



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

## INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA TAMAÑO UTILITY SCALE EN LA LOCALIDAD DE ALCALÁ DE GUADAÍRA, PROVINCIA DE SEVILLA

Autor: Cristina Aldama Nájera

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
**INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA TAMAÑO UTILITY  
SCALE EN LA LOCALIDAD DE ALCALÁ DE GUADAÍRA, PROVINCIA DE  
SEVILLA**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y  
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido  
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Cristina Aldama Nájera

Fecha: ...17.../ ...07.../ ...2023...



Autorizada la entrega del proyecto

**LA DIRECTORA DEL PROYECTO**

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: ...17.../ ...07.../ ...2023...

**ALONSO ALONSO**  
**CONSOLACION -**  
**05408293G**

Firmado digitalmente por  
**ALONSO ALONSO**  
CONSOLACION - 05408293G  
Fecha: 2023.07.17 20:32:49  
+02'00'





**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

## INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA TAMAÑO UTILITY SCALE EN LA LOCALIDAD DE ALCALÁ DE GUADAÍRA, PROVINCIA DE SEVILLA

Autor: Cristina Aldama Nájera

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid



# Agradecimientos

Me gustaría dar las gracias a todas las personas que me han acompañado durante mi trayectoria en ICAI. En primer lugar, a mi familia, que ha sufrido de cerca el estrés y la exigencia que los cursos han supuesto y que, además, ha estado ahí para apoyarme en las malas situaciones y celebrar las buenas. Por otro lado, un especial agradecimiento a Pedro, con el que he compartido momentos inolvidables y que ha servido de apoyo moral, de inspiración y de soporte. A mis amigos, que me han ayudado y animado durante todos estos años, y sin los cuales no podría estar aquí. También a mis profesores, que me han formado no sólo académicamente sino también personalmente. Y, por último, me gustaría dar las gracias a mi directora por su ayuda y tiempo. Su dedicación y conocimientos han sido imprescindibles para el desarrollo de este proyecto.



# INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN CONSUMO

**Autor: Aldama Nájera, Cristina.**

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

## RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto recoge un análisis conceptual del diseño y ejecución de una planta solar fotovoltaica de gran potencia situada en el municipio de Alcalá de Guadaíra, Sevilla. Su capacidad es de 50 MWp y genera una media anual de 104.200,41 MWh de energía que suministra a la subestación Don Rodrigo. Para ello, la planta está formada por 73.920 paneles solares bifaciales dispuestos sobre estructuras de seguimiento solar a un eje horizontal N-S.

**Palabras clave:** Energía, radiación, panel, módulo, inversor, cadena, string, transformador.

### 1. Introducción

En los últimos años, el cambio climático y la dependencia energética se han convertido en dos importantes desafíos que exigen medidas inminentes y eficaces. Conscientes de esta necesidad, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) plantea el escenario 2050 (NZE 2050), que establece el objetivo de lograr emisiones netas nulas para 2050 [1]. En este contexto, las energías renovables están experimentando un rápido crecimiento y, en particular, la solar fotovoltaica destaca como una solución muy prometedora gracias a su bajo coste y alta eficiencia [2].

Por tanto, este trabajo pretende ayudar a cumplir el escenario NZE 2050 propuesto por la AIE, mediante la instalación de una planta solar fotovoltaica de 50 MWp que abastecerá a la red eléctrica de manera eficiente y sostenible.

### 2. Definición del emplazamiento

Con el fin de elegir el mejor emplazamiento para la planta solar fotovoltaica, se han comparado varias alternativas teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Capacidad máxima de la planta: 50 MWp.
- Pendientes máximas puntuales del terreno del 20%.
- Distancia a la subestación eléctrica más cercana menor a 20 km.

- Zona fuera de espacios naturales protegidos y de fácil acceso.
- Zona de buena radiación solar.

Tras el estudio del emplazamiento, la ubicación escogida para la planta es el polígono 28, parcela 17 de Alcalá de Guadaíra y tiene las siguientes coordenadas:

- Latitud: 37,286453°.
- Longitud: -5,810634°.

Además, la planta se conectará a la subestación más cercana, que resulta ser la subestación Don Rodrigo, situada a aproximadamente 5,4 km.

### 3. Descripción de la planta solar fotovoltaica

Los principales equipos de una planta fotovoltaica son el panel, el inversor, el seguidor y el transformador. Los fabricantes y modelos escogidos son:

- Panel: CS7N-690TB-AG de Canadian Solar
- Inversor: FS3510K de Power Electronics
- Seguidor: SF8 Single Axis Tracker de Soltec
- Transformador: MV Skid Compact de Power Electronics

Los resultados obtenidos con el programa PVsyst respecto al análisis y diseño de la planta son:

- Potencia Nominal de la instalación: 43.560 MWh/año
- Potencia Pico de la instalación: 51.005 MWh
- Ratio: 1,17
- Producción de energía en el año 1: 113.664 MWh/año

A continuación, se presenta un esquema simplificado de la planta solar fotovoltaica:

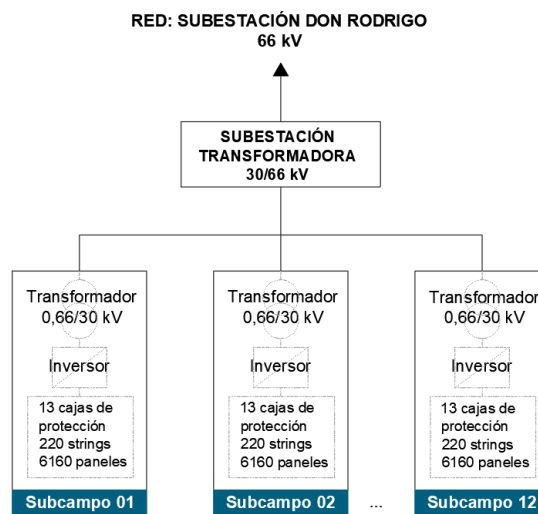


Imagen 1. Esquema simplificado de la instalación (Fuente: Elaboración propia)

Todos los elementos de la instalación están conectados a través de cables de Prysmian, cuyas características se presentan en la siguiente tabla.

Tramo	Modelo	Disposición	Sección (mm <sup>2</sup> )	Material	Aislamiento	Tensión (kV)
Módulo FV – Caja de continua	PRYSUN H1Z2Z2-K	Al aire	6	Cu	XLPE	1/1
Caja de continua - Inversor	AL VOLTALENE FLAMEX (AS) – AL XZ1 (AS)	Enterrado en zanja	240	Al	XLPE	0,6/1
Inversor – Transformador	AL VOLTALENE H COMPACT – AL RH51-OL	Enterrado en zanja	50	Al	XLPE	18/30
Transformador - Cabina MT	AL VOLTALENE H COMPACT – AL RH51-OL	Enterrado en zanja	35	Al	XLPE	18/30
Cabina de MT - Subestación	AL VOLTALENE H COMPACT – AL RH51-OL	Enterrado en zanja	400	Al	XLPE	18/30

Tabla 1. Diseño del cableado de la planta (Fuente: Elaboración propia).

#### 4. Viabilidad económica de la planta solar fotovoltaica

El proyecto necesita una inversión inicial de aproximadamente 45.776.580,00 euros y se estima que esta se amortizará en un periodo de 6 años, tras los cuales generará un flujo de caja anual de euros en los 24 años siguientes. El proyecto tiene un Valor Actual Neto (VAN) de 94.296.881,65 euros, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 6,5 % superior a la tasa de descuento ponderada (WACC) del 6%, y un coste energético nivelado (LCOE) de 49,5 €/MWh.

#### 5. Conclusiones

La planta fotovoltaica generará 3.126.012,20 MWh, por término medio, a lo largo de sus 30 años de vida útil. Además, contribuirá a frenar el cambio climático y acabar con la dependencia energética al evitar la emisión de 2.969,711,68 toneladas de CO<sub>2</sub>. Y, a pesar de requerir una inversión inicial de 45.776.580,00 €, promete ser una planta rentable y económicamente viable.

#### Referencias

- [1] International energy Agency. (Octubre 2021). *Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34->

[4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-  
ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](#)

- [2] Red Eléctrica Española. (2020). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español*.  
[https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/05/downloadable/informe\\_renovables\\_2020\\_0.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/05/downloadable/informe_renovables_2020_0.pdf)

# INSTALLATION OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR POWER PLANT FOR LARGE-SCALE CONSUMPTION

**Author: Aldama Nájera, Cristina.**

Supervisor: Alonso Alonso Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

## ABSTRACT

This project presents a detailed analysis of the design and execution of a large-scale photovoltaic solar plant located in the municipality of Alcalá de Guadaíra, Seville. It has a capacity of 50 MWp and generates an annual average of 104.200,41 MWh of energy that supplies the Don Rodrigo substation. For this purpose, the plant consists of bifacial solar panels arranged on trackers on a horizontal N-S axis.

**Key words:** Energy, radiation, panel, module, inverter, string, transformer.

## 1. Introduction

In the past several years, climate change and energy dependence have become two key challenges that require imminent and effective action. Aware of this need, the International Energy Agency (IEA) proposes the 2050 scenario, which aims to achieve net-zero emissions by 2050. In this context, renewable energies are experiencing rapid growth, and solar photovoltaic in particular stands out as an up-and-coming solution thanks to its low cost and high efficiency. It consists of generating electricity by the use of solar panels that capture the sun's radiation.

Therefore, this work aims to help meet the NZE 2050 scenario proposed by the IEA by installing a 50 MWp solar photovoltaic plant that will supply the electricity network in an efficient and sustainable way.

## 2. Site description

In order to select the best site for the solar photovoltaic plant, several alternatives have been evaluated taking into account the following factors:

- Maximum plant capacity: 50 MWp.
- Maximum site slopes of 20%.
- Distance to the nearest electrical substation less than 20 km.
- Area out of protected natural areas and easily accessible.
- Area with good solar radiation.

After studying the site, the location chosen for the plant is polygon 28, plot 17 in Alcalá de Guadaíra and has the following coordinates:

- Latitude: 37.286453°.
- Longitude: -5.810634°.

### 3. Solar plant description

The main equipment of a photovoltaic plant includes the panel, the inverter, the tracker and the transformer. The manufacturers and models chosen are:

- Panel: Canadian Solar's MV Skid Compact.
- Inverter: FS3510K from Power Electronics
- Tracker: SF8 Single Axis Tracker from Soltec
- Transposer: MV Skid Compact from Power Electronics

The results obtained with the PVsyst program regarding the analysis and design of the plant are as follows:

- Nominal Power of the installation: 43,560 MWh/year
- Peak Power of the installation: 51,005 MWh
- Ratio: 1.17
- Energy production in year 1: 113,664 MWh/year.

Below is a simplified schematic of the solar photovoltaic plant:

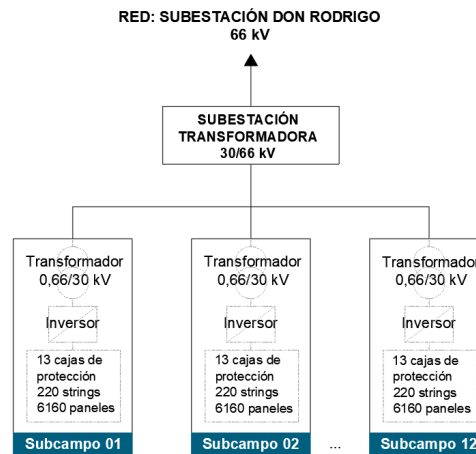


Figure 1. Solar photovoltaic implified schematic (Source: Own elaboration).

All the elements of the installation are connected through Prysmian cables, which characteristics are shown in the following table.

Section	Model	Disposition	Section (mm <sup>2</sup> )	Material	Isolation	Tension (kV)
PV module - Continuous Box	PRYSUN H1Z2Z2-K	Al aire	6	Cu	XLPE	1/1

DC Box - Inverter	AL VOLTALENE FLAMEX (AS) – AL XZ1 (AS)	Buried in trench	240	Al	XLPE	0,6/1
Inverter - Transformer	AL VOLTALENE H COMPACT – AL RH51-OL	Buried in trench	50	Al	XLPE	18/30
Transformer - MV cabinet	AL VOLTALENE H COMPACT – AL RH51-OL	Buried in trench	35	Al	XLPE	18/30
MV cabinet - Substation	AL VOLTALENE H COMPACT – AL RH51-OL	Buried in trench	400	Al	XLPE	18/30

Table 1. Design of plant wiring (Source: Own elaboration).

#### 4. Economic feasibility of the solar photovoltaic plant.

The project requires an initial investment of approximately 45.776.580,00 € euros and it is estimated that this will be amortized over a period of 6 years, after which profits will be generated in the following 24 years. The project has a Net Present Value (NPV) of 94.296.881,65 euros, an Internal Rate of Return (IRR) of 6,5 %, higher than the weighted discount rate (WACC) of 6% and a levelized cost of energy (LCOE) of 49,5 €/MWh.

#### 5. Conclusions

The photovoltaic plant will generate 3,126,012.20 MWh, on average, over its 30-year useful life. It will also contribute to reducing climate change and ending energy dependence by avoiding the emission of 2,969,711.68 tons of CO<sub>2</sub>. And, despite requiring an initial investment of 45,776,580.00 €, it promises to be a profitable and economically viable photovoltaic plant.

#### References

- [1] International energy Agency. (October 2021). *Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector*. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)
- [2] Red Eléctrica Española. (2020). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español*. [https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/05/downloadable/informe\\_renovables\\_2020\\_0.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/05/downloadable/informe_renovables_2020_0.pdf)

## ***ÍNDICE DE DOCUMENTOS***

DOCUMENTO I. MEMORIA DESCRIPTIVA

DOCUMENTO II. PLANOS

DOCUMENTO II. PRESUPUESTO

DOCUMENTO III. ANEXOS



# ***DOCUMENTO I.***

# ***MEMORIA DESCRIPTIVA***

## *Índice de la memoria*

<b>ÍNDICE DE DOCUMENTOS</b> .....	<b>1</b>
<b>DOCUMENTO I. MEMORIA DESCRIPTIVA</b> .....	<b>3</b>
<i>Índice de la memoria</i> .....	<b>4</b>
<i>Índice de Imágenes</i> .....	<b>9</b>
<i>Índice de Gráficos</i> .....	<b>11</b>
<i>Índice de tablas</i> .....	<b>12</b>
<i>Lista de Acrónimos</i> .....	<b>14</b>
<b>1. Introducción</b> .....	<b>15</b>
1.1 Motivación del proyecto .....	15
1.2 Estado de la cuestión.....	15
1.3 Objetivos del proyecto .....	18
1.3.1 Selección del emplazamiento y estudio del recurso solar .....	18
1.3.2 Elección de los equipos y tecnología.....	19
1.3.3 Diseño conceptual de la instalación.....	19
1.3.4 Estudio de la viabilidad económica .....	19
1.3.5 Análisis del impacto medioambiental.....	19
1.4 Metodología y Plan de Trabajo.....	19
<b>2. La tecnología solar fotovoltaica</b> .....	<b>21</b>
2.1 La energía solar .....	21
2.2 Optimización del Recurso Solar.....	23
2.3 Principales equipos de una Planta Solar Fotovoltaica .....	24
2.4 El panel fotovoltaico .....	25
2.4.1 Tipos de paneles .....	31
2.4.3 Estructura de soporte .....	33
2.5 Inversor.....	34

2.6 Transformador .....	36
<b>3. Descripción del emplazamiento.....</b>	<b>37</b>
3.1 Descripción eléctrica.....	37
3.2 Aspecto ambiental.....	38
3.3 Radiación en el emplazamiento .....	39
3.4 Accesibilidad.....	41
<b>4. Selección de los equipos principales .....</b>	<b>43</b>
4.1 Los paneles solares.....	43
4.2 Los inversores.....	44
4.3 Simulaciones .....	45
4.4 Los seguidores solares.....	48
4.5 El transformador.....	49
<b>5. Producción de la planta con Pvsyst.....</b>	<b>50</b>
5.1 Rendimiento de la instalación .....	50
5.1.1 Pérdidas de Mismatch.....	50
5.1.2 Pérdidas LID.....	51
5.1.3 Pérdidas por suciedad.....	51
5.1.4 Pérdidas por temperatura .....	51
5.1.5 Pérdidas en el cableado eléctrico .....	52
5.1.6 Pérdidas por sombreado cercano .....	52
5.1.7 Pérdidas por sombreado lejano .....	52
5.1.8 Pérdidas angulares y espectrales.....	53
5.1.9 Pérdidas por irradiancia.....	53
5.1.10 Pérdidas en los inversores .....	53
5.1.11 Pérdidas en el transformador.....	54
5.1.12 Pérdidas por envejecimiento .....	54
5.1.13 Pérdidas por indisponibilidad.....	54
5.1.14 Pérdidas por autoconsumo.....	54
5.2 Energía producida.....	55
5.3 Conclusiones .....	57
<b>6. Diseño eléctrico .....</b>	<b>59</b>
6.1 Protección de sobretensiones y sobreintensidades .....	62

6.1.2	<i>Puesta a tierra</i> .....	63
6.1.3	<i>Cabinas de media tensión</i> .....	63
6.2	Subestación transformadora.....	64
6.3	Esquema de la instalación.....	65
<b>7.</b>	<b><i>Obra civil</i></b> .....	<b>66</b>
7.1	Desbroce y explanación del terreno.....	66
7.2	Vallado perimetral .....	66
7.3	Movimiento de tierras.....	67
7.4	Excavación de zanjas .....	67
7.5	Drenajes .....	67
7.6	Accesos y caminos.....	67
<b>8.</b>	<b><i>Análisis ambiental</i></b> .....	<b>68</b>
<b>9.</b>	<b><i>Presupuesto de la instalación</i></b> .....	<b>70</b>
<b>10.</b>	<b><i>Estudio de la viabilidad económica</i></b> .....	<b>71</b>
10.1	Inversión .....	71
10.2	Costes de operación y mantenimiento .....	72
10.3	Cuenta de resultados.....	73
10.4	Flujos de caja .....	74
10.5	Rentabilidad.....	75
10.5.1	<i>VAN</i> .....	75
10.5.2	<i>TIR</i> .....	76
10.5.3	<i>PR</i> .....	76
10.6	Coste equivalente de la energía.....	76
10.7	Conclusión .....	77
<b>11.</b>	<b><i>Conclusión</i></b> .....	<b>79</b>
<b>12.</b>	<b><i>BIBLIOGRAFÍA</i></b> .....	<b>80</b>
<b>DOCUMENTO II. PLANOS</b> .....		<b>85</b>
	Localización de la planta .....	86
	Plano de implantación.....	87

Plano eléctrico de la planta .....	88
Plano de zanjas.....	89
Trazados y secciones de zanjas MT.....	90
Plano unifilar.....	91
<b>DOCUMENTO III. PRESUPUESTO .....</b>	<b>92</b>
<b>DOCUMENTO IV. ANEXOS .....</b>	<b>96</b>
<b>Anexo I. Elección del emplazamiento.....</b>	<b>97</b>
<b>Anexo II. Cálculos eléctricos .....</b>	<b>109</b>
2.1 Objeto.....	109
2.2 Normativa .....	109
2.3 Configuración de la planta FV .....	110
2.3.1 Número de módulos por cadena.....	110
2.3.2 Número de cadenas .....	110
2.3.3 Número de módulos.....	110
2.3.4 Número de inversores.....	111
2.3.5 Número de cadenas por inversor.....	111
2.4 Diseño del cableado eléctrico .....	111
2.4.1 Cableado de baja tensión .....	114
2.4.2 Cableado de media tensión .....	122
2.5 Puesta a tierra.....	128
2.5.1 Zona 1: Módulos + Inversores .....	130
2.5.2 Zona 2: Centros de Transformación + Subestación transformadora .....	130
<b>Anexo III. Informe PVsyst de la instalación .....</b>	<b>134</b>
<b>Anexo IV. Sostenibilidad.....</b>	<b>141</b>
4.1 ODS 3 - Salud y medioambiental: “La salud mundial en medio de una pandemia” .....	141
4.2 ODS7 - Acceso a energía asequible y no contaminante: “La naciente promesa para todos”	142
4.3 ODS 13 - Acción por el clima: “Las inundaciones, la sequía y las olas de calor preñuncian cambios en el clima” .....	142
<b>Anexo VI. Fichas técnicas.....</b>	<b>143</b>

6.1 Panel solar .....	143
6.2 Inversor .....	145
6.3 Transformador.....	146
6.4 Seguidor .....	147
6.5 Cableado .....	149

## Índice de Imágenes

Imagen 1. Esquema simplificado de la instalación (Fuente: Elaboración propia) .....	10
Imagen 2. Top 10 países con mayor potencia instalada fotovoltaica (GW) anual (izq.) y acumulada (dcha.) (Fuente: AIE, Programa PVPS) .....	16
Imagen 3. Tipos de radiación (Fuente: CFE) .....	23
Imagen 4. Representación orientación e inclinación de un panel solar. (Fuente: Hydronik) .....	24
Imagen 5. Principales equipos de una planta solar fotovoltaica (Fuente: Grupo Labore)...	25
Imagen 6. Pérdidas por reflexión parcial de una célula solar (Fuente: PVEducation).....	27
Imagen 7. El panel fotovoltaico (Fuente: Activa) .....	28
Imagen 8. Curva Característica de una célula fotovoltaica (Fuente: Consuelo Alonso Alonso) .....	29
Imagen 9. Curva Característica – dependencia con la irradiancia (Fuente: Energetika).....	29
Imagen 10. Curva característica – dependencia de la temperatura (Fuente: Consuelo Alonso Alonso).....	31
Imagen 11. Tipos de paneles solares (Fuente: Ecofener) .....	32
Imagen 12. Funcionamiento de las placas bifaciales. (Fuente: Iberdrola) .....	33
Imagen 13. Distancia entre paneles. (Fuente: Consuelo Alonso Alonso) .....	33
Imagen 14. Tipos de seguidores (Fuente: Consuelo Alonso Alonso) .....	34
Imagen 17. Mercado de los inversores solares de 2019 (Fuente: Wood Mackenzie) .....	44
Imagen 18. Performance Ratio de la planta solar fotovoltaica (Fuente: PVsyst).....	50
Imagen 19. Dibujo lineal de horizonte en el emplazamiento (Fuente: PVGIS) .....	53
Imagen 20. Diagrama de Sankey de la instalación (Fuente: PVsyst).....	55
Imagen 21. Guía de instalación solar fotovoltaica (Fuente: Prysmian).....	60
Imagen 22. Dispositivos de protección del inversor (Fuente: Power Electronics).....	62
Imagen 23. Esquema de la instalación (Fuente: Elaboración propia). .....	65
Imagen 24. Distancia de Brazo del este al emplazamiento (Fuente: Red Natura 2000) ...	101
Imagen 25. Distancia de Guadiato-Bembézar a la subestación Posadas. (Fuente: Red Natura 2000).....	105

Imagen 26. Temperatura máxima en función del tipo de aislamiento seco. (Fuente: ITC-BT-07) .....	115
Imagen 27. Sección mínima del conductor en alterna con el efecto de la reactancia. ....	119
Imagen 28. Esquema de un circuito de puesta en tierra. (Fuente: ITC-BT 18 de REBT). 129	
Imagen 29. Objetivos de Desarrollo Sostenible. (Fuente: UN).....	141

## *Índice de Gráficos*

Gráfico 1. Evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica en España (Fuente: Ree)	16
Gráfico 2. Energía total suministrada y la intensidad de emisiones de CO <sub>2</sub> (Fuente: IEA)	17
Gráfico 3. Electricidad generada por combustible y porcentaje de carbón de 2010 a 2050. (Fuente: IEA)	17
Gráfico 4. Radiación en el emplazamiento en 2019 (Fuente: Elaboración propia con datos de PVGIS)	40
Gráfico 5. Velocidad del viento en el emplazamiento (Fuente: Elaboración propia con datos de Meteonorm)	40
Gráfico 6. Temperatura en el emplazamiento en 2019. (Fuente: Elaboración propia con datos de PVGIS)	41
Gráfico 7. Temperatura media anual en Sevilla de 2011 a 2023. (Fuente: Tiempo en Sevilla)	41
Gráfico 8. Energía producida a lo largo de los años (Fuente: Elaboración propia)	57
Gráfico 9. Emisiones de CO <sub>2</sub> en España de 2012 a 2021 (Fuente: Elaboración propia con datos de INE)	68
Gráfico 10. Mínimo, medio y máximo de la casación del mercado diario (Fuente: Omie)	71
Gráfico 11. Evolución del flujo de caja acumulada (Fuente: Elaboración propia)	78

