros que la inversión inicial necesaria para empezar el proyecto, cuyo coste total asciende a 2.755.525,18 € y se especifica por apartados en el siguiente listado.

Se puede observar cómo el gasto total de ejecución material es el total previo a la aplicación de un 19% de importe adicional, que hace referencia a un 16% de gastos generales y un 3% de beneficio industrial.

El presupuesto de ejecución material se desglosa en las siguientes partidas:

CAPÍTULO 001 OBRA CIVIL

Descripción	medición	precio	importe
OBRA CIVIL			
INCLUYE TODOS LOS COSTES RELACIONES CON LA OBRA CIVIL, MANO DE OBRA Y DIRECCIÓN FACULTATIVA. PRECIO TOTAL.			
	1	321311,96	321311,96
EXPROPIACIÓN DE TERRENOS			
INCLUYE LA EXPROPIACIÓN DE LA PARCELA SELECCIONADA PARA EL PROYECTO. PRECIO POR METRO CUADRADO. MEDICIÓN POR HECTAREA OCUPADA.			
	20	4144,54	82890,80
TOTAL CAPÍTULO 001 OBRA CIVIL			404202,76

CAPÍTULO 002 ELECTRICIDAD

Descripción	medición	precio	importe
CAJAS DE PROTECCIÓN			
CUADRO 16/12 STRINGS - STC 16/12 160A. SIN MONITORIZACIÓN. HASTA 16/12 ENTRADAS. FUSIBLES DE 16A DE PROTECCIÓN EN POSITIVO Y NEGATIVO. SALIDA CON SECCIONADOR HASTA 1000 Vdc Y 160A. SIN CONTACTO AUXILIAR DE ESTADO. DIMENSIONES 700X500X300. PROTECCIÓN IP55. ENTRADAS Y SALIDAS CON PRENSAESTOPAS. CON PROTECTOR DE SOBRETENSIONES DE CONTINUA CLASE 2 HASTA 1000 Vdc, SIN CONTACTO AUXILIAR. MEDICIÓN POR UNIDAD.			
	28	388,62	10881,49

INVERSORES

INGETEAM 'INGECON SUN 100TL 3PLAY'. RANGO DE POTENCIA FV RECOMENDADA 106,3-152,3kWp. RANGO DE TENSIÓN MPP 598,5-850V. MÁXIMA TENSIÓN DE 1100V. CORRIENTE MÁXIMA 185A. 1 ENTRADA. PROTECCIÓN EN INPUTS CONTRA SOBRETENSIONES TIPO 2 (TIPO 1+2 OPCIONAL). MPPT 1. ÚNICO BLOQUE. PROTECCIÓN IP54. EFICIENCIA EUROPEA 98,5%. FRECUENCIA DE SALIDA 50/60 Hz. THD MENOR AL 3%. TENSIÓN DE SALIDA DE 630V. PROTECCIÓN EN OUTPUTS CONTRA SOBRETENSIONES TIPO 2. SECCIONADOR AC MONITORIZADO. TEMPERATURA DE OPERACIÓN ENTRE -20 Y 57°C. MEDICIÓN POR UNIDAD.

28 3855,85 107963,67

PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS

LONGI SOLAR 'LR4-72HBD 415M'. PANEL BIFACIAL PERC. PÉRDIDAS ANUALES POR ENVEJECIMIENTO DE 0,45%. GARANTÍA DE 30 AÑOS. SILICIO MONOCRISTALINO. DIMENSIONES 2131X1052X35MM. TEMPERATURA DE OPRACIÓN ENTRE -40°C Y 85°C. POTENCIA PICO DE 415W EN LA CARA FRONTAL Y 308 EN LA CARA TRASERA. RENDIMIENTO DE 18,5%. Voc DE 49V. Isc DE 10,73A. MEDICIÓN POR UNIDAD.

7220 179,77 1297953,90

ESTRUCTURAS DE SOPORTE Y SEGUIMIENTO

SOLTEC 'SF7 SINGLE-AXIS TRACKER'. SISTEMA DE SEGUIMIENTO HORIZONTAL EN UN EJE. RANGO DE GIRO DE 120°. INCLUYE ALGORITMO DE BACKTRACKING. RESISTENCIA AL VIENTO. TEMPERATURA DE FUNCIONAMIENTO ENTRE -20 Y 55°C. PARA MÓDULOS DE 72 CELDAS Y BIFACIALES. CONFIGURACIÓN 1500V 2X45 MÓDULOS. LONGITUD 45,1 METROS. GARANTÍA DE 10 AÑOS. INCLUYE GASTOS DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO. MEDICIÓN POR UNIDAD.