## *Índice de tablas*

Tabla 1. Diseño del cableado de la planta (Fuente: Elaboración propia).....	11
Tabla 2. Características principales de la planta (Fuente: Google Earth Pro).....	37
Tabla 3. Características principales de las subestaciones más cercanas a la planta (Fuente: Elaboración propia) .....	38
Tabla 4. Fabricantes de paneles solares y sus características (Fuente: Elaboración propia)44	
Tabla 5. Fabricantes de inversores solares y sus características (Fuente: Elaboración propia).....	45
Tabla 6. Elección del número de inversores (Fuente: Elaboración propia).....	46
Tabla 7. Elección de la distancia entre seguidores (Fuente: Elaboración propia).....	47
Tabla 8. Características de seguidores 1V y 2V (Fuente: Elaboración propia).....	47
Tabla 9. Combinaciones de fabricantes de paneles e inversores (Fuente: Elaboración propia).....	48
Tabla 10. Fabricantes de seguidores solares y sus características. (Fuente: Elaboración propia).....	49
Tabla 11. Producción de energía de la planta a lo largo de 30 años (Fuente: Elaboración propia).....	56
Tabla 12. Diseño del cableado (Fuente: Elaboración propia) .....	61
Tabla 13. Factores de emisión de CO <sub>2</sub> asociados a la generación de electricidad.....	69
Tabla 14. Presupuesto resumido de la instalación (Fuente: Elaboración propia).....	70
Tabla 15. Cuenta de Resultados de la instalación (Fuente: Elaboración propia) .....	74
Tabla 16. Flujos de Caja de la instalación (Fuente: Elaboración propia).....	75
Tabla 17. Características principales Alcalá de Guadaíra (Fuente: Google Earth Pro) ....	101
Tabla 18. Resultados de radiación de Don Rodrigo METEO .....	102
Tabla 19. Resultados de radiación de Don Rodrigo NREL (Fuente: Elaboración propia)	102
Tabla 20. Resultados de radiación de Don Rodrigo PVGIS (Fuente: Elaboración propia)	103
Tabla 21. Resultados de radiación de Don Rodrigo NASA (Fuente: Elaboración propia)	103
Tabla 22. Elección final de radiación Don Rodrigo (Fuente: Elaboración Propia).....	103
Tabla 23. Características principales Posadas .....	105

Tabla 24. Resultados de radiación de Posadas NASA .....	106
Tabla 25. Resultados de radiación de Posadas METEO (Fuente: Elaboración propia) ....	106
Tabla 26. Resultados de radiación de Posadas NREL (Fuente: Elaboración propia).....	107
Tabla 27. Resultados de radiación de Posadas PVGIS (Fuente: Elaboración propia) .....	107
Tabla 28. Elección final Posadas (Fuente: Elaboración propia).....	107
Tabla 29. Factor de corrección F para temperatura ambiente (Fuente: ITC-BT-07 de REBT).....	115
Tabla 30. Intensidad máxima admisible para conductor de cobre (Fuente: ITC-BT-07 de REBT).....	116
Tabla 31. Resistividad térmica del terreno (Fuente: ITC-BT-07 de REBT) .....	117
Tabla 32. Intensidad máxima admisible para conductor de aluminio de BT (Fuente: ITC-BT-07 de REBT) .....	118
Tabla 33. Intensidad máxima admisible para conductor de aluminio de AT (Fuente: ITC-LAT 06) .....	123
Tabla 34. Densidad máxima de corriente de cortocircuito para conductores de aluminio (Fuente: ITC-LAT-06).....	124
Tabla 35. Factor de corrección para resistividad térmica (Fuente: ITC-LAT 06).....	125
Tabla 36. Intensidad máxima admisible para tensiones mayores a 1kV (Fuente: ITC-LAT 06).....	127
Tabla 37. Densidad máxima de corriente de cortocircuito para conductores de aluminio (Fuente: ITC-LAT-06).....	128
Tabla 38. Valores medios anuales aproximados de la resistividad (Fuente: ITC-BT 18 de REBT).....	129

## *Lista de Acrónimos*

- BT: Baja tensión
- AT: Alta 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

# 1. INTRODUCCIÓN

## *1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO*

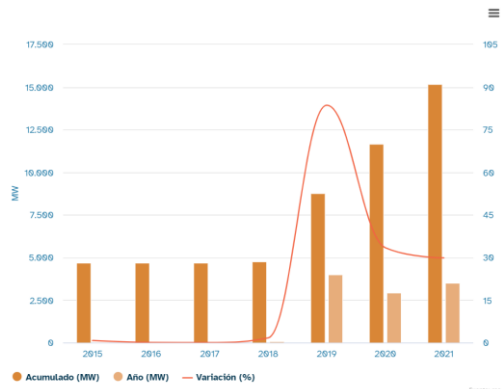
La motivación principal de este proyecto consiste en aprovechar la energía solar —una energía renovable y limpia— para crear electricidad. De esta forma, se pretende combatir el cambio climático y contribuir a una mayor independencia energética.

En los últimos años, se ha producido un aumento de la generación solar ante la alta demanda de energía y la acuciante preocupación por el medio ambiente. A ello contribuye el uso de las energías renovables —entre las que se encuentra la fotovoltaica— que permiten satisfacer esta elevada demanda mientras se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia de combustibles fósiles. Dentro de estos últimos, encontramos el carbón, el gas natural y el petróleo, que todavía hoy suponen el 80% de las fuentes de energía mundial. Con el fin de mitigar esta extrema dependencia energética y combatir en última instancia el cambio climático, surge el interés de instalar una planta solar fotovoltaica de 50MWp en la provincia de Sevilla, España. En este trabajo, se aborda todo el proceso, desde la captación de la energía solar mediante paneles solares hasta la conexión a la red eléctrica.

## *1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN*

En España, desde 2019 se ha observado un aumento considerable en la generación de energía fotovoltaica y solar térmica. Ya en 2020, se registró un aumento de generación solar de 37,5% con respecto al año anterior. Además, según la Ree, durante este año 2020, se ha batido el máximo de producción solar fotovoltaica a nivel diario, en concreto el viernes 21 de junio de 2020 registrando un valor de 67.654 MW/h.

En el siguiente gráfico se observa lo comentado previamente: el cambio drástico ocurrido en 2019 y el continuo aumento a partir de entonces. En el año 2021, tiene lugar un aumento del 29,9% de la producción de generación solar con respecto a 2020.



*Gráfico 1. Evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica en España (Fuente: Ree)*

A nivel internacional, las declaraciones de IRENA sitúan a la energía solar fotovoltaica como líder en 2021 con 942 GW de energía acumulados. Asimismo, Rafael Benjumea, presidente de UNEF, declara que: “Es la tecnología que más se instala en el mundo. Se espera que a futuro estemos creciendo alrededor de los 200 GW anuales”. La tabla presentada debajo, muestra los diez países con mayor potencia fotovoltaica instalada de carácter anual, encabezados por China, con 54,9 GW, Estados Unidos y la Unión Europea.

Rank	País	Potencia Anual (GW)	Rank	País	Potencia Acumulada (GW)
1	China	54,9GW	1	China	308,5GW
2	USA	26,9GW	(2)	European Union*	178,7GW
(3)	European Union*	26,8GW	2	USA	123GW
3	India	13GW	3	Japan	78,2GW
4	Japan	6,5GW	4	India	60,4GW
5	Brazil	5,5GW	5	Germany	59,2GW
6	Germany	5,3GW	6	Australia	25,4GW
7	Spain	4,9GW	7	Italia	22,6GW
8	Australia	4,6GW	8	Korea	21,5GW
9	Korea	4,2GW	9	Spain	18,5GW
10	France	3,3 GW	10	Vietnam	17,4GW

*Imagen 2. Top 10 países con mayor potencia instalada fotovoltaica (GW) anual (izq.) y acumulada (dcha.) (Fuente: AIE, Programa PVPS)*

Actualmente, las últimas líneas de innovación y mejora están enfocadas en la fotovoltaica. Para ayudar a frenar el calentamiento global, la AIE propone el escenario NZE 2050 con el objetivo de reducir a cero las emisiones netas producidas para 2050. El siguiente gráfico expone el incremento que debe producirse en los diferentes tipos de energía para el año 2050. Se puede observar que las energías renovables son las que aumentarían en mayor medida, alcanzando los 130 exajulios. Las razones de ello se encuentran en la exponencial demanda de electricidad global entre 2020 y 2050, que se verá incrementada en un 80%. Dentro de las energías renovables, la eólica y la solar experimentarían el mayor aumento al ser las menos costosas.

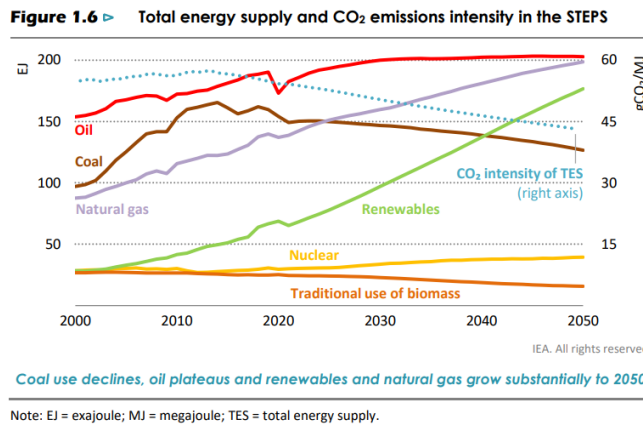


Gráfico 2. Energía total suministrada y la intensidad de emisiones de CO<sub>2</sub> (Fuente: IEA)

Asimismo, como se puede apreciar en el segundo gráfico, más del 85% de la energía renovable que hay que generar para 2050 se producirá en las economías en desarrollo.

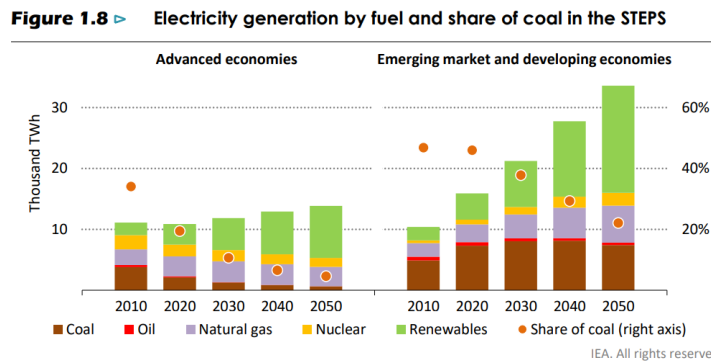


Gráfico 3. Electricidad generada por combustible y porcentaje de carbón de 2010 a 2050. (Fuente: IEA)

Por otro lado, con el objetivo de alcanzar las cero emisiones netas para 2050, la REE recoge un plan por el que reducir un 55% las emisiones directas (alcance 1 y 2) y un 28% las de alcance 3 en 2030 con respecto a 2019. Para cumplir los objetivos, está llevando a cabo medidas como el Centro de control de energías renovables (Cecre), una herramienta tecnológica cuya función es identificar riesgos y anticipar comportamientos de las energías renovables.

Además de la fotovoltaica, existen otras tecnologías que buscan ayudar a frenar el cambio climático. Entre ellas, se encuentran:

- Vehículos eléctricos: sus motores hacen uso de energía eléctrica, que además acumulan en sus baterías recargables.
- Iluminación LED: una alternativa a las bombillas convencionales que producen grandes cantidades de dióxido de carbono y que, por tanto, resultan ser altamente tóxicas. Por el contrario, las bombillas LED son ecológicas y más baratas.
- Producción de energía nuclear: las centrales nucleares, a diferencia de las térmicas convencionales, obtienen la energía sin perjudicar la atmósfera y sin emitir gases de efecto invernadero.

### ***1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO***

Los objetivos del proyecto son los siguientes:

- Selección del emplazamiento y estudio del recurso solar
- Elección de los equipos y tecnología
- Diseño conceptual de la instalación
- Estudio de la viabilidad económica
- Análisis del impacto medioambiental

#### **1.3.1 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO Y ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR**

La elección de la ubicación de la planta solar fotovoltaica es fundamental para optimizar el rendimiento y minimizar los costes. Para ello, se compararán posibles alternativas de

emplazamientos y, entre ellas, se elegirá la mejor en base a la radiación global directa y difusa, la temperatura media, la velocidad media del viento, la pendiente de la zona y la distancia a la subestación más cercana.

### **1.3.2 ELECCIÓN DE LOS EQUIPOS Y TECNOLOGÍA**

Con la ayuda del programa PVSyst, se realizarán simulaciones para escoger la tecnología que más se adecúa a la planta, el ratio de la planta y su producción. A partir de ello, se elegirán los modelos y fabricantes de paneles solares se deberían instalar, así como los seguidores solares, inversores y transformadores.

### **1.3.3 DISEÑO CONCEPTUAL DE LA INSTALACIÓN**

A partir de lo anterior, se realizará el diseño conceptual de la instalación

### **1.3.4 ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA**

Se calcularán los costes de operación, de mantenimiento y de la energía que se generará, además de la rentabilidad del proyecto. De esta manera, se conocerá si la planta es viable económicamente.

### **1.3.5 ANÁLISIS DEL IMPACTO MEDIOAMBIENTAL**

El emplazamiento escogido deberá estar fuera de áreas naturales protegidas y contar con fácil acceso.

## ***1.4 METODOLOGÍA Y PLAN DE TRABAJO***

En primer lugar, se realizará un estudio exhaustivo de la ubicación del emplazamiento, teniendo en cuenta factores como la radiación, la temperatura, la planitud del terreno o la proximidad a una subestación eléctrica. Para la medición de la radiación, se compararán diferentes fuentes -Meteonorm, Nasa, PVGIS y NREL- y posteriormente se elegirá la más fiable. Una vez seleccionado el mejor emplazamiento posible, se simularán diferentes escenarios con distintos fabricantes de paneles solares, inversores y seguidores con ayuda

del programa PVSYST. Para elegir los fabricantes más adecuados, se tendrá en cuenta tanto la potencia producida por la planta solar como su coste. A continuación, se realizará un diseño del emplazamiento teniendo en cuenta elementos como las carreteras para los camiones, la subestación que elevará la tensión y el vallado del emplazamiento. Por último, se realizará un estudio de viabilidad económica para determinar si la planta es económicamente rentable.

## **2. LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

### **2.1 LA ENERGÍA SOLAR**

Para conseguir cumplir el, mencionado anteriormente, escenario NZE 2050 propuesto por la AIE y, de esta manera, combatir el cambio climático, las energías renovables se han convertido en un recurso imprescindible. El motivo principal se debe a que se obtienen de fuentes inagotables y naturales como son el sol, el agua o el viento. Permitiendo así reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuir a la independencia energética.

Existen diferentes tipos de energías renovables tales como la solar, la eólica o la hidráulica. En este proyecto se va a profundizar en la energía solar, la cual se basa en aprovechar la radiación electromagnética procedente del sol. Dentro de su núcleo se producen reacciones nucleares de fusión, formadas por átomos de hidrógeno que chocan a alta velocidad liberando energía y radiación.

Dentro de la energía solar, se encuentran 3 tipos: la energía solar pasiva, la térmica y la fotovoltaica. Estas dos últimas se clasifican dentro de la energía solar activa.

Por un lado, la energía solar pasiva es aquella que aprovecha la energía del sol y no se transforma en otra energía. Se utiliza principalmente para calentar viviendas.

Por otro lado, la energía solar activa es aquella que transforma la energía que procede del sol en otra energía. Como se ha comentado, dentro de esta, se encuentran la energía térmica y la fotovoltaica. La energía solar térmica transforma la radiación solar en calor a través de unos colectores en viviendas o de centrales térmicas en terrenos. La radiación absorbida tanto por los colectores como por las centrales térmicas calienta el agua que será utilizada para calefacción o agua caliente. La energía solar fotovoltaica consiste en transformar la radiación solar en electricidad a través de paneles solares formados por células de silicio. Asimismo, la fotovoltaica utiliza tecnología modular lo que permite que

los paneles se puedan utilizar para autoconsumo o para gran consumo. En autoconsumo los paneles solares se encuentran situados encima de edificios para proporcionarles electricidad y en gran consumo, los paneles solares están en grandes esplanadas y proporcionan electricidad a la red eléctrica.

Como se ha comentado previamente, la energía renovable solar utiliza la radiación del sol. Esta relación entre energía y radiación solar se ve explicada por la siguiente fórmula:

$$E_a = \frac{G_a(\alpha, \beta) * P_p * \eta}{G_{CEM}}$$

*Ecuación 1. Energía anual estimada*

Donde:

- $E_a$ : Energía Anual estimada en kWh
- $G_a$ : Radiación Global que incide sobre el panel solar.
- $P_p$ : Potencia pico de los módulos en kW
- $\eta$ : Rendimiento (suele estar alrededor de un 80 %)
- $G_{CEM}$ : Radiación Global en condiciones Estándares de Medida ( $G_{CEM}=1 \text{ kW/m}^2$ )

Además, se pueden encontrar otros 3 tipos de radiación solar según como llega esta a los paneles:

- Radiación directa: la radiación que procede directamente del sol.
- Radiación reflejada: la radiación que proviene del sol, pero que choca con objetos antes de llegar a los paneles solares. El porcentaje de radiación reflejada que llega a la tierra se denomina albedo.
- Radiación difusa: la radiación que proviene del sol y se dispersa en las nubes.

A continuación, se presenta una imagen que muestra los tres tipos de radiación.

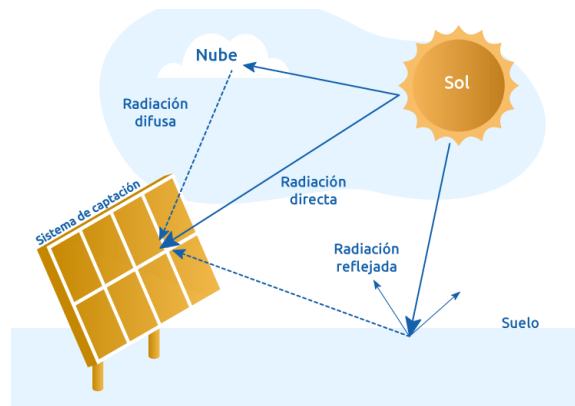


Imagen 3. Tipos de radiación (Fuente: CFE)

La radiación global es la suma de estas tres radiaciones, pero dado que la radiación reflejada suele despreciarse, suele ser la suma de la radiación difusa y la directa.

Por otro lado, se encuentran la irradiancia o intensidad radiante y la irradiancia solar. La irradiancia es la radiación que incide en la superficie de la tierra en una unidad de tiempo y la irradiancia solar es la total acumulada que incide en la superficie.

## 2.2 OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR

En la energía solar fotovoltaica, la irradiancia es clave para optimizar y maximizar la electricidad generada por los paneles solares. Dado que la posición del sol cambia a lo largo del día, para rentabilizar al máximo el recurso solar, son necesarias una correcta orientación e inclinación de los paneles.

Cuando los rayos del sol inciden sobre la placa solar, se denomina  $\alpha$  al ángulo que forma el rayo con el eje vertical y  $h$  al que forma el rayo del sol con el suelo (eje horizontal). Para obtener la mayor cantidad de radiación, las placas deben estar inclinadas de manera que sean perpendiculares a los rayos solares.

En cuanto a la orientación de los paneles, es necesario tener en cuenta el Azimut  $A$ , es decir, el ángulo de giro del sol obtenido de la proyección sobre un plano horizontal y tomando como origen el sur geográfico. De tal manera, si las placas se encuentran situadas

en el hemisferio sur deberán estar orientadas al norte y viceversa, si se encuentran en el hemisferio norte deberán orientarse al sur.

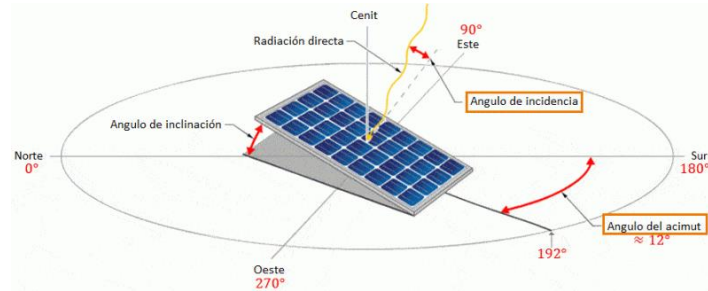


Imagen 4. Representación orientación e inclinación de un panel solar. (Fuente: Hydronik)

### 2.3 PRINCIPALES EQUIPOS DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

A continuación, se presenta una imagen que representa los equipos fundamentales en una planta solar fotovoltaica. En primer lugar, es vital una correcta y eficaz elección del emplazamiento para así maximizar la electricidad generada y minimizar los costes. Los elementos principales de una planta solar FV son:

- **Paneles solares:** captan la radiación solar y generarán electricidad continua.
- **Los seguidores:** a un eje sostienen y orientan los módulos fotovoltaicos para minimizar el ángulo de incidencia entre la radiación solar incidente y el módulo a lo largo del todo el día.
- **Caja de protección o stringbox:** son cajas de conexión cuya función es proteger y permitir la conexión de las cadenas/strings. Se conectan varias cajas de strings en paralelo para que coincida con el número de entradas que tiene el inversor y así, concentrarlas todas en un circuito de salida. Así mismo, estas se instalan con un fusible por string para proteger cada serie y después de estas se instalan descargadores de sobretensión de DC y un interruptor de DC.
- **Inversores:** transforman la corriente eléctrica continua en alterna.

- **Transformadores:** se utilizan para pasar de baja a media tensión.
- **Subestación de potencia:** para que la corriente pueda ser utilizada por la red, es necesario aumentar su tensión a la requerida por la red.

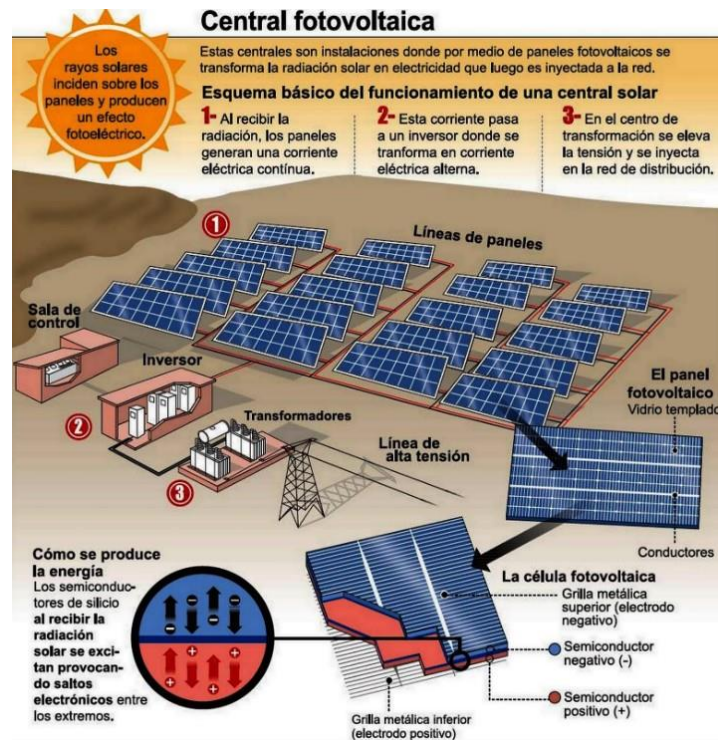


Imagen 5. Principales equipos de una planta solar fotovoltaica (Fuente: Grupo Labore)

## 2.4 EL PANEL FOTOVOLTAICO

Los paneles solares fotovoltaicos son dispositivos formados por conjuntos de células conectadas en serie o en paralelo. Estas células están construidas a partir de materiales semiconductores y se comportan como diodos, de manera que la parte expuesta a la radiación del sol es la N y la otra es la P, creando una unión P-N. La radiación solar que incide en los paneles provoca que los electrones dentro de estos semiconductores se exciten y creen una diferencia de potencial. Esta genera un flujo de electrones fotogenerados que provoca una diferencia de potencial en la célula, apareciendo así corriente eléctrica por esta.

Los parámetros principales de una célula solar son la corriente de iluminación, la corriente de oscuridad, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. La corriente de iluminación ( $I_L$ ) es la corriente que se crea una vez la radiación del sol llega a los paneles. Esta será más grande cuanto mayor sea la irradiancia. La corriente de oscuridad ( $I_D$ ) es aquella que se produce en el semiconductor por la recombinación de portadores que origina la tensión requerida para suministrar energía a la carga. Por otro lado, la tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ) es característica del material de la célula y representa la máxima tensión que puede alcanzarse en circuito abierto. Y, por último, la corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) es la máxima corriente que se puede obtener en cortocircuito.

Al conectarse una célula a una carga y cuando esta recibe radiación, se obtendrá una tensión máxima ( $V_m$ ) y una intensidad máxima ( $I_m$ ) que serán inferiores a  $V_{OC}$  y a  $I_{SC}$ . La potencia máxima ( $P_m$ ) que entrega la célula a la carga viene dada por el producto de  $V_m$  e  $I_m$ . Además, a partir de esta potencia, se puede obtener el factor forma (FF), que representa, para condiciones normales de funcionamiento, la relación entre la potencia máxima y la teórica. Se expresa de la siguiente manera:

$$FF = \frac{P_m}{V_{OC} * I_{SC}}$$

*Ecuación 2. Factor de forma de un panel fotovoltaico*

El factor de forma suele tener valores alrededor de 0,7 y su valor máximo es 1. Cuanto más próximo a 1 sea, la potencia máxima se acercará más al valor de potencia máxima de la célula y, por tanto, esta será mejor.

La eficiencia de la célula es la cantidad de la energía captada por esta que se transforma en electricidad bajo condiciones normales de iluminación. La ecuación de la eficiencia viene expresada según la siguiente fórmula:

$$\eta = \frac{P_m}{G * A_c}$$

*Ecuación 3. Eficiencia de una célula solar*

Siendo:

- $P_m$ : Potencia máxima ( $P_m = V_m \cdot I_m$ )
- $G$ : Irradiancia ( $G = 1000 \text{ W/m}^2$ )
- $A_c$ : Área de la célula ( $\text{m}^2$ )

La eficiencia viene limitada por una serie de pérdidas, que se detallan a continuación.

- Pérdidas por reflexión parcial: se deben a las características físicas del material de las células, en concreto a la rugosidad y los recubrimientos antirreflejantes que llevan. Estas se fabrican de manera que las pérdidas se restringen en torno a un 10%, o un 30% en el caso de superficies planas.

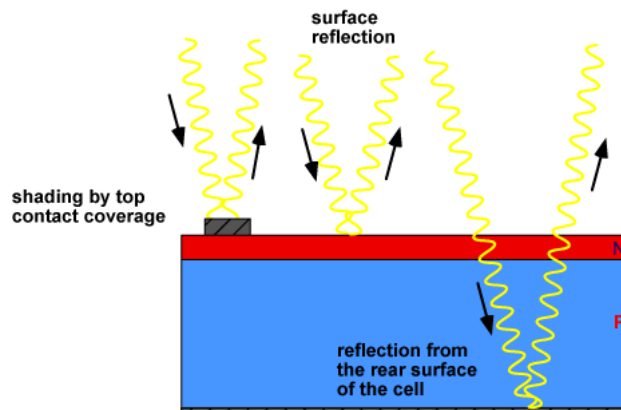


Imagen 6. Pérdidas por reflexión parcial de una célula solar (Fuente: PVEducation)

- Capacidad de absorción del material: como se ha mencionado anteriormente, las células están formadas por materiales semiconductores. Estos tienen una energía a partir de la cual se liberan electrones de sus átomos. Tal energía corresponderá a fotones de una específica banda de frecuencias, o también denominada GAP. Es necesario que la energía con la que llegan los fotones a la célula sea igual al GAP del material y así, de esta manera, se generará un par electrón hueco que, a causa del campo eléctrico formado por la unión p-n, se generará corriente por la célula. Alrededor del 50% de la energía que entra a la célula se desaprovecha debido a que esta no se equivale al GAP del material, ya sea porque es mayor y entonces, se desaprovecha o porque es menor y se pierde.

- Pérdidas por recombinación: estas ocurren en el interior de la célula y dependen de la estructura de la célula, de manera que, si la estructura es más cristalina, como en el caso de los paneles semicristalinos, las pérdidas serán menores (en torno a un 15%). En cambio, si la estructura es imperfecta como ocurre con los paneles policristalinos, las pérdidas serán mayores, alrededor del 25%.
- Pérdidas por contactos eléctricos: Esto se debe a la necesidad de dotar a la célula de contactos que permitan el paso de la electricidad, lo que provoca que una parte de la célula quede cubierta, reduciéndose aproximadamente un 8%. Además, estos conductores sufren un calentamiento adicional del 2-3% debido al efecto Joule.

La siguiente imagen representa el funcionamiento de un panel solar fotovoltaico.

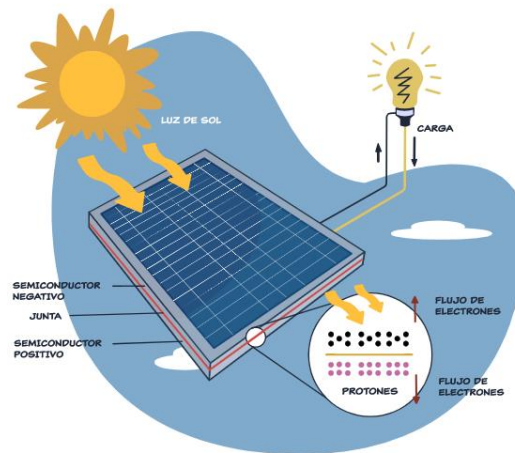


Imagen 7. El panel fotovoltaico (Fuente: Activa)

El funcionamiento de una célula solar fotovoltaica se determina mediante la curva tensión intensidad que se expone en la figura 5. Esta depende fundamentalmente de la irradiancia y la temperatura.

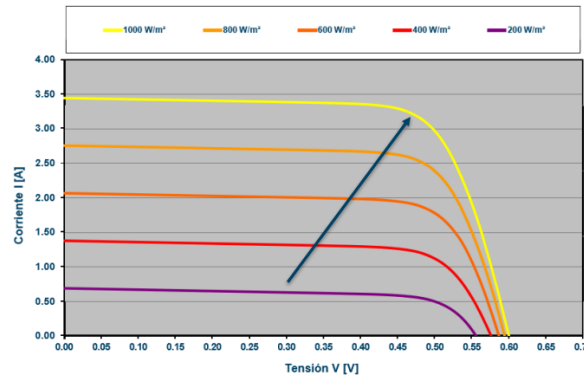


Imagen 8. Curva Característica de una célula fotovoltaica (Fuente: Consuelo Alonso Alonso)

Como se ha comentado anteriormente, es necesario que la planta fotovoltaica esté situada en una zona con alta irradiancia ya que cuanto mayor sea esta, mayor será la potencia generada por la célula. Esto se debe a que la intensidad de la radiación es proporcional a la corriente fotogenerada por el panel.

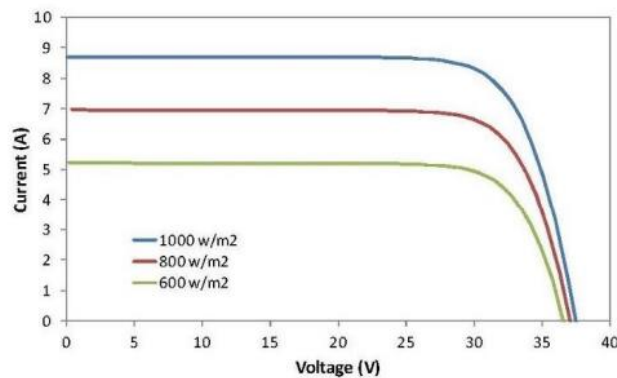


Imagen 9. Curva Característica – dependencia con la irradiancia (Fuente: Energetika)

En la imagen anterior, se observa lo comentado, a mayor irradiancia, mayor es la intensidad y, por ende, mayor será la potencia generada.

Por otro lado, la temperatura también es un factor clave de las células solares. En este caso, ocurre lo contrario que con la irradiancia, es decir, a mayor temperatura, menor será la potencia suministrada por la célula. Esto se debe principalmente a la reducción de la tensión en circuito abierto. Sin embargo, esta temperatura de la célula no se trata de la

temperatura ambiente. La variación de temperatura de una célula solar en comparación con la del ambiente viene determinada por las características propias de esta y la configuración del panel. En general, se puede considerar como una aproximación válida la siguiente fórmula:

$$\Delta t = 0,034 * I - 4$$

*Ecuación 4. Variación de temperatura de una célula solar*

Además, por lo general, una célula solar suele funcionar a una temperatura de 20° más que la temperatura ambiente. Esta temperatura de trabajo se puede calcular según la siguiente fórmula:

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

*Ecuación 5. Temperatura de trabajo de una célula solar*

Donde:

- $T_c$ : Temperatura de la célula (°C)
- $T_a$ : Temperatura ambiente (°C)
- $G$ : Irradiancia solar ( $w/m^2$ )
- $T_{TONC}$ : Temperatura del fabricante (°C)

Para apoyar lo mencionado anteriormente, se presenta la curva característica en función de la temperatura. Se puede observar que cuanto más alta es la temperatura, menor será la tensión provocando que la potencia generada disminuya.

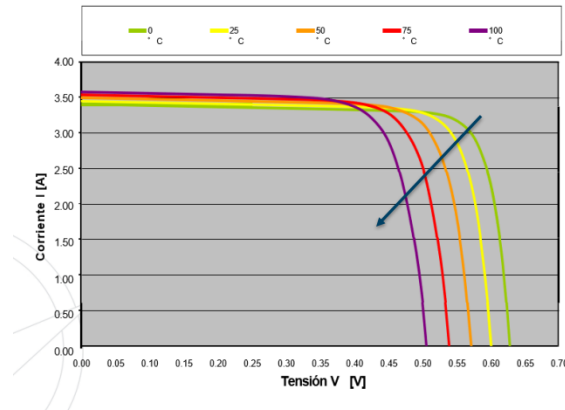


Imagen 10. Curva característica – dependencia de la temperatura (Fuente: Consuelo Alonso Alonso)

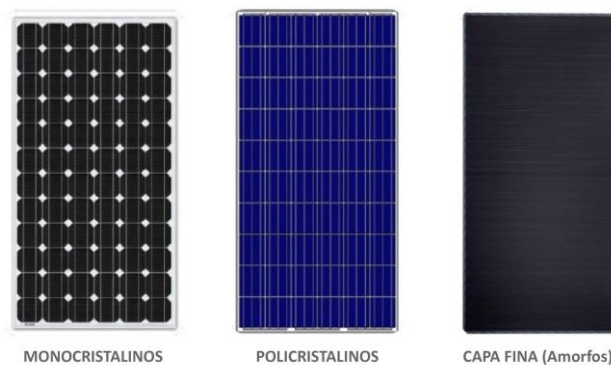
## 2.4.1 TIPOS DE PANELES

Los paneles solares están principalmente fabricados a partir de variaciones de silicio. A continuación, se explican los diferentes tipos de paneles.

- **Monocristalino de silicio:** están formados por células de un solo cristal orientadas en la misma dirección. Tienen un color gris oscuro y una vida útil de hasta 25 años. Además, su eficiencia es de alrededor un 20%, mayor que la del resto de paneles ya que están fabricados a partir de silicio puro. Esta alta eficiencia implica que el coste de estos paneles sea elevado, pero a su vez que la energía producida sea mayor. Es necesario tener en cuenta que, si el panel está obstruido por sombras, el circuito completo puede fallar.
- **Policristalino de silicio:** paneles de color azul oscuro formados por la unión de células policristalinas rectangulares. A diferencia del anterior está fabricado a partir de silicio con impurezas lo que conlleva que sea menos eficiente (en torno al 16%) y, por tanto, más barato.
- **Capa fina:** Dependiendo del tipo de material utilizado, se pueden dar diferentes paneles de capa fina. La fabricación es distinta a las anteriores, ya que se trata de una lámina cortada, siendo este procesado más sencillo y barato. En consecuencia,

su eficiencia es la más baja, sin embargo, tienen un aspecto homogéneo y son muy flexibles, pudiendo adaptarse a cualquier tipo de aplicación. Es por ello por lo que cada vez se emplean más estos tipos de paneles solares en las viviendas. Además, su rendimiento no se suele alterar por las temperaturas altas o por el sombreado.

En la siguiente imagen, se pueden observar las claras diferencias estéticas existentes entre los diferentes tipos de paneles. En primer lugar, como se ha comentado previamente, el color de las placas. Así mismo, se puede apreciar que las células de los paneles monocristalinos son circulares con las esquinas quitadas mientras que las células de los policristalinos son rectangulares.



*Imagen 11. Tipos de paneles solares (Fuente: Ecofener)*

Por otro lado, podemos encontrar paneles solares monofaciales o bifaciales. Los paneles monofaciales captan la radiación solar por la cara expuesta, mientras que los bifaciales absorben la radiación solar por las dos caras del panel. Por tanto, los paneles monofaciales solo tienen células fotovoltaicas en la cara superior y los bifaciales las tienen en las dos caras, de manera que la cara exterior capta la radiación del sol y la inferior, la radiación reflejada. Esto les permite a los paneles bifaciales captar más radiación y, en consecuencia, generar hasta un 30% más de potencia que los monofaciales.

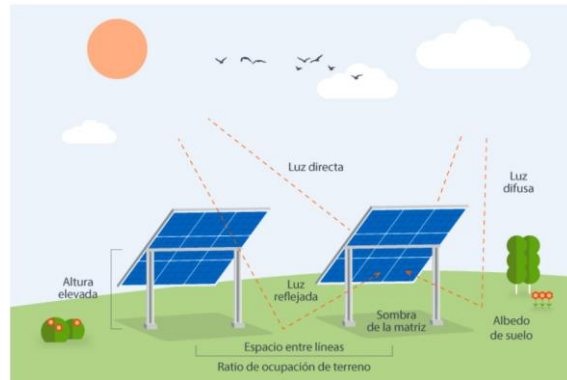


Imagen 12. Funcionamiento de las placas bifaciales. (Fuente: Iberdrola)

### 2.4.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE

Es necesario que los paneles solares estén instalados sobre estructuras de soporte estables, rígidas y duraderas para que sean capaces de soportar condiciones meteorológicas desfavorables, como vientos de más de 150 km/h. Se pueden encontrar dos tipos de estructuras. Por un lado, las estructuras fijas que, como su nombre indica, son estructuras que no se mueven. Se suelen colocar en el suelo, en la pared, en un poste o en un tejado. Para grandes instalaciones, se utilizan filas de módulos colocadas en el suelo con una distancia razonable entre ellas para que ninguna proyecte sombra sobre otra. Para calcular esta distancia ( $d$ ), se tendrá en cuenta que esta debe ser mayor o igual al producto de  $h$  y  $k$ , siendo  $k$  un factor adimensional. Además, esta distancia debe garantizar un mínimo de 4 de horas de sol en el mediodía del solsticio en invierno. En la siguiente imagen se muestra el significado de  $d$  y  $h$ .



Imagen 13. Distancia entre paneles. (Fuente: Consuelo Alonso Alonso)

Las estructuras móviles, por el otro lado, están compuestas por *trackers* –sistemas de seguimiento solar– que permiten que el panel se encuentre en la mayor perpendicularidad posible a los rayos solares durante todo el día y capte así, más radiación. Es por ello por lo que estos sistemas son particularmente eficaces en zonas con cielos despejados. Además, los *trackers* pueden ser en un eje o en dos. En el primero de estos, los paneles giran en torno a ejes horizontales, verticales o inclinados. Con el eje horizontal, el panel rota de este a oeste, con el vertical o azimutal, de norte a sur y con el inclinado o eje polar, en torno a un eje inclinado orientado al sur. En cambio, en los seguidores a dos ejes, el panel gira alrededor de dos ejes a la vez, uno horizontal y otro vertical, produciendo así entre un 15% y un 40% más de electricidad que los de un eje.

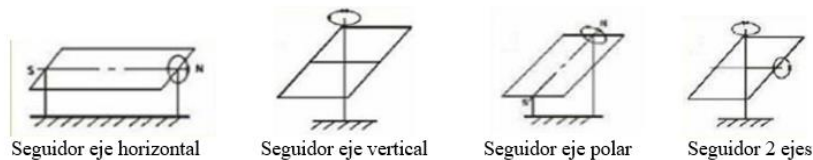


Imagen 14. Tipos de seguidores (Fuente: Consuelo Alonso Alonso)

## 2.5 INVERSOR

El inversor se encarga de convertir la electricidad en corriente continua, generada por los paneles, a alterna para que la red la pueda utilizar. En aras de realizar esta conversión, el inversor mantiene la tensión de salida a la misma frecuencia y amplitud que la red, intentando parecerse a la onda senoidal lo máximo posible. Así mismo, el inversor busca extraer la máxima potencia, la cual depende de la irradiancia y la temperatura. Para ello, tiene incorporado un dispositivo electrónico denominado seguidor del punto de máxima potencia que varía la tensión de entrada del inversor con el fin de maximizar la potencia generada.

En cuanto a las características técnicas del inversor, las más relevantes son la potencia nominal, las tensiones de entrada máxima y mínima y el tipo de conexión. La potencia nominal es la potencia máxima a la salida del inversor, el voltaje máximo es la tensión en circuito abierto cuando la temperatura es la mínima, el voltaje mínimo es la tensión cuando

los módulos están fuertemente calientes y el tipo de conexión puede ser monofásica o trifásica.

Además, existen diferentes tipos de inversores según su función, eficiencia y potencia:

- Inversor central: ideal para instalaciones de gran consumo debido a su enorme capacidad. Como se muestra en la imagen, toda la instalación está controlada por un inversor mediante cajas de protección. Además, las cadenas, conectadas en paralelo, están formadas por módulos en serie.

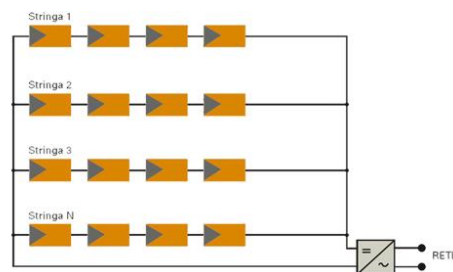


Imagen 15. Conexión del inversor central (Fuente: Aros)

1. Inversor *string*: se utiliza para pequeñas instalaciones que requieren una menor demanda de energía. Por tanto, para la finalidad del presente trabajo, carece de sentido utilizar inversores tipo *string*. En este caso, los paneles se conectan en serie creando cadenas y cada una de ellas se conecta a un inversor. El esquema es el siguiente:

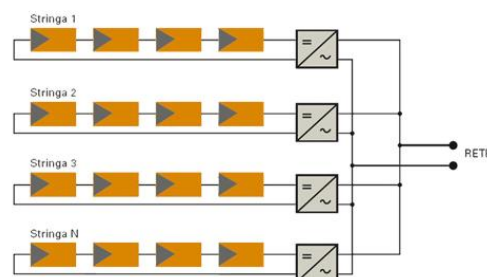


Imagen 16. Conexión del inversor string (Fuente: Aros)

## ***2.6 TRANSFORMADOR***

Una vez el inversor transforma la corriente eléctrica continua a alterna, el transformador se encarga de aumentar la baja tensión a media (20-33kV) para que pueda ser utilizada por la red.

Hoy en día, existen soluciones que combinan inversores y transformadores, conocidas como centrales eléctricas. Se suelen agrupar de 3 a 4 inversores de alta potencia alrededor de un transformador con celdas de corte y protección. Esto permite una distribución más eficiente de la energía generada, maximizando su uso y aprovechamiento.

### 3. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Como se ha mencionado en el apartado 1.3, a la hora de elegir el emplazamiento más idóneo, se han comparado distintos lugares donde instalar la planta solar fotovoltaica. Tras descartar varios por no cumplir los requisitos necesarios o no ser considerados como óptimos, se ha escogido el emplazamiento de 50MWp (96,82 Ha) situado en la provincia de Alcalá de Guadaíra, en Sevilla, España. En el Documento II. Planos, “Localización de la planta”, se muestran imágenes del emplazamiento. Las características principales del emplazamiento son las siguientes:

<i>Características principales</i>	
<b>Coordenadas geométricas</b>	Latitud: 37, 286453° Longitud: -5, 810634°
<b>Polígono</b>	28
<b>Parcela</b>	17
<b>Área (Ha)</b>	96,82
<b>Altitud (m)</b>	45
<b>Pendiente media (%)</b>	-0,5 - 0,5
<b>Pendiente máxima (%)</b>	-1,8 – 2,2

Tabla 2. Características principales de la planta (Fuente: Google Earth Pro)

#### 3.1 DESCRIPCIÓN ELÉCTRICA

En la siguiente tabla se indican las características principales de las dos subestaciones eléctricas más cercanas al emplazamiento; Dos Hermanas a unos 8,5km y Don Rodrigo a unos 5,4km. Según expone el i-DE de Iberdrola (S.f.), ambas están saturadas, es decir, no tienen capacidad para abastecer la planta, sin embargo, se asumirá que, en un futuro, si la tendrán.

<i>Subestación Eléctrica</i>	<i>Distancia a la planta (Km)</i>	<i>Nivel de Potencia (MVA)</i>	<i>Nivel de Tensión (kV)</i>	<i>Margen de Capacidad</i>
<b>Dos Hermanas</b>	8,5	66	220/15	0
<b>Don Rodrigo</b>	5,4	150	400/220/66	0

*Tabla 3. Características principales de las subestaciones más cercanas a la planta (Fuente: Elaboración propia)*

Por tanto, dado que la subestación Don Rodrigo está más cerca de la planta solar fotovoltaica, se selecciona como punto de interconexión.

### **3.2 ASPECTO AMBIENTAL**

Para comprobar que la localización escogida para la planta fv está fuera de espacios naturales protegidos se ha utilizado la Red Natura 2000. Esta protege los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC), las Zonas de Especial Conservación (ZEC), y las Zonas de Especial Protección para las Aves silvestres (ZEPA). Según la Red Natura 2000, la zona natural protegida más cercana a la planta es el Brazo del Este, que se encuentra a unos 26 Km. Por ello, se puede afirmar que la planta no se encuentra cerca o en ningún espacio natural protegido. La Imagen muestra los espacios naturales protegidos más cercanos a la planta.



*Imagen 17. Espacios naturales próximos al emplazamiento (Fuente: Red Natura 2000)*

### **3.3 RADIACIÓN EN EL EMPLAZAMIENTO**

Igualmente, es importante tener en cuenta la radiación solar que recibe la planta, estudiando los niveles de radiación solar directa (GHI), radiación solar difusa (DHI), temperatura y velocidad del viento. Para ello, se han comparado diferentes fuentes, en concreto Meteonorm, Nasa, NREL y PVGIS, para así elegir la más fiable. Tras los resultados obtenidos, se ha decidido descartar NREL por tener valores mucho más altos que el resto. NASA y PVGIS tienen valores similares, pero dado que NASA tiene más precisión en Estados Unidos y PVGIS en Europa, finalmente se ha decidido utilizar los resultados obtenidos con PVGIS. Seguidamente, se presenta una tabla con los valores obtenidos de GHI, DHI, temperatura y velocidad del viento.

A continuación, se muestran diferentes gráficos que representan la radiación, temperatura y velocidad del viento en el emplazamiento.

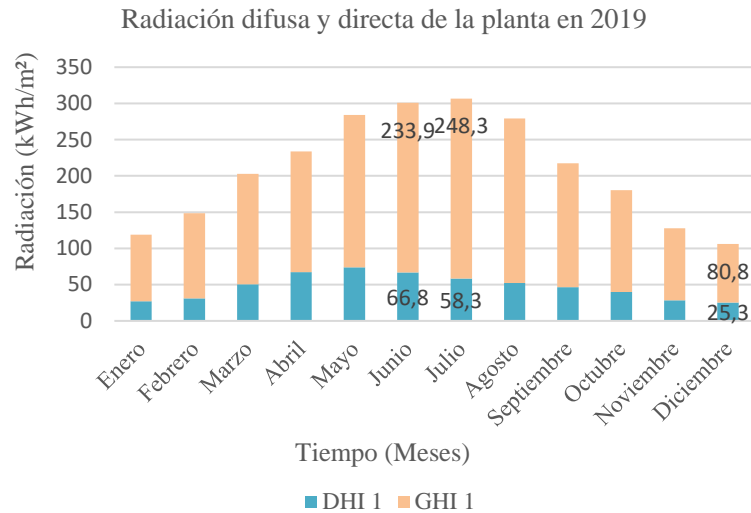


Gráfico 4. Radiación en el emplazamiento en 2019 (Fuente: Elaboración propia con datos de PVGIS)

En el gráfico anterior se puede observar que el mes en el que más radiación hay es en julio, donde se obtiene un valor ligeramente superior a 300 kWh/m<sup>2</sup>. Así mismo, los meses con menos radiación corresponden a enero y febrero.

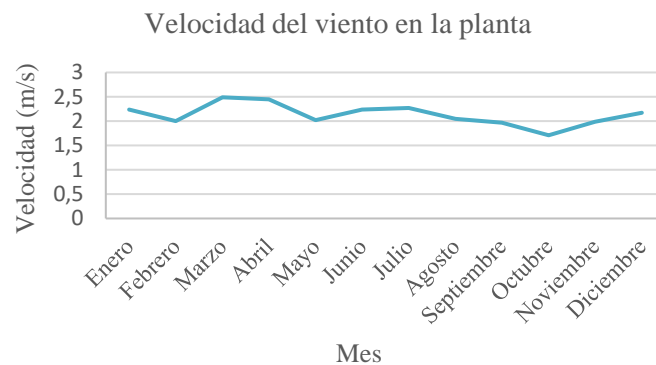


Gráfico 5. Velocidad del viento en el emplazamiento (Fuente: Elaboración propia con datos de Meteonorm).

Respecto a la velocidad del viento, según muestra la imagen anterior, es relativamente constante a lo largo del año, siendo la velocidad máxima en marzo-abril de 2,5 m/s y la mínima en octubre de 1,7m/s.