81 2115,16816 171328,62

TRANSFORMADORES ELEVADORES BT/MT

SCHNEIDER ELECTRIC 'TRIHAL 1250-15'. 1250 kVA. TRANSFORMADOR SECO ENCAPSULADO TRIFÁSICO. 420/15000V. FRECUENCIA 50HZ. Dyn11. UNE 21 538. DIMENSIONES 2070X1645X850MM. PESO 2920 KG. MEDICIÓN POR UNIDAD.

4 23648,8043 94595,22

CABINAS DE MEDIA TENSIÓN

PREFABRICADAS, MODULARES Y CON ENCLAVAMIENTOS MECÁNICOS Y TODOS LOS ELEMENTOS DE SEGURIDAD EXIGIBLES. TENSIÓN AIGNADA 36KV. INTENSIDAD 400A. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO 16 KA. INCLUYE INTERRUPTOR-SECCIONADOR EN SF6, CON SECCIONADOR DE P.A.T, SALIDA DE CABLES CON PASATAPAS A BORNES DE CONEXIÓN, INDICADORES CAPACITIVOS DE PRESENCIA DE TENSIÓN, INTERRUPTOR AUTOMÁTICO, DISPARADORES DE SOBRETENSIÓN, RELÉ DE PROTECCIÓN 50-51 Y 50N-51N. MEDICIÓN POR UNIDAD.

4	8908,88	35635,53
---	---------	----------

LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN

LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN EN BAJA TENSIÓN CON CABLES UNIPOLARES DE CU DE 6, 50 Y 300 mm2, TECSUN H1Z2Z2-K 1/1KV, AISLAM. XLPE, LIBRE DE HALÓGENOS, SIN CORROSIVIDAD, NO PROPAGADOR DE INCENDIOS, BAJA EMISIÓN DE HUMOS OPACOS, TRA. MAX. UTILIZACIÓN 90°C, COLOCADO EN BANDEJA EN CASO DE MONTAJE SUPERFICIAL Y BAJO TUBO BLINDADO DE PVC EN MONTAJE ENTERRADO BAJO ZANJA, INCLUYE ELEMENTOS DE CONEXIÓN Y AYUDAS DE ALBAÑILERÍA, TUBO DE RESERVA Y TUBO PARA ILUMINACIÓN (enterrado). MEDICIÓN POR 1000 METROS INSTALADOS.

30,6	4996,8	152902,08
------	--------	-----------

LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN

LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN EN BAJA TENSIÓN CON CABLES UNIPOLARES DE AL DE 25 Y 70 mm2, TAP AL VOLTALENE H 18/30KV, AISLAM. XLPE, LIBRE DE HALÓGENOS, SIN CORROSIVIDAD, NO PROPAGADOR DE INCENDIOS, BAJA EMISIÓN DE HUMOS OPACOS, TRA. MAX. UTILIZACIÓN 90°C, COLOCADO BAJO TUBO BLINDADO DE PVC EN MONTAJE ENTERRADO BAJO ZANJA, INCLUYE ELEMENTOS DE CONEXIÓN Y AYUDAS DE ALBAÑILERÍA, TUBO DE RESERVA Y TUBO PARA ILUMINACIÓN (enterrado). MEDICIÓN POR 1000 METROS INSTALADOS.

7,2	5335,71048	38417,12
-----	------------	----------

INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA FORMADA POR ELECTRODO DISPUESTO EN FORMA DE MALLA PARA LA ZONA EN LA QUE SE INSTALAN LOS PANELES Y EN FORMA DE PICA PARA EL RESTO DE ELEMENTOS ELÉCTRICOS. ACERO RECUBIERTO DE COBRE DE 14 mm. DE DIAMETRO Y 4 m DE LONGITUD Y CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO 25mm2. MEDIDA POR PRECIO TOTAL.

	1	1686,98947	1686,99
TOTAL CAPÍTULO 002 ELECTRICIDAD			1911364,61
TOTAL.....			2315567,38

RESUMEN DE PRESUPUESTO

PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE 3MW DE POTENCIA PICO EN BRAZATORTAS

TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	2315567,38
19,00 % Gastos generales y beneficio industrial.....	439957,80
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	2755525,18
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	2755525,18

El presupuesto general asciende a la cantidad de DOS MILLONES SETECIENTOS CINCUENTA Y CINCO MIL QUINIENTOS VEINTICINCO EUROS CON DIECIOCHO CÉNTIMOS