En cuanto a la temperatura en el emplazamiento, a diferencia de la radiación, el máximo se encuentra en agosto con casi los 30°. Se observa que las temperaturas son considerablemente altas-medias durante todo el año, siendo la temperatura más baja en enero. Además, según se observa en el Gráfico 7, la temperatura de Sevilla a lo largo de los últimos 12 años se ha mantenido considerablemente constante.

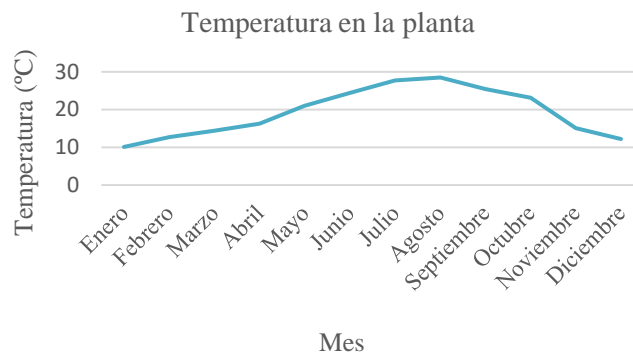


Gráfico 6. Temperatura en el emplazamiento en 2019. (Fuente: Elaboración propia con datos de PVGIS).

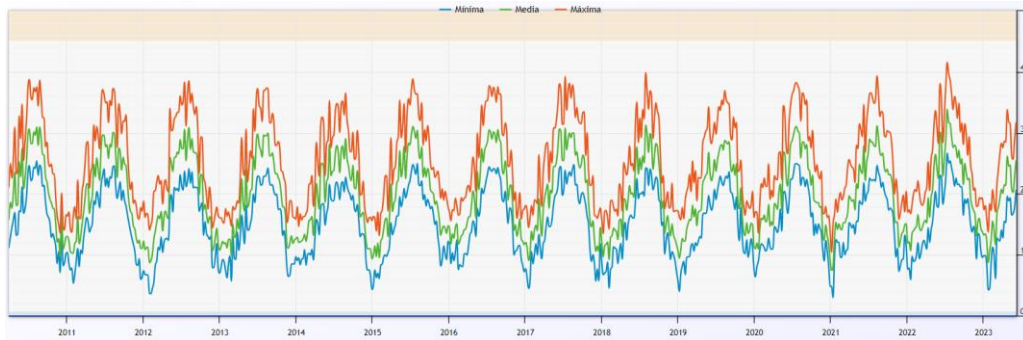


Gráfico 7. Temperatura media anual en Sevilla de 2011 a 2023. (Fuente: Tiempo en Sevilla)

### 3.4 ACCESIBILIDAD

Además, se presenta la siguiente imagen que, como se puede observar, muestra el emplazamiento con los ríos, carreteras y caminos más próximos a este, las líneas de tensión más cercanas y la subestación eléctrica a la cual se entregará la energía producida.



Imagen 18. Mapa topográfico del emplazamiento (Fuente: Elaboración propia)

Se puede observar lo siguiente:

- Varios caminos cerca.
- Carretera más cercana: A-360, a una distancia de aproximadamente 2km.
- Arroyos cerca de la planta, pero ninguno la cruza.
- Zona no urbanizable.
- Zona no inundable a 3 Km de la zona inundable más cercana.

## **4. SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES**

La generación de electricidad óptima en una planta solar fotovoltaica requiere un estudio riguroso que permita seleccionar la mejor combinación de los equipos. Tal y como se ha mencionado en el apartado 2.3, los principales elementos de una planta son los paneles solares, los inversores, los seguidores solares y los transformadores. El estudio, llevado a cabo con el programa PVSYST, se centra en comparar varias marcas y modelos de estos equipos para determinar cuáles ofrecen la máxima producción de potencia.

PVSYST fue creado en Ginebra por el físico, André Mermoud y el ingeniero eléctrico, Michel Viloz. Actualmente, es considerado como el mejor software existente en el sector de la fotovoltaica ya que permite simular y analizar instalaciones fotovoltaicas a partir de datos meteorológicos, niveles de radiación de la zona y otras características.

### **4.1 LOS PANELES SOLARES**

En cuanto a los fabricantes de los paneles solares, han sido tres los escogidos a comparar, Canadian Solar, Longi y Trina, siendo todos ellos paneles monocristalinos. Además, para Canadian Solar y Trina se han escogido paneles bifaciales y para Longi uno monofacial y otro bifacial. Se ha decidido comparar estos tres fabricantes de paneles ya que los tres pertenecen a la lista tier 1 proporcionada por Bloomberg New Energy Finance Corporation (BNEF) (2020), basada en la credibilidad bancaria y/o la estabilidad financiera de las empresas. Además, los tres son considerados de los mejores fabricantes a nivel mundial. Por tanto, a la hora de escogerlos, se ha tenido en cuenta tanto la estabilidad económica del fabricante como su reconocimiento.

A continuación, se representa una tabla con los tres tipos de fabricantes de paneles junto con sus modelos y sus características principales.

PANELES	Canadian Solar	Longi	Longi	Trina
Modelo	CS7N-690TB-AG	LR5-72HH-555M	LR5-72HBD-555M	TSM-DEG21C-20-665WP
Tecnología	Bifacial Monocristalino	Monofacial Monocristalino	Bifacial Monocristalino	Bifacial Monocristalino
Potencia Pico (MWp)	690	555	555	665

Tabla 4. Fabricantes de paneles solares y sus características (Fuente: Elaboración propia)

## 4.2 LOS INVERSORES

Respecto a los inversores, las marcas planteadas son Power Electronics, SMA y Siemens Gamesa. La siguiente imagen muestra el mercado de fabricantes de inversores solares, un informe, realizado por Wood Mackenzie en 2019. Se puede observar que Sungrow es considerada como la segunda mejor marca de inversores en 2019, seguido por SMA y Power Electronics.

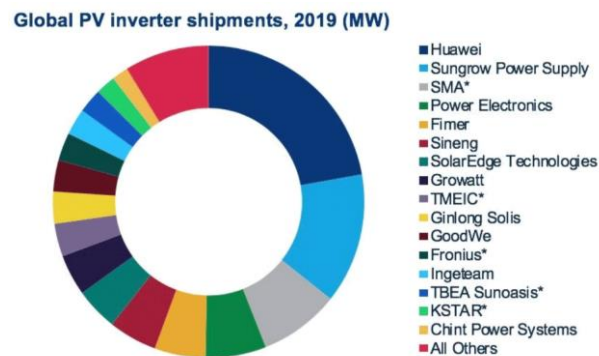


Imagen 15. Mercado de los inversores solares de 2019 (Fuente: Wood Mackenzie)

Power Electronics es el “primer fabricante de inversores solares para plantas fotovoltaicas y líder mundial en almacenamiento energético.” Fue fundada en 1987 con la fabricación del primer arrancador en España y, en 2011, fue la primera empresa en lanzar un inversor central. SMA, fundada en 1981 en Alemania, tiene presencia en 20 países y ha recibido numerosos premios a lo largo de los años. Por último, Sungrow, fundada en China en 1997 por Cao Renxian, ofrece tanto inversores para grandes instalaciones como para

autoconsumo. Así mismo, en 2021, fue considerada como la empresa número 1 del ranking ESG 500 de China.

La siguiente tabla muestra las marcas de inversores mencionadas anteriormente junto con los inversores seleccionados de cada una y sus características.

<i>INVERSORES</i>	<i>Power Electronics</i>	<i>SMA</i>	<i>Sungrow</i>
<b>Modelo</b>	FS3510K	Sunny Central 4000 UP	SG3125HV-20
<b>Potencia Nominal (30°/50°) (kVA)</b>	3630/3510	4000/3600	3437/3125
<b>Rango de tensión MPP (V)</b>	934-1310	880 -1325	875-1300
<b>Tensión máxima de entrada (V)</b>	1500	1500	1500
<b>Tensión de salida (V)</b>	660	600	600
<b>Eficiencia máxima (%)</b>	98,9	89,6	98,7

Tabla 5. Fabricantes de inversores solares y sus características (Fuente: Elaboración propia)

### 4.3 SIMULACIONES

Antes de realizar las combinaciones entre los diferentes paneles solares e inversores, es necesario especificar el número de inversores y de strings. Para elegir el número de inversores, en primer lugar, se ha calculado cuantos son necesarios según la siguiente fórmula.

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{Pn_p}{P_i}$$

Ecuación 6. Cálculo de número de inversores

Donde:

- $P_{pp}$ : Potencia nominal de la planta (Wp)
- $P_i$ : Potencia del inversor (W)

El número de strings se computa en base a la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ strings} = \frac{N^{\circ} \text{ paneles en la planta}}{N^{\circ} \text{ de módulos en serie}} = \frac{\text{Potencia pico planta}}{\frac{\text{Potencia pico del panel}}{N^{\circ} \text{ de módulos en serie}}}$$

Ecuación 7. Cálculo de número de cadenas

Además, el ratio se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Ratio (\%)} = \frac{\text{Potencia pico (} W_p \text{)}}{\text{Potencia nominal (} W \text{)}} * 100$$

Ecuación 8. Cálculo de ratio potencia pico-potencia nominal

A continuación, se ha disminuido el número de inversores, para así reducir el coste lo máximo posible, hasta obtener unas pérdidas del inversor de como mucho 2%. Se observa que, a medida que disminuye el número de inversores, el ratio aumenta.

Tras un par de simulaciones, se ha elegido utilizar **12 inversores** para la planta solar ya que, si se eligen 11, las pérdidas serían excesivamente altas.

<i>Inversor: Power Electronics    Panel: Canadian Solar Bifacial Monocristalino</i>								
	Potencia nominal (MW)	Potencia pico (MW)	Ratio	Nº inversores	Nº strings	Producción año 1 (MWh/año)	Rendimiento Inversor (%)	Pérdidas del inversor sobre P <sub>N</sub> (%)
<b>Variantes</b>	50,82	51,01	1	14	2640	113892	-1,36	0
	47,19	51,01	1,08	13	2640	113892	-1,38	0
	43,56	51,01	<b>1,17</b>	<b>12</b>	2640	113664	-1,41	-0,18
	39,93	51,01	1,27	11	2640	111273	-1,40	<b>-2,29</b>

Tabla 6. Elección del número de inversores (Fuente: Elaboración propia)

Para la distancia entre seguidores, se ha escogido aquella que equilibra producción y coste. A mayor distancia entre seguidores mayor es la producción, pero, además, mayor es el coste y la superficie requerida para la planta. Según se muestra en la tabla las pérdidas por sombreados cuando los seguidores están a una distancia de 8 y 10 metros son altas, en cambio, cuando esta es de 12 metros, las pérdidas disminuyen, generando así más potencia. Si la distancia es de 14 metros, aumenta la potencia generada y disminuyen las pérdidas, pero también disminuye el GCR y se incrementan los costes. Por tanto, se ha escogido una

distancia entre seguidores de 12 metros ya que se considera que se encuentra en un punto intermedio entre coste y producción.

Distancia entre seguidores (m)	GCR (%)	Superficie Paneles (Ha)	Superficie Planta (Ha)	Pérdidas Sombreados (%)	Producción año 1 (MWh/año)
8	59,9	22,96	38,92	-1,67	104523
10	47,9	22,96	47,93	-1,77	110097
12	39,9	22,96	57,54	-1,73	113664
14	34,2	22,96	67,13	-1,67	116012

Tabla 7. Elección de la distancia entre seguidores (Fuente: Elaboración propia)

Continuando con los seguidores, para el presente trabajo, se utilizará un seguidor de eje horizontal, con rastreo de norte a sur. Y, una vez la distancia entre seguidores y el número de inversores son conocidos, se estudiará el tipo de seguidor a utilizar, 1V o 2V. Para ello, se han realizado dos simulaciones, una con seguidores de una fila vertical a una distancia de 6 metros entre cada uno y otra con seguidores de dos filas verticales con una distancia de 12 metros entre cada uno; distancia elegida previamente. Los seguidores 1V requieren menos espacio, pero a su vez provocan más sombra que los 2V. Esto se ve reflejado en la tabla 6 que muestra como la producción en el año 1 y el GCR (Ground Coverage Ratio) son mayores para los inversores 2V que 1V. En consecuencia, se escogerán seguidores 2V con una distancia de 12 metros entre ellos.

Distancia entre seguidores (m)	Ratio	GCR (%)	Superficie Paneles (Ha)	Superficie Planta (Ha)	Pérdidas Sombreados (%)	Producción año 1 (MWh/año)
12 (2V)	1,17	39,9	22,96	57,54	-1,73	113664
6 (1V)	1,17	39,7	22,96	57,83	-1,75	113636

Tabla 8. Características de seguidores 1V y 2V (Fuente: Elaboración propia)

Seguidamente, se han llevado a cabo numerosas combinaciones entre los diferentes fabricantes y modelos de paneles solares e inversores para dar con la conexión que más potencia produce. Se puede observar en la tabla 9 que, las tres combinaciones con la producción más alta tienen el mismo fabricante de inversor, SMA. Sin embargo, se ha

decidido escoger la combinación Canadian Solar + Power Electronics, puesto que, a pesar de producir menos, la empresa Power Electronics facilita un transformador que se alinea en perfección con los requerimientos del inversor escogido. De esta manera, se facilita la integración y compatibilidad entre los componentes del sistema, optimizando su rendimiento y garantizando un funcionamiento eficiente.

Panel	Inversor	Potencia nominal (MW)	Potencia pico (MWp)	Ratio	Nº inversores	Nº strings	Producción año 1 (MWh/año)	Rendimiento Inversor (%)	Pérdidas del inversor sobre P <sub>N</sub> (%)
CS	PE	43,56	51,01	1,17	12	2640	113664	-1,42	-0,14
Trina	PE	43,56	50,96	1,17	12	2737	112238	-1,37	-0,06
LongiM	PE	43,56	50,95	1,17	12	3531	110168	-1,37	0,00
LongiB	PE	43,56	50,95	1,17	12	3531	112433	-1,38	-0,08
CS	SMA	48,000	56,16	1,17	12	2907	124775	-1,65	-0,15
Trina	SMA	48,00	56,15	1,17	12	3127	123414	-1,56	-0,05
LongiM	SMA	48,00	56,15	1,17	12	3891	121050	-1,60	0,00
LongiB	SMA	48,00	56,15	1,17	12	3891	123545	-1,61	-0,06
CS	Sungrow	37,50	43,86	1,17	12	2192	98330	-1,05	0,00
Trina	Sungrow	37,50	43,86	1,17	12	2443	97113	-1,05	0,00
LongiM	Sungrow	37,50	43,87	1,17	12	3040	95243	-1,06	0,00
LongiB	Sungrow	37,50	43,87	1,17	12	3040	97281	-1,05	0,00

Tabla 9. Combinaciones de fabricantes de paneles e inversores (Fuente: Elaboración propia)

Donde:

- LongiM: Paneles monofaciales del fabricante Longi
- LongiB: Paneles bifaciales del fabricante Longi

#### 4.4 LOS SEGUIDORES SOLARES

Como se ha comentado anteriormente, en este trabajo se van a utilizar 12 seguidores solares 2V y se mantendrá una distancia de 12 metros entre ellos. A continuación, se comparan dos fabricantes de seguidores solares, Soltec y Nextracker. Estos han sido elegidos puesto que, además de ser considerados de los mejores en su sector, ambos trabajan con Canadian Solar, el panel solar escogido.

Soltec es una empresa española, especialista en seguidores solares, que está presente en todo el mundo. Así mismo, actualmente es el tercer proveedor mundial de seguidores. Por otro lado, Nextracker es líder en la tecnología del seguimiento solar por su diseño, ingeniería e innovación de software.

Se ha decidido escoger del fabricante Soltec, el seguidor **SF8 Single Axis Tracker** puesto que ofrece más variedad de configuración de los paneles y mayor rango de seguimiento. Así mismo, se elige la configuración 2x84 dado que con esta se pueden agrupar 3 cadenas de 28 paneles.

<i>SEGUIDORES</i>	<i>Soltec</i>	<i>Nextracker</i>
<b>Modelo</b>	SF8 Single Axis Tracker	NX Gemini
<b>Tecnología</b>	1 eje	1 eje
<b>Rango de seguimiento</b>	±60°	±50°
<b>Configuración</b>	2x56, 2x58, 2x60, 2x84, 2x87, 2x90 2V 120 módulos	

Tabla 10. Fabricantes de seguidores solares y sus características. (Fuente: Elaboración propia)

## 4.5 EL TRANSFORMADOR

El transformador escogido para pasar de baja a media tensión es el que ofrece el mismo fabricante que el inversor seleccionado, es decir, de Power Electronics. El modelo es el **MV Skid Compact**, su nivel de tensión es 660V/30kV y su potencia nominal 3630 kVA.

## 5. PRODUCCIÓN DE LA PLANTA CON PVSYST

### 5.1 RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Una vez se conocen los fabricantes de los equipos principales de la planta solar fotovoltaica, PVsyst genera un informe que se adjunta en el Anexo III que incluye información como la producción total generada, las pérdidas que sufre debido a factores meteorológicos o al diseño de esta o el PR. Este último, el Performance Ratio, permite evaluar si la instalación solar es efectiva. Expresa la relación del rendimiento real con respecto al teórico, de manera que indica la cantidad de energía disponible para dar a la red después de retirar todas las pérdidas que sufre la instalación y el consumo que esta necesita.

En el caso de la planta solar fotovoltaica, se obtiene un PR del 85,74%.

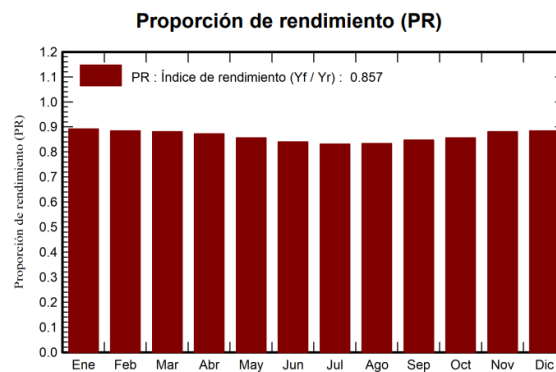


Imagen 16. Performance Ratio de la planta solar fotovoltaica (Fuente: PVsyst)

Las pérdidas que afectan a dicho rendimiento son las explicadas a continuación.

#### 5.1.1 PÉRDIDAS DE MISMATCH

También conocidas como pérdidas por desacoplamiento. Ocurren cuando se conectan módulos fotovoltaicos ligeramente distintos para crear un grupo de generación solar. Se

debe a que, tanto si los módulos se conectan en serie como en paralelo, si sus corrientes, para los conectados en serie, o tensiones para los conectados en paralelo, son distintas, entonces la corriente/tensión total vendrá limitada por la menor. En consecuencia, la potencia total generada será menor (o la misma) que la suma de la potencia que genera cada módulo por separado.

Estas pérdidas pueden ser disminuidas con una correcta instalación de los paneles solares de acuerdo con su potencia o añadiendo diodos bypass.

### **5.1.2 PÉRDIDAS LID**

La Degradación Inducida por la Luz es una pérdida de potencia y eficiencia fotovoltaica que se produce en las células de silicio cristalino de los paneles solares en los primeros meses de contacto con el sol. Se debe a una reacción del boro, contenido en la célula de silicio, con otros elementos químicos, fundamentalmente el oxígeno, pero también el hierro o el cobre, perjudicando así las propiedades de las células. Así mismo, reducen la potencia de los paneles monocristalinos en un 1,5%.

La degradación inducida por la luz es también conocida como la degradación inducida por la luz ultravioleta (UVID).

### **5.1.3 PÉRDIDAS POR SUCIEDAD**

Una limpieza adecuada de los paneles solares es necesaria para reducir las pérdidas causadas por la suciedad. Estas pérdidas, como el polvo o nieve, reducen el rendimiento de los paneles en torno a un 10%, lo que influye negativamente en la producción total generada.

### **5.1.4 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA**

Previamente se ha comentado el impacto negativo existente entre las altas temperaturas y los paneles solares.

Según la ficha técnica del panel escogido, concretamente el modelo CS7N-690TB-AG de Canadian Solar, el coeficiente de temperatura de potencia máxima es  $0,3\%/^{\circ}\text{C}$ , y como se ha mostrado en el apartado 3, la temperatura media en el emplazamiento es de  $19,2^{\circ}\text{C}$ . Por tanto, la pérdida por temperatura deberá estar en torno al  $5,76\%$ .

### **5.1.5 PÉRDIDAS EN EL CABLEADO ELÉCTRICO**

La energía que genera la planta, que es transformada por el inversor a corriente alterna y que después es transportada a la red, sufre pérdidas debido a las caídas de tensión que se producen cuando una determinada corriente circula por el cableado eléctrico. Estas se pueden disminuir con una correcta elección y dimensionamiento de la sección, el tipo y el material del cableado.

### **5.1.6 PÉRDIDAS POR SOMBREADO CERCANO**

Estas pérdidas se deben a objetos cercanos a la instalación que generan sombra. En el emplazamiento escogido, al oeste se encuentra un conjunto de arbustos que provocarían sombreado cercano. Es por ello por lo que, los paneles solares se colocarán a una determinada distancia de estos para que no les generen sombra. Además, los propios paneles provocan sombra entre ellos. Para disminuirla, la distancia entre seguidores será de 12m.

### **5.1.7 PÉRDIDAS POR SOMBREADO LEJANO**

Estas pérdidas son las provocadas por el relieve del terreno de la instalación. Puesto que, a la hora de escoger el emplazamiento, se prestó especial atención a que la inclinación del suelo fuese de como máximo un  $2,5\%$ , las pérdidas por sombreado lejano de la instalación solar son en todo momento nulas.

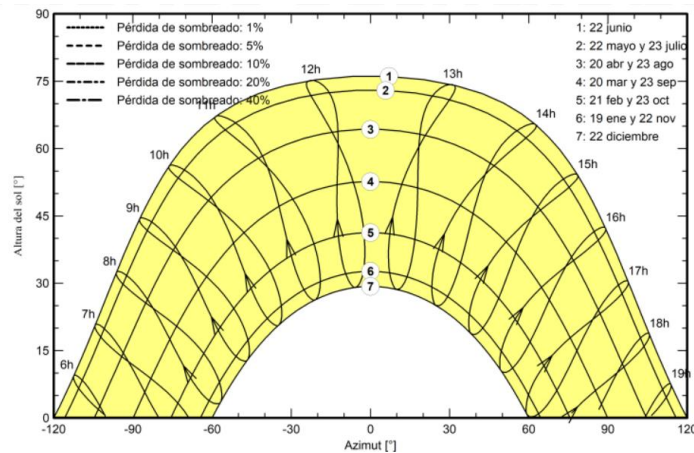


Imagen 17. Dibujo lineal de horizonte en el emplazamiento (Fuente: PVGIS)

### 5.1.8 PÉRDIDAS ANGULARES Y ESPECTRALES

La potencia nominal del panel solar se especifica según unas condiciones de funcionamiento estándar (STC), que incluyen:

- Irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>
- Temperatura de célula de 25°
- Incidencia normal de luz solar

Sin embargo, en condiciones reales de funcionamiento, la irradiancia solar no suele ser constante y no incide perpendicularmente sobre la superficie del panel, produciéndose así pérdidas angulares.

### 5.1.9 PÉRDIDAS POR IRRADIANCIA

Estas pérdidas ocurren cuando la irradiancia que captan los paneles solares difiere de la establecida en condiciones de radiación estándar, 1000 W/m<sup>2</sup>. Como consecuencia, los paneles no consiguen llegar a su eficiencia máxima y producen pérdidas a la planta.

### 5.1.10 PÉRDIDAS EN LOS INVERSORES

El rendimiento de los inversores fotovoltaicos viene definido por su curva de rendimiento y depende tanto de las características de fabricación y de su diseño interno, como de la

presencia o no de un transformador de aislamiento galvánico en el equipo. Los valores típicos de eficiencia se encuentran en alrededor de un 95%.

Así mismo, es necesario tener en cuenta el ratio potencia pico-potencia nominal, puesto que al disminuir el número de inversores para reducir el coste, el ratio aumenta y, en consecuencia, las pérdidas también. Estas pérdidas representan una gran parte de las pérdidas de la instalación.

#### **5.1.11 PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR**

El transformador presenta dos tipos de pérdidas, las pérdidas en vacío, que corresponden a las pérdidas en hierro y las pérdidas por corriente, es decir, las pérdidas en cobre. En el caso del transformador de media tensión, las pérdidas en hierro suponen un 0,2% de la potencia nominal del transformador y las pérdidas en cobre suelen encontrarse en torno al 0,8%. Mientras que, en los transformadores de alta tensión, las pérdidas son menores, siendo las de hierro 0,1% y las de cobre 0,2%.

#### **5.1.12 PÉRDIDAS POR ENVEJECIMIENTO**

Con el paso de los años, los paneles se degradan y pierden eficiencia. Se estima que estas pérdidas son de un 0,4% al año.

#### **5.1.13 PÉRDIDAS POR INDISPONIBILIDAD**

Pérdidas debidas a la limpieza y mantenimiento de los módulos solares. En la práctica se producen averías o fallos en el funcionamiento de los equipos que obligan a repararlos y, por tanto, a parar elementos de la instalación, reduciendo la producción energética de esta. Suelen estar alrededor del 2%.

#### **5.1.14 PÉRDIDAS POR AUTOCONSUMO**

Como se ha comentado al inicio de este apartado, el rendimiento de la instalación también se ve afectado por las pérdidas de autoconsumo. Estas se producen por el funcionamiento

de la planta que consume energía, generando pérdidas que se encuentran alrededor del 0,4%.

El diagrama de Sankey, mostrado en la siguiente imagen, muestra las pérdidas que se dan en la planta con su valor, además de la energía final producida por la instalación.

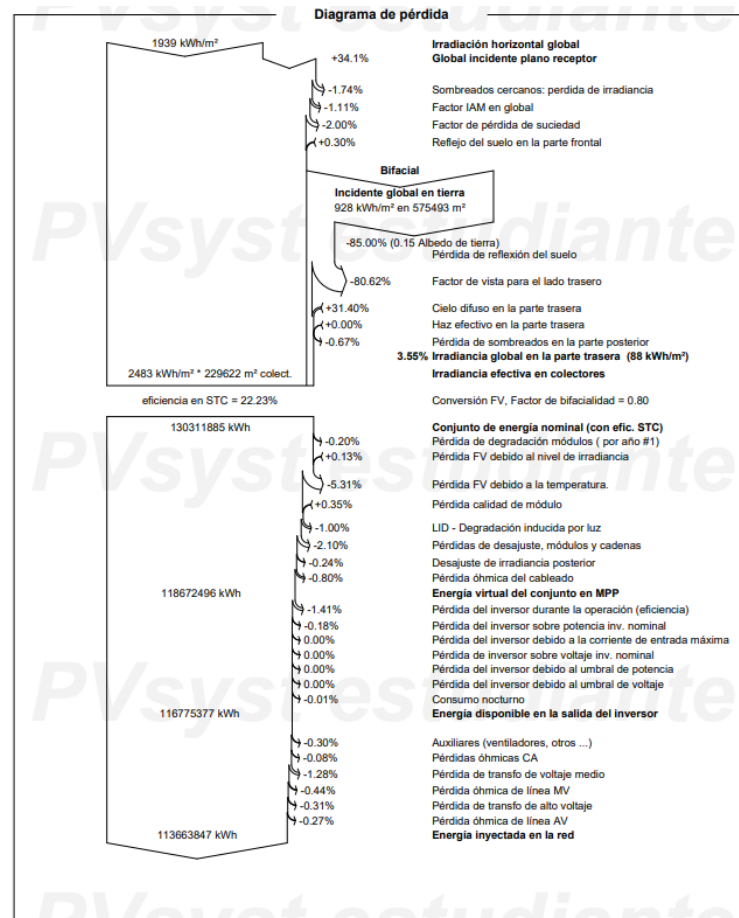


Imagen 18. Diagrama de Sankey de la instalación (Fuente: PVSyst)

## 5.2 ENERGÍA PRODUCIDA

A continuación, se presentan una tabla y un gráfico que representan la energía que la planta solar entrega a la red en todos los años de su vida útil. A esta energía se le aplican las pérdidas de operación y mantenimiento (2%) comentadas anteriormente y que no se habían

tenido en cuenta hasta el momento. Se puede observar que, a lo largo de los 30 años la planta va produciendo menos energía, siendo la producción media de 104.200,41 MWh/año.

Es necesario conocer la cantidad de energía producida en todos los años de funcionamiento de la planta para estudiar la viabilidad económica de la presente instalación. Esta se llevará a cabo más adelante en el proyecto.

Año	Producción (MWh/año)	Horas Equiv. (kWh/kWp)	Factor de capacidad	Año	Producción (MWh/año)	Horas Equiv. (kWh/kWp)	Factor de capacidad
1	111.386,80	2.183,84	24,93%	16	103.952,60	2.038,09	23,27%
2	111.003,70	2.176,33	24,84%	17	103.448,95	2.028,21	23,15%
3	110.500,05	2.166,46	24,73%	18	102.945,30	2.018,34	23,04%
4	109.996,40	2.156,58	24,62%	19	102.441,65	2.008,46	22,93%
5	109.492,75	2.146,71	24,51%	20	101.938,00	1.998,59	22,81%
6	108.989,10	2.136,83	24,39%	21	101.434,35	1.988,71	22,70%
7	108.485,45	2.126,96	24,28%	22	100.930,70	1.978,84	22,59%
8	107.981,80	2.117,08	24,17%	23	100.427,05	1.968,96	22,48%
9	107.478,15	2.107,21	24,05%	24	99.923,40	1.959,09	22,36%
10	106.974,50	2.097,33	23,94%	25	99.419,75	1.949,22	22,25%
11	106.470,85	2.087,46	23,83%	26	98.916,10	1.939,34	22,14%
12	105.967,20	2.077,58	23,72%	27	98.412,45	1.929,47	22,03%
13	105.463,55	2.067,71	23,60%	28	97.908,80	1.919,59	21,91%
14	104.959,90	2.057,84	23,49%	29	97.405,15	1.909,72	21,80%
15	104.456,25	2.047,96	23,38%	30	96.901,50	1.899,84	21,69%
<b>Media</b>	<b>104.200,41</b>	<b>2.042,94</b>	<b>23,32%</b>				

Tabla 11. Producción de energía de la planta a lo largo de 30 años (Fuente: Elaboración propia)

### Energía a red a lo largo de los años

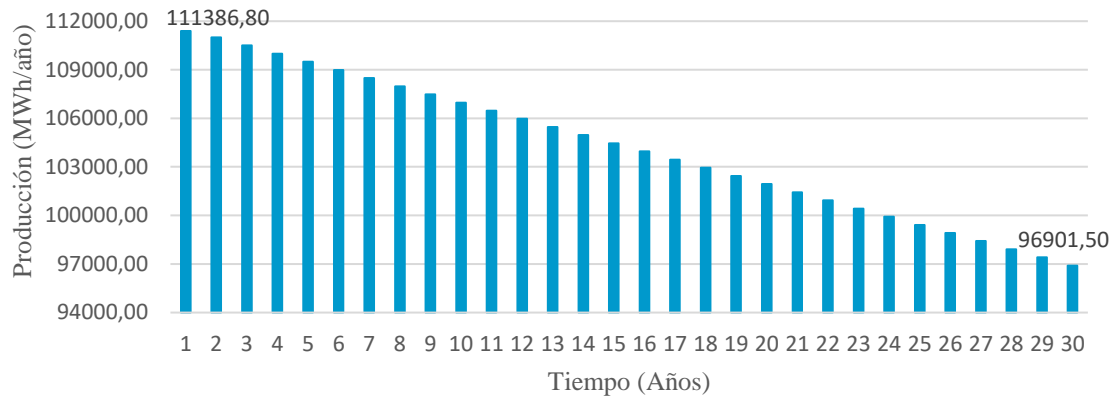


Gráfico 8. Energía producida a lo largo de los años (Fuente: Elaboración propia)

## 5.3 CONCLUSIONES

Como resumen de lo comentado en los apartados anteriores sobre los resultados obtenidos con el programa PVSyst, se presenta una lista con los elementos principales a tener en cuenta para la instalación de la planta:

#### Panel solar

- Modelo: CS7N-690TB-AG de Canadian Solar de 690 W
- Número de paneles solares: 73.920

#### Power Station

- Modelo Inversor: FS 3510K de Power Electronics de 3,510 MW
- Número de power stations: 12
- Número de cadenas: 2.640
- Número de cadenas por caja de cadenas: 220
- Número de paneles por cadena: 28
- Número de caja de cadenas por inversor: 13 (12 cajas de 18 cadenas y 1 caja de 4 cadenas)

#### Seguidores:

- Modelo: SF8 Single Axis Tracker de Soltec
- Distancia entre seguidores: 12m
- Configuración: 2x84
- Número de cadenas por seguidor: 6

Potencia Nominal de la instalación: 43,56 MW

Potencia Pico de la instalación: 51,05 MW

Ratio: 1,17

Producción de energía en el año 1: 113.664 MWh/año  
PR: 85,74%

## 6. DISEÑO ELÉCTRICO

Una instalación fotovoltaica se puede dividir en dos partes, por un lado, la de corriente continua, compuesta principalmente por los paneles solares y por los inversores agrupados por cajas de continua. Y, por el otro lado, la de corriente alterna, formada por el transformador de potencia y la subestación eléctrica. Aunque también se puede dividir en baja y alta tensión, siendo baja tensión la zona que va desde los paneles solares hasta los transformadores y la de alta la que va desde los transformadores hasta la red.

En ambas, para conectar los diferentes elementos, es necesario el uso de cables eléctricos que tienen que cumplir una serie de requisitos que se explicarán en este apartado. Todos los conductores escogidos son de la empresa española y líder mundial en la Industria del cableado eléctrico y Telecomunicaciones, Prysmian.

Para llevar a cabo el dimensionamiento y la conexión de los cables, como muestra la Imagen 19, que presenta la guía para instalar una planta solar fotovoltaica por Prysmian, se ha dividido la instalación en 5 tramos, en función del tipo de corriente y de tensión. Los tramos son:

Cableado de corriente continua y baja tensión

- Tramo 1: Paneles solares – Caja de continua. El cableado irá fijado en la estructura/bandejas.
- Tramo 2: Caja de continua – Inversores. El cableado irá enterrado en zanja.

Cableado de corriente alterna y baja tensión

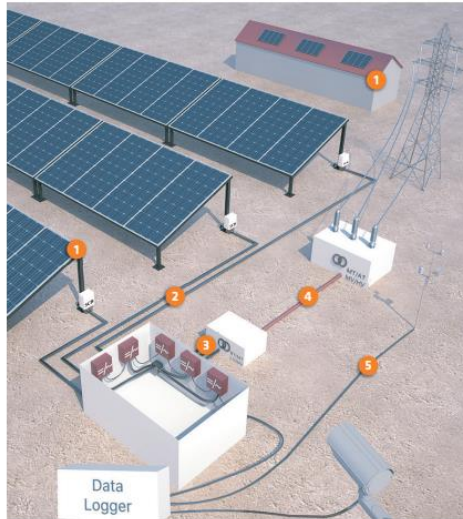
- Tramo 3: Inversores – Transformadores BT/MT. El cableado irá enterrado en zanja.

Cableado de corriente alterna y media tensión

- Tramo 4: Transformadores BT/MT – Cabinas de MT. El cableado irá enterrado en zanjas.
- Tramo 5: Cabinas de MT – Subestación. El cableado irá enterrado en zanjas.

**Guía de instalación solar fotovoltaica**

Las soluciones fotovoltaicas de Prysmian han sido diseñadas para soportar las condiciones ambientales más exigentes, ya sean instalaciones fijas (parques solares), o móviles, paneles fotovoltaicos sobre tejado o integrados en edificios.



Prysmian Group

Prysmian Draka

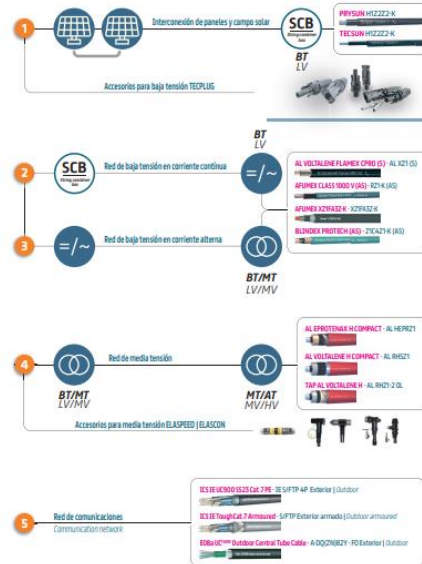


Imagen 19. Guía de instalación solar fotovoltaica (Fuente: Prysmian)

El cableado para cada tramo se ha calculado con el fin de hacer mínimas las distancias y secciones del cable, según IC60502-2. Para ello, se han considerado 3 criterios, la caída de tensión, la corriente máxima admisible y la intensidad de cortocircuito. A continuación, se explica cada uno de los criterios en detalle según la reglamentación de la REBT de España.

- **Criterio de la intensidad máxima admisible.**

La temperatura del conductor del cable, funcionando a plena carga y permanentemente, deberá ser en todo momento inferior a la temperatura máxima admisible que tengan los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

Las características principales a tener en cuenta para el cálculo del factor de corrección de intensidad máxima son:

- Temperatura máxima del aire
- Temperatura del aire
- Temperatura del suelo
- Instalación de cables en paralelo
- Resistividad del terreno

- Tipo de instalación
- **Criterio de la caída de tensión.**

Cuando la corriente se transporta a través de los conductores de los cables, genera pérdidas de potencia y, en consecuencia, provoca una caída de tensión. El correcto dimensionamiento del cableado debe garantizar una caída de tensión inferior a 1,5%.

- **Criterio de la intensidad de cortocircuito.**

En caso de cortocircuito o sobreintensidad, la temperatura del conductor no debe ser superior que la temperatura máxima permitida de corta duración (se considerará un tiempo de 0,5s). Este criterio solo se tendrá en cuenta en media o alta tensión ya que en baja no es tan determinante.

En el Anexo II, se detallan los cálculos llevados a cabo para obtener las secciones de los cables de los tramos. La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos a partir de los criterios mencionados anteriormente junto con las características principales del cableado escogido para cada tramo.

<i>Diseño del cableado</i>					
<b>TRAMO</b>	<b>Disposición</b>	<b>Sección (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Material</b>	<b>Aislamiento</b>	<b>Tensión (kV)</b>
1. Módulo FV - Caja de continua	Al aire	6	Cu	XLPE	1/1
2. Caja de continua - Inversor	Enterrado en zanja	240	Al	XLPE	0,6/1
3. Inversor – Transformador	Enterrado en zanja	50	Al	XLPE	18/30
4. Transformador - Cabina MT	Enterrado en zanja	35	Al	XLPE	18/30
5. Cabina de MT - Red	Enterrado en zanja	400	Al	XLPE	18/30

*Tabla 12. Diseño del cableado (Fuente: Elaboración propia)*

## **6.1 PROTECCIÓN DE SOBRETENSIONES Y SOBREINTENSIDADES**

Para evitar sobretensiones y sobreintensidades en la instalación FV, se llevarán a cabo una serie de medidas, entre las que se encuentran:

- Para las sobreintensidades:

El apartado 7.1 Protección contra sobreintensidades del ITC-LAT 06 declara: “Las líneas deberán estar debidamente protegidas contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos que puedan originar las sobreintensidades susceptibles de producirse en la instalación, cuando éstas puedan dar lugar a averías y daños en las citadas instalaciones”.

En primer lugar, todo el emplazamiento estará rodeado de una valla con el fin de evitar posibles problemas por el contacto directo con la planta.

Por otro lado, las cajas de cadenas irán equipadas con fusibles de 12 A y seccionadores de corte que permitirán que la instalación esté protegida en caso de sobrecarga.

- Para las sobretensiones:

Según el apartado 7.2 Protección contra sobretensiones de ITC-LAT 06 “Los cables deberán protegerse contra las sobretensiones peligrosas, tanto de origen interno como de origen atmosférico”. Para ello, se instalará un sistema de puesta a tierra.

Para el lado de corriente alterna, como se puede observar en la imagen 20, el inversor a su salida tiene una serie de dispositivos de protección que protegen en caso de sobretensión o sobreintensidad.

PROTECTIONS		
	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2

*Imagen 20. Dispositivos de protección del inversor (Fuente: Power Electronics)*

### **6.1.2 PUESTA A TIERRA**

La puesta a tierra consiste en una unión metálica entre ciertos elementos metálicos de la instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Los componentes principales de una puesta a tierra son el electrodo, las líneas y los puntos de puesta a tierra y las líneas de enlace.

En el anexo II se especifican los cálculos realizados. A continuación, se presentan los resultados obtenidos:

- El sistema de puesta a tierra para la zona 1, formada por los módulos y el inversor, estará compuesta por un electrodo de 4 picas de 4 metros dispuestas en horizontal y un cable de cobre desnudo de sección  $14 \text{ mm}^2$  situado a 0,5 metros de profundidad.
- En la zona 2, formada por los centros de transformación y la subestación transformadora, habrá dos sistemas de puesta a tierra, el de protección y el de servicio. Para esta zona, se ha escogido un electrodo de 8 picas de 2 metros sitadas en hilera y separadas entre ellas 3 metros. Estarán unidas por un conductor horizontal de cobre de sección  $50 \text{ mm}^2$ .

### **6.1.3 CABINAS DE MEDIA TENSIÓN**

Las cabinas de media tensión tienen la función de proteger a los transformadores y unir las unidades de generación. Existen dos tipos de celdas de protección, las modulares y las compactas. En este trabajo se van a utilizar las celdas modulares ya que, a pesar de ser más caras, no se necesitan sustituir completamente en caso de avería. Como fabricante de estas cabinas se escoge a Schneider Electronic y el modelo elegido es SM6-36. Las características principales de este son:

- Tensión: 36 kV
- Intensidad: 630 A
- Intensidad de cortocircuito: 16 A

- Dispositivos de control, de supervisión y de protección:
  - Contiene un interruptor fijo que utiliza tecnología de corte SF6, un disyuntor y un interruptor de fusible
  - Relés Sepam
  - Una gama diseñada con la mirada puesta en el control a distancia
  - Indicador de paso erróneo Flair

Así mismo, las cabinas también se pueden distinguir en dos tipos:

- Cabina de remonte: protección y salida (1P + 0L)
- El resto:
  - Entrada, protección y salida (1L + 1P + 0L)
  - 2 entradas, protección y salida (2L + 1P + 0L)

El número de cabinas de media tensión se escoge en función del número de transformadores que hay, pues es a lo que van conectadas. Como hay 12 transformadores, habrá 12 celdas de MT. En concreto, la primera de ellas será una cabina de remonte, es decir, 1P + 0L y los 11 restantes serán del tipo 1L + 1P + 0L. Estarán conectadas en serie y la última de ellas estará unida al punto de conexión de la red.

## ***6.2 SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA***

Para que la instalación pueda entregar la energía a la red, es necesario elevar la tensión de media a alta, que es en la que opera la red. Para ello, se hará uso de una subestación eléctrica que subirá la tensión de 30 a 66kV.

La subestación transformadora estará situada dentro de la parcela lo más cerca posible de la línea de red para disminuir la cantidad de cable necesaria.

### 6.3 ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN

El esquema unifilar de la instalación se presenta en el Documento II. Planos “Plano unifilar” y el simplificado es:

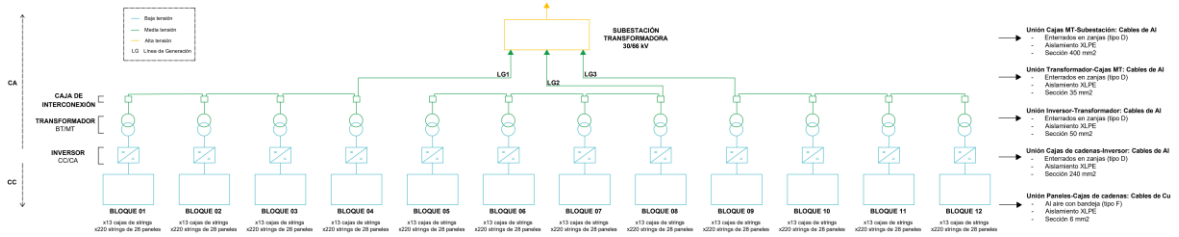


Imagen 21. Esquema de la instalación (Fuente: Elaboración propia).

## **7. OBRA CIVIL**

Antes de instalar la planta solar fotovoltaica, es necesario llevar a cabo las siguientes operaciones de obra civil.

- Desbroce y explanación del terreno
- Vallado perimetral de las instalaciones
- Movimiento de tierras
- Excavación de zanjas para canalizaciones de cables eléctricos y comunicación
- Edificaciones previstas
- Drenajes
- Accesos y caminos

### ***7.1 DESBROCE Y EXPLANACIÓN DEL TERRENO***

A la hora de elegir el emplazamiento, se estudió su orografía y se obtuvieron unas pendientes máximas y mínimas considerablemente pequeñas y que no afectan a la estructura de seguimiento solar. Por ello, se realizará únicamente un desbroce del terreno de 30 cm.

### ***7.2 VALLADO PERIMETRAL***

Para evitar que personas no autorizadas a la planta, se vallará perimetralmente la planta. Así mismo, esta contará con una entrada que permitirá el acceso a la planta fotovoltaica de tanto personal como vehículos. Para que los vehículos de gran tamaño puedan entrar, se instalará un portón de 6 metros de ancho y 2 metros de alto. Y los pasos de los animales se tendrán en cuenta cada determinada distancia, tal y como se define en el Estudio de Impacto Ambiental.

### ***7.3 MOVIMIENTO DE TIERRAS***

Los centros de transformación estarán dispuestos sobre una estructura civil.

### ***7.4 EXCAVACIÓN DE ZANJAS***

Los cables utilizados para transportar la corriente serán de baja y media tensión. Así mismo, como se ha comentado anteriormente, estos estarán enterrados en zanjas y solamente aquellos que pasen por un camino estarán enterrados en tubos.

### ***7.5 DRENAJES***

Con el fin de evitar que el agua deteriore los caminos y la entrada a la planta fotovoltaica, se realizarán drenajes. Se pueden encontrar dos tipos de drenajes, los longitudinales y los transversales.

### ***7.6 ACCESOS Y CAMINOS***

La planta estará formada por una calzada de 7,2 metros y caminos de 4 metros. Por otro lado, la pendiente mínima longitudinal del terreno debe permitir que el agua se escurra con facilidad. Está tendrá un valor de alrededor 0,3-0,5%. Por último, según el Manual de diseño geométrico de carreteras, la sección transversal tendrá un bombeo mayor al 2%

## 8. ANÁLISIS AMBIENTAL

Ya se comentó en el apartado 1.2, la importancia sustituir las energías no renovables que hacen uso de los combustibles fósiles por las energías renovables para frenar el cambio climático y reducir los gases de efecto invernadero. Para producir energía, los combustibles fósiles se someten a combustión, en la que se liberan gases como el benzopireno, el dióxido de carbono, el óxido de azufre, el óxido de nitrógeno o el monóxido de carbono. En consecuencia, se dan efectos como la lluvia ácida, el aumento de la emisión de gases de efecto invernadero y del calentamiento global. El siguiente gráfico muestra las emisiones de gases de efecto invernadero en España desde 2012 a 2021. Además, en 2020 se dio el pico más bajo de emisiones de CO<sub>2</sub>, donde el 66,9% de la electricidad generada provenía de energías renovables y las emisiones derivadas de la generación de electricidad se redujeron en un 27,3% respecto al año anterior.

Emisiones de CO<sub>2</sub> en España de 2012 a 2021

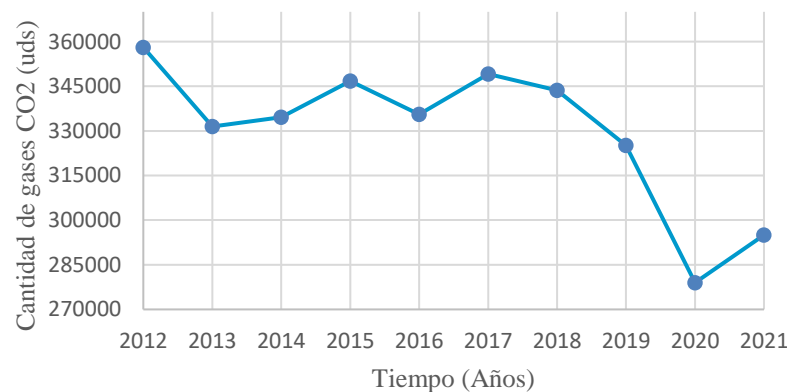


Gráfico 9. Emisiones de CO<sub>2</sub> en España de 2012 a 2021 (Fuente: Elaboración propia con datos de INE)

Según la REE, las emisiones de CO<sub>2</sub> disminuyen cada año por el aumento continuo de la producción de las energías renovables y la disminución de la producción con carbón, reduciendo aproximadamente 30 MtCO<sub>2</sub>-eq de 2015 a 2018. Así mismo, “El factor de

emisión ha pasado de 0,29 tCO<sub>2</sub>-eq/MWh en 2015 a 0,19 tCO<sub>2</sub>-eq/MWh en 2019, lo que supone una reducción de más del 30%” (REE, 2021).

A continuación, se presenta una tabla que muestra los factores de emisión de CO<sub>2</sub> para las diferentes tecnologías que generan electricidad. A partir de esta tabla, se calcularán las toneladas de CO<sub>2</sub> que evita la planta en el peor de los casos.

Sistema Peninsular	
Tecnología	Emisiones CO <sub>2</sub> -eq (tCO <sub>2</sub> -eq/MWh)
Central Térmica de Carbón	0,95
Central Térmica Ciclo Combinado (Gas Natural)	0,37
Central Térmica Fuel-Gas	0,77
Cogeneración	0,38
Residuos	0,24

Tabla 13. Factores de emisión de CO<sub>2</sub> asociados a la generación de electricidad

Por tanto, para situarnos en el escenario más desfavorable, se escogerá el factor de emisión más elevado, que en este caso es 0,95 tCO<sub>2</sub>-eq/MWh, de la Central Térmica de Carbón. Teniendo en cuenta la producción media anual de la planta, 104.200,41MW/año, las emisiones evitadas en toda la vida útil de la planta son:

$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones de CO}_2 \text{ evitadas por la planta: } & 0,95 \frac{\text{tCO}_2 \text{ eq}}{\text{MWh}} * 104.200,41 \frac{\text{MW}}{\text{año}} * 30 \text{ años} \\
 & = 2.969.711,68 \text{ tCO}_2
 \end{aligned}$$

## 9. PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se presenta un presupuesto resumido de la instalación, según se detalla en el Documento III. Este presupuesto, también denominado Presupuesto de Contratación, se ha calculado a partir del Presupuesto de Ejecución Material, los gastos generales y el beneficio industrial. Por un lado, el Presupuesto de Ejecución Material (PEM) corresponde a los costes directos relacionados con la ejecución de la instalación. Los Gastos Generales se contabilizan como el 13% del PEM y el Beneficio Industrial como el 6% del PEM. El Presupuesto de Ejecución del Contrato (PEC) se obtiene sumando los tres presupuestos anteriores y corresponde a los costes directos e indirectos de la planta. Por tanto, incluye elementos como la mano de obra, la adquisición de equipos, los impuestos y los seguros.

<b>Presupuesto de Ejecución Material</b>	<b>37.079.029,80 €</b>
Gastos Generales	7.324.252,80 €
Beneficio Industrial	1.373.297,40 €
<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	<b>45.776.580,00 €</b>

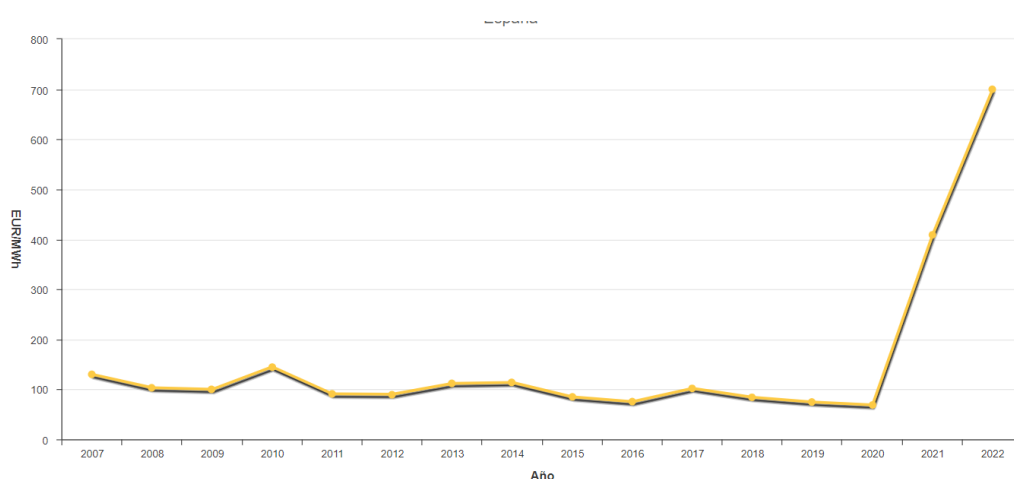
*Tabla 14. Presupuesto resumido de la instalación (Fuente: Elaboración propia)*

## 10. ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

Para determinar la rentabilidad de la planta solar fotovoltaica, es necesario elaborar un estudio de viabilidad económica. En el Documento III, se detalla el presupuesto de la planta y, a continuación, se explicarán los costes de inversión y de mantenimiento y operación, que se necesitarán para elaborar una cuenta de resultados y obtener los flujos de caja anuales.

### 10.1 INVERSIÓN

La venta de la energía generada por la planta fotovoltaica en el mercado eléctrico español se traduce en beneficios que permiten al proyecto obtener ingresos. El Gráfico 10 muestra la media aritmética del precio del mercado desde 2007 hasta 2022. Para los cálculos, que se van a realizar para estudiar la rentabilidad, el precio medio tendrá el valor de 57,6 ( $PM=57,6 \text{ €/MWh}$ ), obtenido mediante la media aritmética de los precios medios anuales propuestos por la Omie. Adicionalmente, se supondrá una inflación anual del precio del 2%.



*Gráfico 10. Mínimo, medio y máximo de la casación del mercado diario (Fuente: Omie)*

La ecuación de los ingresos vendrá dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Ingresos (€)} = 113.664 \text{ MWh} * 57,6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * (1 - \text{Degradación acumulada}) * (1 + \text{Inflación acumulada})$$

*Ecuación 9. Fórmula de Ingresos*

### **- Flujos de caja**

El flujo de caja representa los ingresos generados por el proyecto una vez los impuestos son deducidos. Sin embargo, en la valoración económica de los proyectos de ingeniería se tiende a no considerar el valor de los impuestos, entonces, el flujo de caja coincide con el margen bruto, la diferencia entre las ventas y los pagos. Se representa en la siguiente tabla el flujo de cargas en los años de vida de la planta.

## ***10.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO***

El mantenimiento que se realiza en las instalaciones solares FV es de tipo preventivo y correctivo.

### **▪ MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

El mantenimiento preventivo busca evitar fallos o averías en los equipos de la planta identificando las posibles incidencias antes de que se originen. Este tipo de mantenimiento ofrece numerosas ventajas, como detectar fallos repetitivos, disminuir el tiempo de inactividad, aumentar la vida útil de los equipos o reducir de los costes de reparación.

### **▪ MANTENIMIENTO CORRECTIVO**

A diferencia del anterior, este mantenimiento se realiza una vez ha ocurrido un fallo. Su objetivo es restaurar la operatividad de la instalación, detectando y determinando la causa del problema. A pesar de ser un mantenimiento poco costoso a corto plazo ya que se evitan inversiones en mantenimiento preventivo, a largo plazo la falta de mantenimiento puede provocar daños irreversibles, elevando los costes en gran magnitud.

Para los costes de operación y mantenimiento se considerarán de 7,5 euros el MWh al ser este el precio de las instalaciones FV del estilo. Si la energía producida por la planta en el año 1 es 113.664 MWh y el factor de envejecimiento de los paneles es de 0,4%, a partir de la Ecuación 10, se puede obtener el valor de estos costes anuales.

$$OPEX (\text{€}) = 113.664 \text{ MWh} * 7,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * (1 - \text{Degradación acumulada})$$

*Ecuación 10. Fórmula de costes de mantenimiento y operación anuales*

### 10.3 CUENTA DE RESULTADOS

Año	Ingresos	COGS	Resultado de explotación	Amortización	Resultado ordinario	Impuestos	BENEFICIO NETO
1	6.547.037,59 €	909.310,78 €	5.637.726,81 €	973.969,79 €	4.663.757,02 €	979.388,98 €	<b>3.684.368,05 €</b>
2	6.651.266,43 €	905.673,53 €	5.745.592,89 €	973.969,79 €	4.771.623,11 €	1.002.040,85 €	<b>3.769.582,25 €</b>
3	6.754.447,74 €	902.036,29 €	5.852.411,45 €	973.969,79 €	4.878.441,66 €	1.024.472,75 €	<b>3.853.968,91 €</b>
4	6.856.581,52 €	898.399,05 €	5.958.182,48 €	973.969,79 €	4.984.212,69 €	1.046.684,66 €	<b>3.937.528,03 €</b>
5	6.957.667,78 €	894.761,80 €	6.062.905,98 €	973.969,79 €	5.088.936,19 €	1.068.676,60 €	<b>4.020.259,59 €</b>
6	7.057.706,52 €	891.124,56 €	6.166.581,96 €	973.969,79 €	5.192.612,17 €	1.090.448,56 €	<b>4.102.163,62 €</b>
7	7.156.697,73 €	887.487,32 €	6.269.210,41 €	973.969,79 €	5.295.240,62 €	1.112.000,53 €	<b>4.183.240,09 €</b>
8	7.254.641,41 €	883.850,07 €	6.370.791,34 €	973.969,79 €	5.396.821,55 €	1.133.332,53 €	<b>4.263.489,02 €</b>
9	7.351.537,57 €	880.212,83 €	6.471.324,73 €	973.969,79 €	5.497.354,95 €	1.154.444,54 €	<b>4.342.910,41 €</b>
10	7.447.386,20 €	876.575,59 €	6.570.810,61 €	973.969,79 €	5.596.840,82 €	1.175.336,57 €	<b>4.421.504,25 €</b>
11	7.542.187,30 €	872.938,34 €	6.669.248,96 €	973.969,79 €	5.695.279,17 €	1.196.008,63 €	<b>4.499.270,54 €</b>
12	7.635.940,88 €	869.301,10 €	6.766.639,78 €	973.969,79 €	5.792.669,99 €	1.216.460,70 €	<b>4.576.209,29 €</b>
13	7.728.646,93 €	865.663,86 €	6.862.983,07 €	973.969,79 €	5.889.013,28 €	1.236.692,79 €	<b>4.652.320,50 €</b>
14	7.820.305,46 €	862.026,62 €	6.958.278,84 €	973.969,79 €	5.984.309,05 €	1.256.704,90 €	<b>4.727.604,15 €</b>
15	7.910.916,46 €	858.389,37 €	7.052.527,08 €	973.969,79 €	6.078.557,30 €	1.276.497,03 €	<b>4.802.060,27 €</b>
16	8.000.479,93 €	854.752,13 €	7.145.727,80 €	973.969,79 €	6.171.758,01 €	1.296.069,18 €	<b>4.875.688,83 €</b>
17	8.088.995,88 €	851.114,89 €	7.237.880,99 €	973.969,79 €	6.263.911,21 €	1.315.421,35 €	<b>4.948.489,85 €</b>
18	8.176.464,30 €	847.477,64 €	7.328.986,66 €	973.969,79 €	6.355.016,87 €	1.334.553,54 €	<b>5.020.463,33 €</b>
19	8.262.885,20 €	843.840,40 €	7.419.044,80 €	973.969,79 €	6.445.075,01 €	1.353.465,75 €	<b>5.091.609,26 €</b>

20	8.348.258,57 €	840.203,16 €	7.508.055,41 €	973.969,79 €	6.534.085,62 €	1.372.157,98 €	<b>5.161.927,64 €</b>
21	8.432.584,41 €	836.565,91 €	7.596.018,50 €	973.969,79 €	6.622.048,71 €	1.390.630,23 €	<b>5.231.418,48 €</b>
22	8.515.862,73 €	832.928,67 €	7.682.934,06 €	973.969,79 €	6.708.964,27 €	1.408.882,50 €	<b>5.300.081,78 €</b>
23	8.598.093,52 €	829.291,43 €	7.768.802,09 €	973.969,79 €	6.794.832,31 €	1.426.914,78 €	<b>5.367.917,52 €</b>
24	8.679.276,79 €	825.654,18 €	7.853.622,60 €	973.969,79 €	6.879.652,82 €	1.444.727,09 €	<b>5.434.925,73 €</b>
25	8.759.412,53 €	822.016,94 €	7.937.395,59 €	973.969,79 €	6.963.425,80 €	1.462.319,42 €	<b>5.501.106,38 €</b>
26	8.838.500,74 €	818.379,70 €	8.020.121,04 €	973.969,79 €	7.046.151,26 €	1.479.691,76 €	<b>5.566.459,49 €</b>
27	8.916.541,43 €	814.742,46 €	8.101.798,98 €	973.969,79 €	7.127.829,19 €	1.496.844,13 €	<b>5.630.985,06 €</b>
28	8.993.534,59 €	811.105,21 €	8.182.429,38 €	973.969,79 €	7.208.459,59 €	1.513.776,51 €	<b>5.694.683,08 €</b>
29	9.069.480,23 €	807.467,97 €	8.262.012,26 €	973.969,79 €	7.288.042,47 €	1.530.488,92 €	<b>5.757.553,55 €</b>
30	9.144.378,34 €	803.830,73 €	8.340.547,61 €	973.969,79 €	7.366.577,83 €	1.546.981,34 €	<b>5.819.596,48 €</b>

Tabla 15. Cuenta de Resultados de la instalación (Fuente: Elaboración propia)

## 10.4 FLUJOS DE CAJA

Año	Beneficio	Inversión	Amortización	FLUJO DE CAJA
0	0,00 €	45.776.580,00 €	0,00 €	<b>-45.776.580,00 €</b>
1	3.684.368,05 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>2.710.398,26 €</b>
2	3.769.582,25 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>2.795.612,47 €</b>
3	3.853.968,91 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>2.879.999,12 €</b>
4	3.937.528,03 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>2.963.558,24 €</b>
5	4.020.259,59 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.046.289,81 €</b>
6	4.102.163,62 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.128.193,83 €</b>
7	4.183.240,09 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.209.270,30 €</b>
8	4.263.489,02 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.289.519,24 €</b>
9	4.342.910,41 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.368.940,62 €</b>
10	4.421.504,25 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.447.534,46 €</b>
11	4.499.270,54 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.525.300,76 €</b>
12	4.576.209,29 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.602.239,50 €</b>
13	4.652.320,50 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.678.350,71 €</b>
14	4.727.604,15 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.753.634,37 €</b>
15	4.802.060,27 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.828.090,48 €</b>
16	4.875.688,83 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.901.719,04 €</b>
17	4.948.489,85 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>3.974.520,07 €</b>
18	5.020.463,33 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.046.493,54 €</b>
19	5.091.609,26 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.117.639,47 €</b>

20	5.161.927,64 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.187.957,86 €</b>
21	5.231.418,48 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.257.448,69 €</b>
22	5.300.081,78 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.326.111,99 €</b>
23	5.367.917,52 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.393.947,74 €</b>
24	5.434.925,73 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.460.955,94 €</b>
25	5.501.106,38 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.527.136,59 €</b>
26	5.566.459,49 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.592.489,71 €</b>
27	5.630.985,06 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.657.015,27 €</b>
28	5.694.683,08 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.720.713,29 €</b>
29	5.757.553,55 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.783.583,77 €</b>
30	5.819.596,48 €	0,00 €	973.969,79 €	<b>4.845.626,69 €</b>

*Tabla 16. Flujos de Caja de la instalación (Fuente: Elaboración propia)*

## **10.5 RENTABILIDAD**

Para estudiar la rentabilidad del trabajo, se calcularán el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y el Periodo de retorno (PR). El VAN marcará la rentabilidad dado que este el índice más representativo, mientras que el TIR y el PR servirán de apoyo. La viabilidad económica del proyecto se determina cuando el VAN es positivo, pero también cuando el TIR es mayor o igual que la tasa de descuento o el PR es menor o igual que la vida útil del proyecto.

### **10.5.1 VAN**

El Valor Actual Neto hace referencia al beneficio neto descontado que se espera obtener a lo largo del tiempo, considerando el valor temporal del dinero mediante la aplicación de un tipo de descuento. El VAN se calculará a partir del flujo de caja del año, la tasa de descuento (Se supondrá un valor del 6 %) y la inversión inicial, tal y como se muestra en la Ecuación 11.

$$VAN = \sum_{t=1}^{30} \frac{F_t}{(1+k)^t} - F_0 = 94.296.881,65 \text{ €}$$

*Ecuación 11. Cálculo del VAN*

Se puede observar que el valor calculado del VAN es mayor que cero, lo que significa que el proyecto es factible económicamente a la vez que rentable.

### **10.5.2 TIR**

El TIR se puede entender como el porcentaje de ingresos o pérdidas obtenido como resultado de una inversión. Se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{TIR}{1 - \frac{1}{(1+TIR)^n}} = \frac{MB}{INV}; TIR = 6,5 \%$$

Donde:

- n: vida útil del proyecto (30 años)
- MB: Margen Bruto

### **10.5.3 PR**

Por último, el Periodo de Retorno calcula el tiempo en el que se recupera el dinero de una inversión, teniendo en cuenta los efectos del paso del tiempo sobre el dinero. Se calcula según la siguiente ecuación:

$$PR = \frac{INV}{MB} = 13,07 \approx 14 \text{ años}$$

Por tanto, la planta empezará a generar beneficios a partir del año 15.

## ***10.6 COSTE EQUIVALENTE DE LA ENERGÍA***

El coste equivalente de la energía o también conocido como LCOE (Levelized Cost of Energy), determina el valor actual del coste de construcción y explotación de una instalación de generación de energía durante su vida útil.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{30} \frac{COM_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^{30} \frac{E_t}{(1+k)^t}}$$

*Ecuación 12. Fórmula de LCOE*

Donde:

- $COM_t$ : Costes de Operación y Mantenimiento del año t
- $E_t$ : Energía producida en el año t

A partir de esta fórmula, se obtiene un coste equivalente de energía de 39,5 €/MWh.

## ***10.7 CONCLUSIÓN***

En base a los resultados obtenidos, se puede afirmar que el presente proyecto es viable y rentable económicamente. Esta afirmación viene principalmente indicada por el VAN, que al final de los 30 años de la vida útil de la planta, resulta ser de alrededor de 94 millones de euros. Así mismo, el TIR que se ha obtenido (6,5%) es mayor a la tasa de descuento (6%) y, en los primeros 14 años, se amortizará la inversión; a partir de entonces, empezarán a producirse beneficios. En el siguiente gráfico, se observa lo comentado.

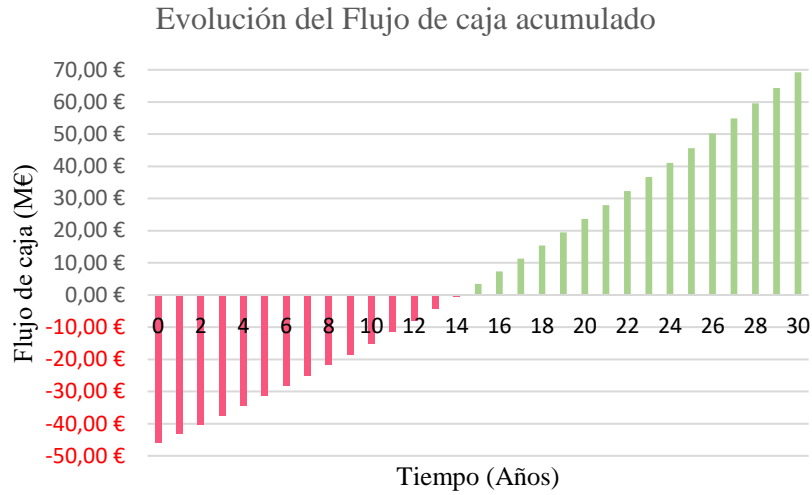


Gráfico 11. Evolución del flujo de caja acumuladao (Fuente: Elaboración propia)

## 11. CONCLUSIÓN

La planta solar fotovoltaica, instalada en Alcalá de Guadaíra, de capacidad 51 MWp, estará formada por 73.920 paneles monocristalinos bifaciales colocados sobre 440 estructuras de seguimiento solar a 1 eje horizontal. Estos paneles estarán unidos en serie de 28 formando 2.640 cadenas en total, las cuales estarán conectadas a las cajas de protección que incluirán fusibles, cableado, dispositivos de protección y red de tierras. La corriente, será entonces transportada a las 12 power stations donde será transformada a corriente alterna por los inversores y la tensión de la planta será elevada de 660 V a 30 kV por los transformadores. A continuación, está pasará por las celdas de media tensión y por la subestación transformadora que elevará la tensión a los 66kV requeridos por la subestación Don Rodrigo. Además, todos los elementos de la planta estarán conectados a través de cableado de baja y media tensión del fabricante Prysmian.

Con el fin de garantizar la rentabilidad y viabilidad financiera de la planta, se ha llevado a cabo un estudio económico en el que se ha obtenido un Valor Actual Neto (VAN) de 94.296.881,65 €, un periodo de retorno de 16 años y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 6,5 %. Con una inversión inicial de 45.776.580,00 € se asegura que el proyecto será factible y viable económicamente.

Por último, la instalación de la planta fotovoltaica conseguirá contribuir al escenario NZE 2050 al generar aproximadamente 3 millones de MWh de energía en toda su vida útil y se estima que esta evitará casi 3 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, contribuyendo así a reducir el cambio climático y la dependencia energética.

## 12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] BBVA. (S.f). *¿Qué es la energía solar y cómo se produce? Cuando el sol es el protagonista.* <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-la-energia-solar/>
- [2] BBVA. (S.f). *¿Qué tipos de energías renovables existen y qué papel juegan?.* [https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-tipos-de-energias-renovables-existen-y-que-papel-juegan/?gclid=Cj0KCQjw4NujBhC5ARIsAF4Iv6cm8CNP0oy\\_sqjXqifAbWq\\_4K7ndBEHBtVzsJs86-GjTSwD1k7bAdgaAjdnEALw\\_wcB](https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-tipos-de-energias-renovables-existen-y-que-papel-juegan/?gclid=Cj0KCQjw4NujBhC5ARIsAF4Iv6cm8CNP0oy_sqjXqifAbWq_4K7ndBEHBtVzsJs86-GjTSwD1k7bAdgaAjdnEALw_wcB)
- [3] Cambio Energético. (01 de agosto de 2019). *PLACAS SOLARES BIFACIALES.* <https://www.cambioenergetico.com/blog/placas-solares-bifaciales/>
- [4] Canadian Solar. (Recuperado el 15 de junio de 2023). *About Us.* <https://www.canadiansolar.com/aboutus/>
- [5] El periódico de la energía. (16 de enero de 2020). *Historia de la fotovoltaica en España: desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030.* <https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/>
- [6] Elicegui Mayor, Alex. (14 de septiembre de 2021). *ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE SISTEMAS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN PARQUES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.* <https://addi.ehu.es/bitstream/handle/10810/53956/TFM%20Alex%20Elicegui.pdf?sequence=1>
- [7] Endesa. (11 de diciembre de 2020). *¿Cómo funcionan los paneles solares?.* <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/como-funcionan-los-paneles-solares>
- [8] Enel. (S.f). *Módulo fotovoltaico.* <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar/modulo-fotovoltaico>

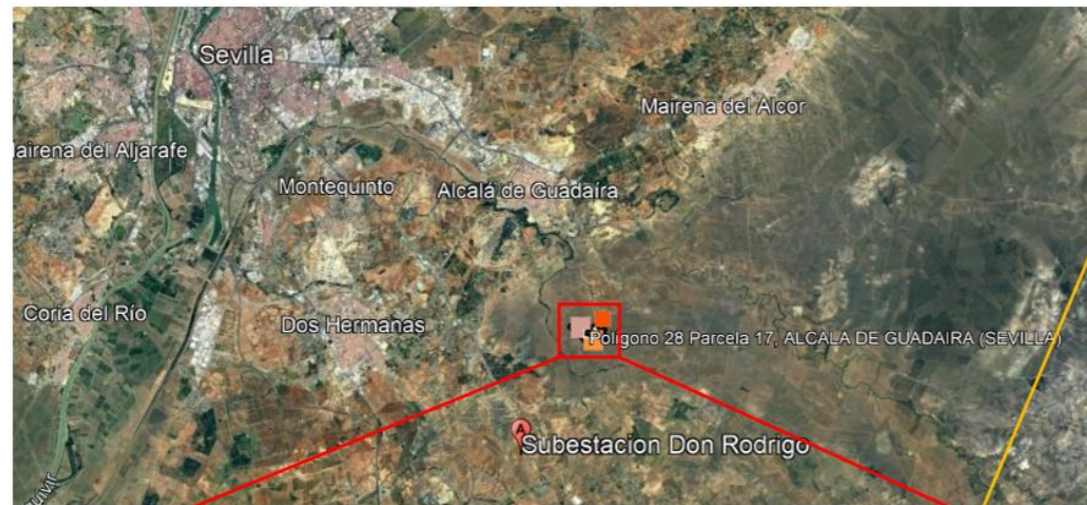
- [9] Energías Renovables. (17 de mayo de 2018). *La bajada de precios del mercado eléctrico puede provocar presiones inasumibles en los costes del mantenimiento fotovoltaico.* <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-precio-de-la-electricidad-va-a-20180517>
- [10] Energías Renovables. (25 de diciembre de 2024). *Tipos de paneles.* <https://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>
- [11] Feliú González, Adrián. (27 de octubre de 2020). *ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE SISTEMAS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN PARQUES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.* [https://oa.upm.es/66385/1/TFG\\_ADRIAN\\_FELIU\\_GONZALEZ.pdf](https://oa.upm.es/66385/1/TFG_ADRIAN_FELIU_GONZALEZ.pdf)
- [12] Foro de la Industria Nuclear Española. (S.f.). *¿Qué es la energía solar y cómo se aprovecha?.* <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-la-energia-solar-y-como-se-aprovecha/>
- [13] Fundación Aqquae. (22 de junio de 2021). *¿Qué es la energía solar?.* <https://www.fundacionaquae.org/wiki/que-es-energia-solar/>
- [14] Gobierno de España. (S.f.). *Energía y desarrollo sostenible. Energías renovables.* <https://energia.gob.es/desarrollo/EnergiaRenovable/Paginas/Renovables.aspx>  
<https://fotovoltaica.censolar.org/dossier-pvsyst.pdf>
- [15] Iberdrola. (S.f.). *¿Cómo funcionan las placas solares fotovoltaicas? Placas solares fotovoltaicas: qué son, tipos de paneles y cómo funcionan.* <https://www.iberdrola.com/innovacion/como-funcionan-placas-solares-fotovoltaicas>
- [16] Iberdrola. (S.f.). *Paneles bifaciales: ¿Qué los hace diferentes?.* <https://www.iberdrola.com/innovacion/paneles-solares-bifaciales>
- [17] IngeniaRenovables. (S.f.). *CÓMO INFLUYE LA LIMPIEZA DE LOS PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS EN SU EFICIENCIA.* <https://www.ingeniarenovables.com/como-influye-la-limpieza-de-los-paneles-solares-fotovoltaicos-en-su->


- [eficiencia/#:~:text=Un%20panel%20solar%20con%20suciedad,que%20han%20dejado%20de%20producir](#)
- [18] MHEducation. (Recuperado el 04 de marzo de 2023). *¿Qué es la energía solar y cómo se aprovecha?*. <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>
- [19] Nextracker. (S.f.). *Techren 2 Solar Power Plant: A Model for Solar Trackers and Bifacial*. [https://info.nextracker.com/hubfs/Resources%202023%20and%20Beyond/Case%20Studies/nxt\\_techren\\_2\\_case\\_study\\_2022.pdf](https://info.nextracker.com/hubfs/Resources%202023%20and%20Beyond/Case%20Studies/nxt_techren_2_case_study_2022.pdf)
- [20] Prysmian. (S.f.). *De las palabras a los hechos*. <https://es.prysmiangroup.com/>
- [21] Prysmian. (Recuperado el 30 de junio de 2023). *El libro blanco de la instalación*. Edición 2023. <https://www.prysmiangroupcatalogue.com/prysmian/libro-blanco-instalacion-baja-tension/87/#zoom=true>
- [22] PVsyst. (Recuperado el 15 de junio de 2023). *Team*. <https://www.pvsyst.com/pvsyst-team/>
- [23] Red Eléctrica de España. Marzo de 2021 (*Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España*). [file:///C:/Users/crisa/Downloads/2021\\_03\\_Metodolog%C3%ADa\\_emisiones\\_CO2\\_generaci%C3%B3n\\_electricidad\\_Espa%C3%B1a\\_.pdf](file:///C:/Users/crisa/Downloads/2021_03_Metodolog%C3%ADa_emisiones_CO2_generaci%C3%B3n_electricidad_Espa%C3%B1a_.pdf)
- [24] Repsol. (S.f.). *¿Qué es la energía solar y qué beneficios tiene?*. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/energia-solar/index.cshtml>
- [25] Rodrigo Zapata, Hugo. (26 de julio de 2021). *Efecto LID: La degradación inducida por la luz*. <https://b2b.technosun.com/blog/area-fotovoltaica-profesional-1/efecto-lid-la-degradacion-inducida-por-la-luz-107>
- [26] Sage. (Recuperado el 02 de julio de 2023). *Tasa interna de retorno (TIR): ¿Qué es y cómo se calcula?*. <https://www.sage.com/es-es/blog/tasa-interna-de-retorno-tir-que-es-y-como-se-calcula/>

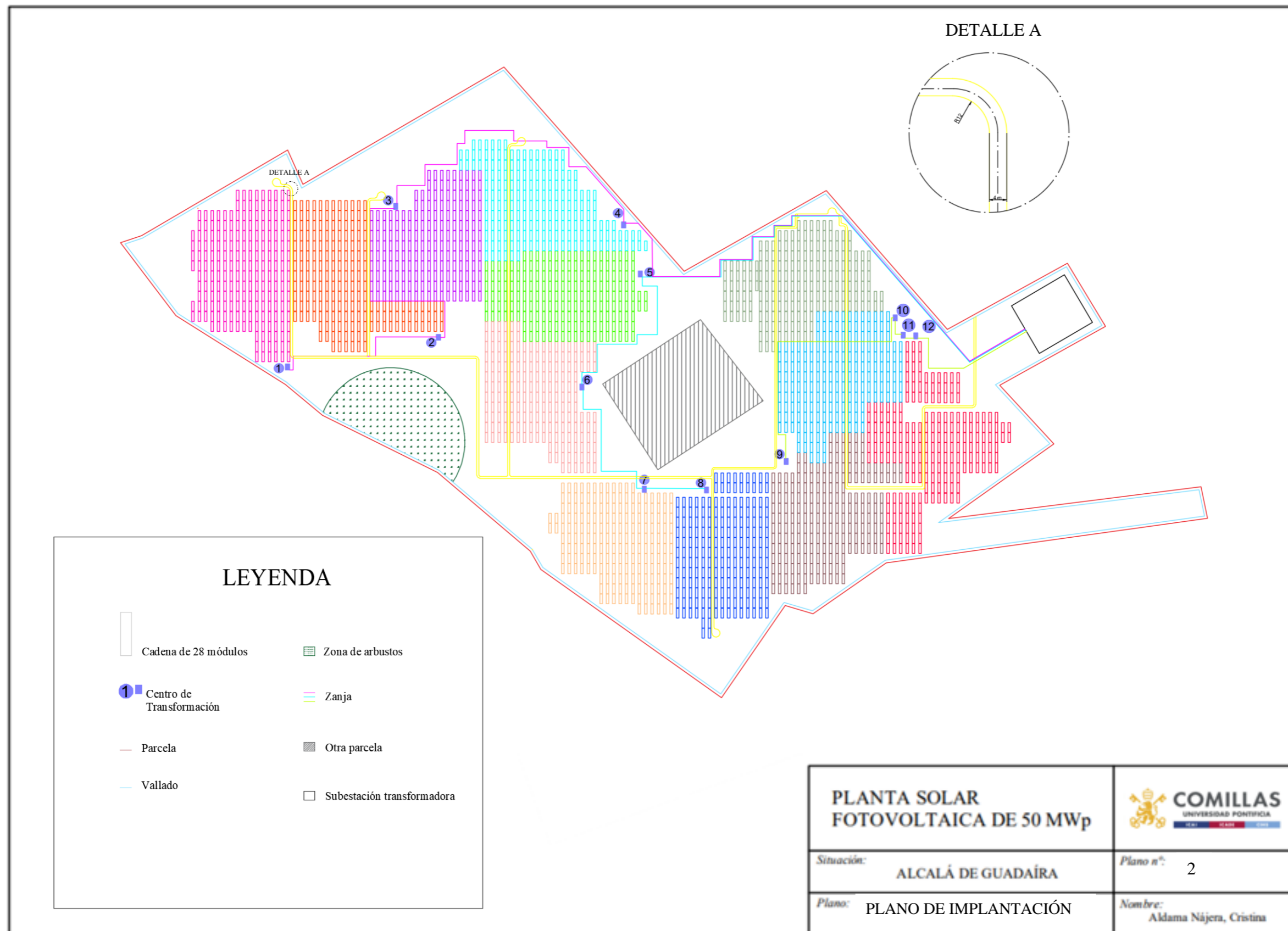
- [27] Schneider Electric. (S.f.). *SM6-36*. <https://www.se.com/es/es/product-range/971-sm636/#overview>
- [28] Sevilla Arias, Andrés. (1 de marzo de 2020). *Plazo de recuperación o payback descontado*. <https://economipedia.com/definiciones/plazo-de-recuperacion-descontado.html>
- [29] SMA. (Recuperado el 16 de junio de 2023). *Acerca de SMA*. <https://www.sma.de/es/empresa/acerca-de-sma>
- [30] SMA. (Recuperado el 20 de junio de 2023). *Coeficiente de rendimiento*. <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-es-11.pdf>
- [31] Solarplus. (Recuperado el 17 de junio de 2023). *Los inversores del fabricante alemán SMA Solar son fiables y eficientes*. <https://solarplus.es/inversores/sma-solar>
- [32] Soltec. (Recuperado el 16 de junio de 2023). *Quiénes Somos*. <https://soltecpowerholdings.com/es/quienes-somos/>
- [33] Soltec. (21 de diciembre de 2022). *Soltec suministra 738 MW de su seguidor SFOne para dos proyectos de Canadian Solar y SPIC en Brasil*. <https://soltecpowerholdings.com/es/sin-categorizar/soltec-suministra-738-mw-de-su-seguidor-sfone-para-dos-proyectos-de-canadian-solar-y-spic-en-brasil/>
- [34] Sunfields. (S.f.). *¿En qué consiste el efecto fotovoltaico??*. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/modulo-fotovoltaico-efecto-fotovoltaico/>
- [35] Torrubia Bercebal, Alejandro. (Septiembre 2020). *Proyecto de planta fotovoltaica con paneles bifaciales*. [https://oa.upm.es/71712/2/TFM\\_ALEJANDRO\\_TORRUBIA\\_BERCEBAL.pdf](https://oa.upm.es/71712/2/TFM_ALEJANDRO_TORRUBIA_BERCEBAL.pdf)
- [36] Wood Mackenzie. (S.f.). *Global solar PV and module-level power electronics inverter market share 2020*. [file:///C:/Users/crisa/Downloads/InverterMarketShares2020\\_BrochureWM.pdf](file:///C:/Users/crisa/Downloads/InverterMarketShares2020_BrochureWM.pdf)

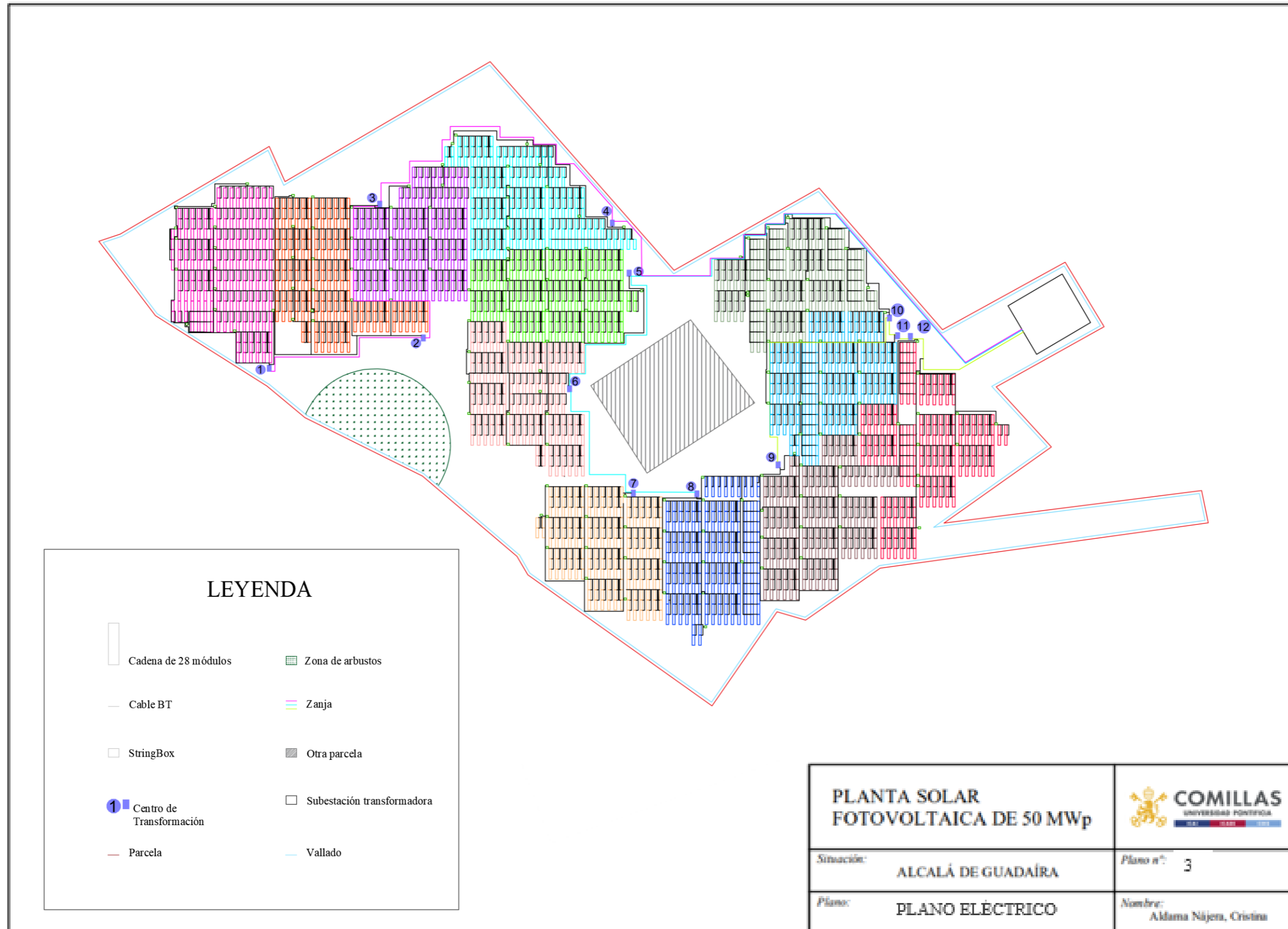
- [37] Yuba. (31 de marzo de 2015). “FACTORES DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS FOTOVOLTAICAS”. 31 de marzo de 2015. <http://www.ybasolar.net/2015/03/factores-de-perdidas-energeticas.html>

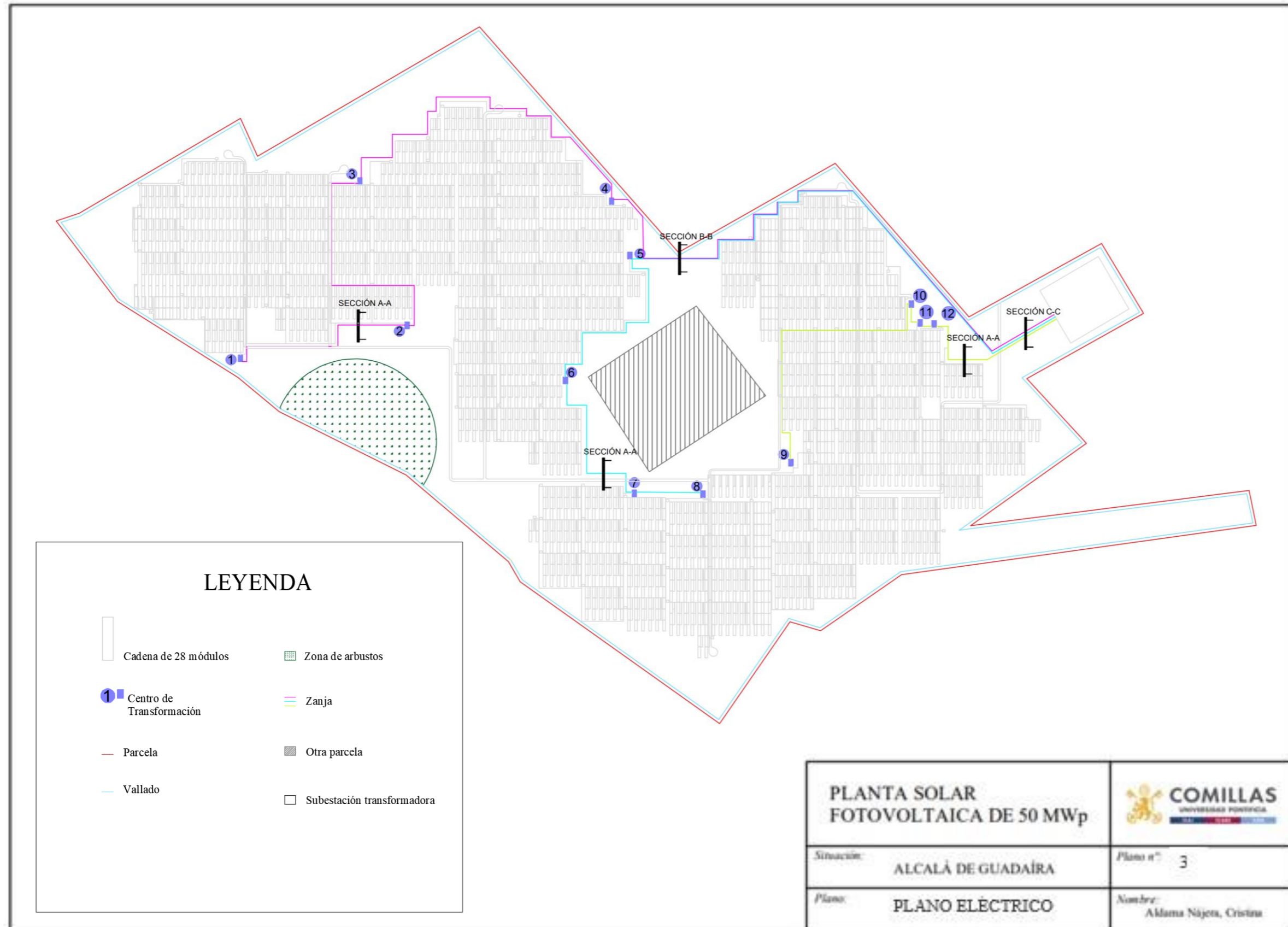
# *DOCUMENTO II. PLANOS*

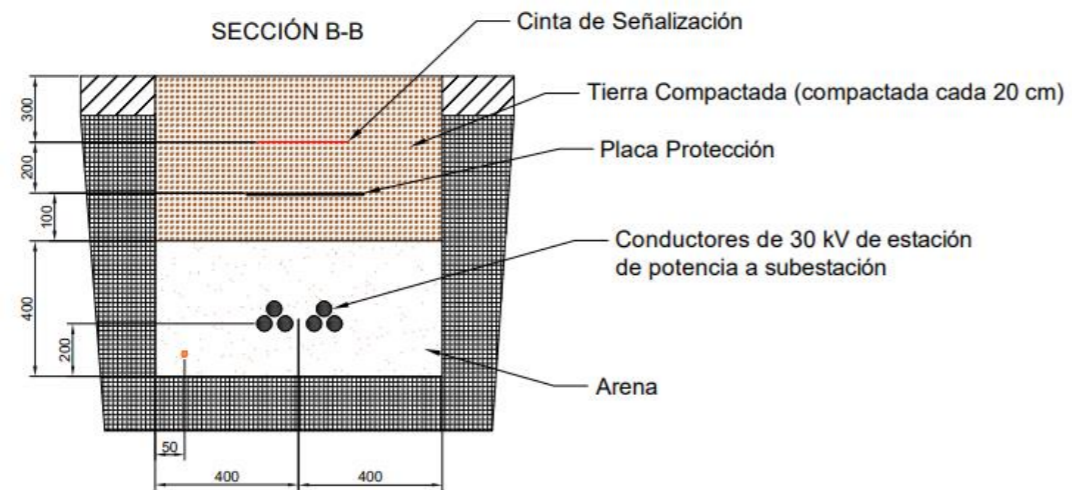
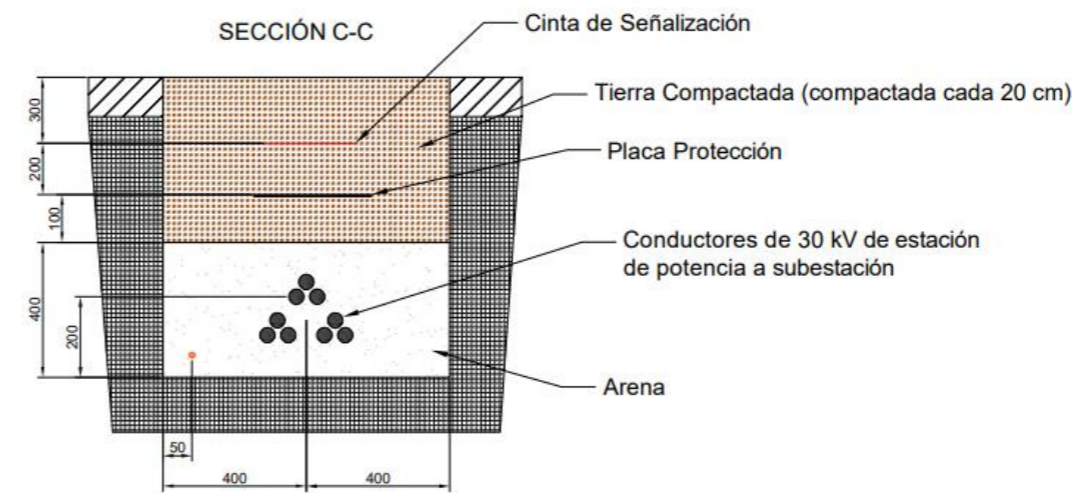
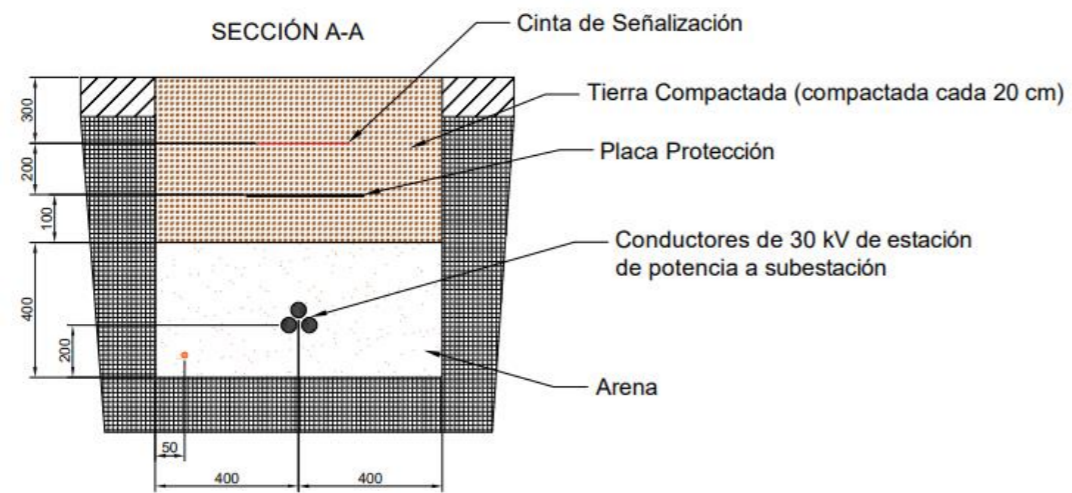


<b>PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 50 MW<sub>p</sub></b>		
<i>Situación:</i>	ALCALÁ DE GUADAÍRA	<i>Plano n°:</i> 1
<i>Plano:</i>	PLANO GENERAL DE LA PLANTA	<i>Nombre:</i> Aldama Nájera, Cristina

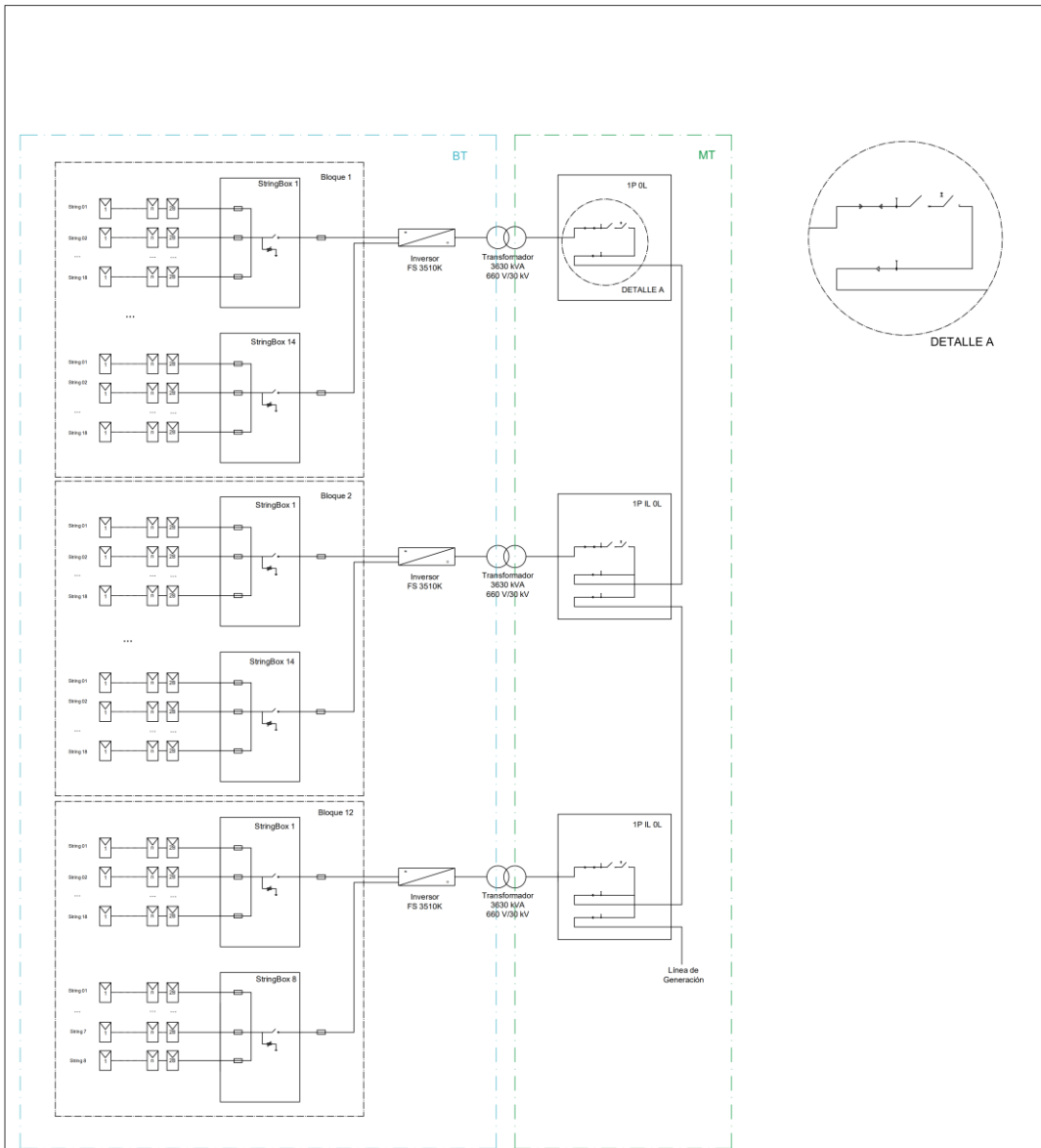









<b>PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 50 MWp</b>		
Situación:	ALCALÀ DE GUADAÍRA	Plano nº: 3
Plano:	PLANO ELÉCTRICO	Nombre: Alama Najera, Cristina



<p><b>PLANTA SOLAR FOTVOLTAICA DE 50 MWp</b></p>			
<p><i>Situación:</i></p>	<p>ALCALÁ DE GUADAÍRA</p>	<p><i>Plano n°:</i></p>	<p>6</p>
<p><i>Plano:</i></p>	<p>PLANO UNIFILAR</p>	<p><i>Nombre:</i></p>	<p>Aldama Nájera, Cristina</p>

# ***DOCUMENTO III.***

# ***PRESUPUESTO***

<b>COSTE DE LA INVERSIÓN</b>	<b>Ratio Coste (\$/Wp)</b>	<b>Ratio Coste (€/Wp)</b>	<b>Coste (€)</b>
<b>Paneles solares</b>	0,24	0,2184	<b>11.138.400,00</b>
Suministro			
Instalación			
Transporte			
<b>Power Stations</b>	0,06	0,0546	<b>2.784.600,00</b>
Suministro			
Instalación			
Transporte			
<b>Seguidores</b>	0,12	0,1092	<b>5.569.200,00</b>
Suministro			
Instalación			
Transporte			
<b>BOS</b>	0,5	0,455	<b>23.205.000,00</b>
<b>Obra civil</b>			
Limpieza y desbroce			
Movimiento de tierras			
Puertas y vallados			
Drenajes			
Cimentaciones			
Zanjas y tubos			
Otros			
<b>Obra eléctrica</b>			
Suministro cableado tramo 1			
Instalación cableado tramo 1			
Suministro cableado tramo 2			
Instalación cableado tramo 2			
Suministro cableado tramo 3			
Instalación cableado tramo 3			
Suministro cableado tramo 4			
Instalación cableado tramo 4			
Suministro cableado tramo 5			
Instalación cableado tramo 5			
Suministro material puesta a tierra			
Instalación puesta a tierra			
Suministro conectores, terminales y botellas (DC, AC, BT, MT)			
Instalación conectores, terminales y botellas (DC, AC, BT, MT)			
Otros suministros eléctricos			
Otras instalaciones eléctricas			
<b>SCADA</b>			
<b>Subestación transformadora</b>			

<b>Logística</b>			
<b>Línea alta tensión e interconexión</b>	0,01	0,0091	<b>464.100,00</b>
<b>Contingencias</b>	0,018	0,01638	<b>835.380,00</b>
<b>Servicios de terceros</b>		0,001	<b>51.000,00</b>
Asesores y consultores			
Gestión documental			
<b>Seguros</b>		0	<b>0,00</b>
<b>Sistemas de seguridad</b>		0,0122	<b>622.200,00</b>
Suministro Sistema de Seguridad y CCTV			
Instalación Sistema de Seguridad y CCTV			
Zanjas y tubos CCTV			
<b>Piezas de repuesto</b>		0,0017	<b>86.700,00</b>
<b>Financieros</b>		0	<b>0,00</b>
Avales			
Tasas, Impuestos, Aranceles			
<b>Gestión de proyectos</b>		0,02	<b>1.020.000,00</b>
Gestión del proyecto			
Supervisión y dirección de obras			
Control de acceso			
Seguridad y salud			
Gestión de permisos y conexión a red			
Control de calidad			
<b>TOTAL</b>		<b>0,90 €</b>	<b>45.776.580,00 €</b>

<b>Presupuesto de Ejecución Material</b>	<b>37.079.029,80 €</b>
Gastos generales	7.324.252,80 €
Beneficio industrial	1.373.297,40 €
<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	<b>45.776.580,00 €</b>



# ***DOCUMENTO IV. ANEXOS***

## *Índice de Anexos*

<i>Anexo I. Elección del emplazamiento.....</i>	<i>99</i>
<i>Anexo II. Cálculos eléctricos.....</i>	<i>109</i>
2.1 Objeto.....	109
2.2 Normativa.....	109
2.3 Configuración de la planta FV.....	110
2.3.1 Número de módulos por cadena.....	110
2.3.2 Número de cadenas.....	110
2.3.3 Número de módulos.....	110
2.3.4 Número de inversores.....	111
2.3.5 Número de cadenas por inversor.....	111
<i>Anexo III. Informe PVsyst de la instalación.....</i>	<i>134</i>
<i>Anexo IV. Sostenibilidad.....</i>	<i>141</i>
4.1 ODS 3 – Salud y medioambiental: “La salud mundial en medio de una pandemia”...141	
4.2 ODS 7 – Acceso a energía asequible y no contaminante: “La naciente promesa para todos”.....142	
4.3 ODS 13 – Acción por el clima: “Las inundaciones, la sequía y las olas de calor pronuncian cambios en el clima”.....142	
4.4 Referencias.....	142
<i>Anexo V. Fichas técnicas.....</i>	<i>143</i>
5.1 Panel solar.....	143
5.2 Inversor.....	146
5.3 Transformador.....	147

---

5.4 Seguidor.....	148
5.5 Cableado.....	150

## **ANEXO I. ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO**

### ***1.1 OBJETO***

Este anexo consiste en escoger la mejor ubicación para instalar una planta solar fotovoltaica de gran consumo. Para ello, se compararán alternativas y, entre ellas, se elegirá la mejor ubicación para la instalación.

### ***1.2 METODOLOGÍA***

La metodología para las distintas posibles ubicaciones será la siguiente:

- Análisis de la capacidad de la planta fotovoltaica: la capacidad máxima será de 50 MWp, en un área de terreno no mayor a 100 hectáreas. Las posibles plantas fotovoltaicas escogidas tendrán una superficie de 60-70 hectáreas.
- Análisis topográfico: el emplazamiento debe ser lo más llano posible con pendientes máximas puntuales de 10%.
- Análisis eléctrico: es necesario tener en cuenta la distancia de la planta a la subestación o línea eléctrica más cercana. Esta distancia debe ser menor de 20 km. Para ello, se ha medido la distancia entre el centro de la planta y la subestación eléctrica más cercana con la ayuda de Google Earth Pro.
- Análisis medioambiental y accesibilidad: la ubicación debe estar fuera de áreas naturales protegidas y debe tener fácil acceso. Para saber si la ubicación de la planta se encuentra en una zona natural protegida se hará uso de la Red Natura 2000 [1], una red que protege lugares de importancia Comunitaria (LIC), zonas de Especial Conservación (ZEC) y de Especial Protección para las aves silvestres (ZEPA).

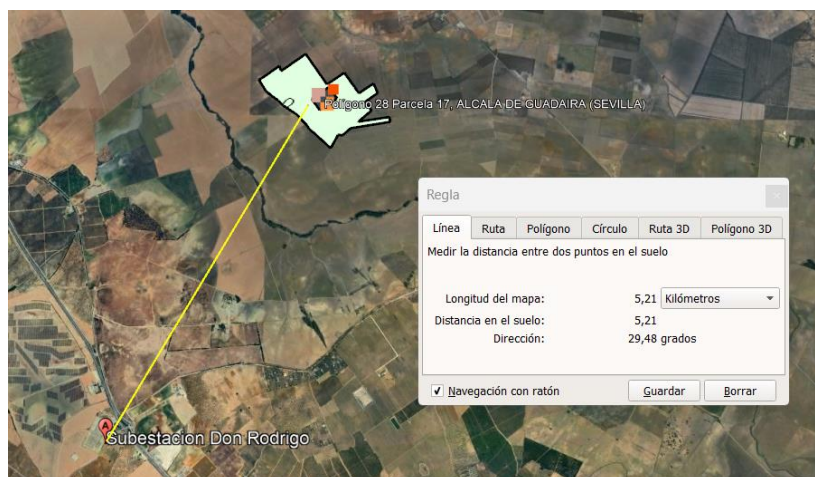
- Análisis de la radiación: la planta solar fotovoltaica debe estar en una zona con buena radiación solar. Para ello, se compararán diferentes fuentes (Meteonorm, Nasa, NREL y PVGIS) que ofrezcan valores de radiación, temperatura, y velocidad del viento de cada ubicación, para después elegir la más fiable.

### ***1.3 EMPLAZAMIENTO EN ALCALÁ DE GUADAÍRA***

El primer emplazamiento a estudiar, para instalar la planta fotovoltaica de 50 MWp, está ubicado en la provincia de Alcalá de Guadaíra, situada en Sevilla, en España. Está muy cerca de varios caminos y la carretera más cercana está situada aproximadamente a 2 kilómetros de distancia del emplazamiento, por tanto, tiene un fácil acceso.

La subestación más próxima es la de Don Rodrigo que se encuentra a 5,4 Km del emplazamiento y tiene un nivel de tensión de 400/220/66 kV.

En la siguiente imagen se muestra la distancia desde el emplazamiento hasta la subestación Don Rodrigo.



*Imagen 2. Distancia del emplazamiento a Don Rodrigo (Fuente: Google Earth Pro)*

Las principales características del emplazamiento son las siguientes:

<b>Coordenadas geométricas</b>	Latitud: 37, 286453° Longitud: -5, 810634°
<b>Área (Ha)</b>	66
<b>Altitud (m)</b>	45
<b>Pendiente media (%)</b>	-0,5 – 0,5
<b>Pendiente máxima (%)</b>	-2,2 – 2,2

*Tabla 17. Características principales Alcalá de Guadaíra (Fuente: Google Earth Pro)*

En la siguiente imagen, se muestra un mapa con la ubicación aproximada de la planta y con el filtro de Red Natura 2000. Como se puede observar, el emplazamiento está fuera de espacios naturales protegidos y el más cercano es Brazo del Este, señalado en la imagen, y situado a unos 26 km del emplazamiento.



*Imagen 22. Distancia de Brazo del este al emplazamiento (Fuente: Red Natura 2000)*

Los valores de radiación, temperatura y velocidad del viento de la planta en Alcalá de Guadaíra según las diferentes fuentes son:

<b>METEO</b>				
<b>Mes</b>	<b>GHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>DHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>T(°C)</b>	<b>V(m/s)</b>
<b>Enero</b>	77	29	10,8	2,4
<b>Febrero</b>	95	36	12,1	2,7
<b>Marzo</b>	144	53	14,9	2,9
<b>Abril</b>	172	67	17,4	3
<b>Mayo</b>	211	77	21,4	2,8
<b>Junio</b>	227	76	25,6	2,9
<b>Julio</b>	239	67	27,8	2,8

<b>Agosto</b>	214	64	28,2	2,6
<b>Septiembre</b>	161	50	24,7	2,5
<b>Octubre</b>	122	48	20,5	2,4
<b>Noviembre</b>	84	30	14,6	2,4
<b>Diciembre</b>	69	27	11,7	2,5
<b>Total</b>	1815	624	19,14	2,66

Tabla 18. Resultados de radiación de Don Rodrigo METEO

Mes	NREL 2017		NREL 2018		NREL 2019	
	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )
<b>Enero</b>	115,15	30,01	90,38	30,25	107,39	30,19
<b>Febrero</b>	102,95	53,09	132,84	39,68	162,43	43,14
<b>Marzo</b>	186,33	57,93	145,51	54,69	214,66	52,94
<b>Abril</b>	255,02	76,19	225,11	86,82	222,39	70,94
<b>Mayo</b>	286,09	87,58	254,66	93,81	318,9	64,56
<b>Junio</b>	339,73	77,99	295,73	84,1	343,73	64,32
<b>Julio</b>	329,95	67,84	330,88	56,28	311,48	77,35
<b>Agosto</b>	285,84	73,2	292,36	71,13	303,22	62,07
<b>Septiembre</b>	240,36	54,69	223,42	62,36	222,92	66
<b>Octubre</b>	178,74	45,6	150,43	47,55	169,43	48,39
<b>Noviembre</b>	122,69	30,79	87,65	36,28	87,16	35,05
<b>Diciembre</b>	97,25	25,09	99,01	31,55	81,7	28,07
<b>Total</b>	2540,1	679,99	2327,96	694,5	2545,42	643,02

Tabla 19. Resultados de radiación de Don Rodrigo NREL (Fuente: Elaboración propia)

Mes	PVGIS			
	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T (°C)	V (m/s)
<b>Enero</b>	91,7	27,2	10,1	2,24
<b>Febrero</b>	117,3	31,2	12,7	2
<b>Marzo</b>	152,4	50,4	14,4	2,49
<b>Abril</b>	166,5	67,3	16,3	2,45
<b>Mayo</b>	210,4	73,7	21	2,02
<b>Junio</b>	233,9	66,8	24,4	2,24
<b>Julio</b>	248,3	58,3	27,7	2,27
<b>Agosto</b>	227	52,4	28,5	2,05
<b>Septiembre</b>	170,7	46,6	25,4	1,97
<b>Octubre</b>	140,2	40,1	23,1	1,71
<b>Noviembre</b>	99,4	28,2	15,1	1,99
<b>Diciembre</b>	80,8	25,3	12,2	2,17

<b>TOTAL</b>	<b>1938,6</b>	<b>567,5</b>	<b>19,2</b>	<b>2,1</b>
--------------	---------------	--------------	-------------	------------

Tabla 20. Resultados de radiación de Don Rodrigo PVGIS (Fuente: Elaboración propia)

NASA			
Mes	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T(°C)	V(m/s)
Enero	79,16	8,65	2,14
Febrero	96,15	10,09	2,18
Marzo	145,78	12,97	2,21
Abril	170,53	15,36	2,3
Mayo	208,68	19,54	2,22
Junio	227,08	24,96	2,18
Julio	241,16	28,71	2,21
Agosto	212,95	28,64	2,13
Septiembre	160,37	24,5	2,03
Octubre	117,18	18,98	2,14
Noviembre	81,83	13,05	2,21
Diciembre	69,19	9,91	2,25
<b>Total</b>	<b>1810,05</b>	<b>17,95</b>	<b>2,18</b>

Tabla 21. Resultados de radiación de Don Rodrigo NASA (Fuente: Elaboración propia)

ELECCIÓN FINAL				
Mes	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T (°C)	V (m/s)
Enero	91,7	27,2	10,1	2,24
Febrero	117,3	31,2	12,7	2
Marzo	152,4	50,4	14,4	2,49
Abril	166,5	67,3	16,3	2,45
Mayo	210,4	73,7	21	2,02
Junio	233,9	66,8	24,4	2,24
Julio	248,3	58,3	27,7	2,27
Agosto	227	52,4	28,5	2,05
Septiembre	170,7	46,6	25,4	1,97
Octubre	140,2	40,1	23,1	1,71
Noviembre	99,4	28,2	15,1	1,99
Diciembre	80,8	25,3	12,2	2,17
<b>TOTAL</b>	<b>1938,6</b>	<b>567,5</b>	<b>19,2</b>	<b>2,1</b>

Tabla 22. Elección final de radiación Don Rodrigo (Fuente: Elaboración Propia)

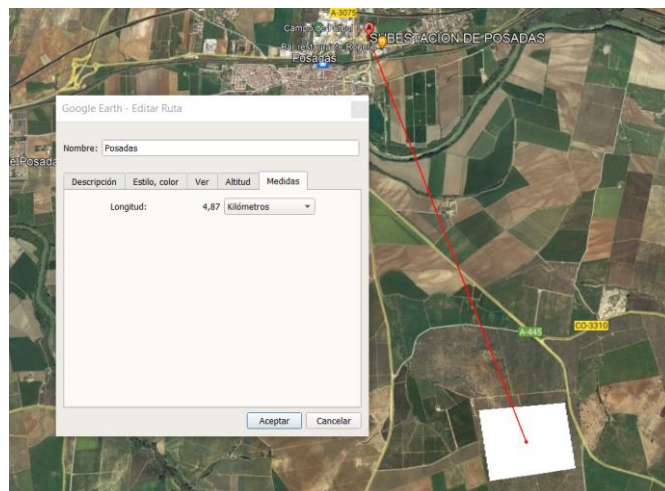
Siendo:

- GHI: la radiación total que emite el sol.
- DHI: la radiación difusa, es decir, la radiación que proviene del sol pero que se dispersa en las nubes.

## ***1.4 EMPLAZAMIENTO EN CÓRDOBA***

El segundo posible emplazamiento a estudiar para localizar la planta solar fotovoltaica de 50 MWp, se encuentra cerca La Herrería, en Córdoba, a 4,87 km de la subestación de Posadas. Esta es una subestación de alta tensión, siendo su nivel de tensión y potencia

En la siguiente imagen se muestra la distancia desde el emplazamiento hasta la subestación Posadas.



*Imagen 3. Distancia desde el emplazamiento a la subestación Córdoba. (Fuente: Google Earth Pro)*

Las principales características de la planta de Córdoba son:

<b>Coordenadas geométricas</b>	Latitud: 37,767645° Longitud: -5,076514°
<b>Área (Ha)</b>	67
<b>Altitud (m)</b>	128
<b>Pendiente media (%)</b>	-1,6
<b>Pendiente máxima (%)</b>	-3,4 – 3,4

*Tabla 23. Características principales Posadas*

A continuación, se presenta un mapa con la ubicación aproximada de la planta y con el filtro de Red Natura 2000. Como se puede observar, el emplazamiento está fuera de espacios naturales protegidos y el más cercano es Guadiato-Bembézar, ubicado en la parte oeste de Sierra Morena. Está señalado en la imagen, y situado a unos 26 km del emplazamiento.



*Imagen 23. Distancia de Guadiato-Bembézar a la subestación Posadas. (Fuente: Red Natura 2000)*

Los valores de radiación, temperatura y velocidad del viento de la planta cerca de la subestación de Posadas según las diferentes fuentes son:

<b>NASA</b>			
<b>Mes</b>	<b>GHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>T(°C)</b>	<b>V(m/s)</b>
<b>Enero</b>	79,16	7,09	2,31
<b>Febrero</b>	96,15	8,61	2,33
<b>Marzo</b>	145,78	11,68	2,36
<b>Abril</b>	170,53	14,11	2,4
<b>Mayo</b>	208,68	18,37	2,25
<b>Junio</b>	227,08	23,87	2,15
<b>Julio</b>	241,16	27,71	2,18
<b>Agosto</b>	212,95	27,7	2,1

<b>Septiembre</b>	160,37	23,31	2,03
<b>Octubre</b>	117,18	17,51	2,19
<b>Noviembre</b>	81,83	11,44	2,34
<b>Diciembre</b>	69,19	8,29	2,37
<b>Total</b>	1810,05	16,64	2,91

Tabla 24. Resultados de radiación de Posadas NASA

<b>METEO</b>				
<b>Mes</b>	<b>GHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>DHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>T(°C)</b>	<b>V(m/s)</b>
<b>Enero</b>	71	32	9,2	1,9
<b>Febrero</b>	84	40	10,9	2,2
<b>Marzo</b>	137	55	13,9	2,4
<b>Abril</b>	169	71	16,8	2,5
<b>Mayo</b>	214	73	21,1	2,3
<b>Junio</b>	226	73	26,1	2,5
<b>Julio</b>	237	64	28,8	2,6
<b>Agosto</b>	209	6	28,9	2,4
<b>Septiembre</b>	157	54	24,8	2,2
<b>Octubre</b>	115	47	19,6	1,9
<b>Noviembre</b>	82	32	13,1	1,9
<b>Diciembre</b>	65	27	10	1,9
<b>Total</b>	1766	574	18,6	2,23

Tabla 25. Resultados de radiación de Posadas METEO (Fuente: Elaboración propia)

	<b>NREL 2017</b>		<b>NREL 2018</b>		<b>NREL 2019</b>	
	<b>GHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>DHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>GHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>DHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>GHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>DHI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>
<b>Enero</b>	115,15	30,01	90,38	30,25	107,39	30,19
<b>Febrero</b>	102,95	53,09	132,84	39,68	162,43	43,14
<b>Marzo</b>	186,33	57,93	145,51	54,69	214,66	52,94
<b>Abril</b>	255,02	76,19	225,11	86,82	222,39	70,94
<b>Mayo</b>	286,09	87,58	254,66	93,81	318,9	64,56
<b>Junio</b>	339,73	77,99	295,73	84,1	343,73	64,32
<b>Julio</b>	329,95	67,84	330,88	56,28	311,48	77,35
<b>Agosto</b>	285,84	73,2	292,36	71,13	303,22	62,07
<b>Septiembre</b>	240,36	54,69	223,42	62,36	222,92	66
<b>Octubre</b>	178,74	45,6	150,43	47,55	169,43	48,39
<b>Noviembre</b>	122,69	30,79	87,65	36,28	87,16	35,05

Diciembre	97,25	25,09	99,01	31,55	81,7	28,07
<b>Total</b>	2540,1	679,99	2327,96	694,5	2545,42	643,02

Tabla 26. Resultados de radiación de Posadas NREL (Fuente: Elaboración propia)

<b>PVGIS</b>				
Mes	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T(°C)	V(m/s)
Enero	81,26	28,03	9,04	1,9
Febrero	97,76	36,35	10,49	2,2
Marzo	143,12	52,86	13,25	2,4
Abril	172,42	61,96	16,31	2,5
Mayo	215,51	69,37	21,14	2,3
Junio	235,56	64,63	25,89	2,5
Julio	249,59	57,56	29,23	2,6
Agosto	221,81	53,51	29,02	2,4
Septiembre	167,02	49,27	24,46	2,2
Octubre	124,43	42,77	19,54	1,9
Noviembre	84,51	31,21	13,14	1,9
Diciembre	74,06	26,11	10,01	1,9
<b>Total</b>	1867,04	573,65	18,46	2,23

Tabla 27. Resultados de radiación de Posadas PVGIS (Fuente: Elaboración propia)

<b>ELECCIÓN FINAL</b>				
	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T(°C)	V(m/s)
Enero	81,26	28,03	9,04	1,90
Febrero	97,76	36,35	10,49	2,20
Marzo	143,12	52,86	13,25	2,40
Abril	172,42	61,96	16,31	2,50
Mayo	215,51	69,37	21,14	2,30
Junio	235,56	64,63	25,89	2,50
Julio	249,59	57,56	29,23	2,60
Agosto	221,81	53,51	29,02	2,40
Septiembre	167,02	49,27	24,46	2,20
Octubre	124,43	42,77	19,54	1,90
Noviembre	84,51	31,21	13,14	1,90
Diciembre	74,06	26,11	10,01	1,90
<b>TOTAL</b>	1867,04	573,65	18,46	2,23

Tabla 28. Elección final Posadas (Fuente: Elaboración propia)

## ***1.5 CONCLUSIÓN***

En ambos emplazamientos, se ha llegado a la misma conclusión; se ha descartado NREL por tener valores mucho más altos que el resto. NASA y PVGIS tienen valores similares, pero dado que NASA tiene más precisión en Estados Unidos y PVGIS en Europa, se ha decidido utilizar los resultados obtenidos con PVGIS.

Finalmente, se ha escogido el emplazamiento situado en Alcalá de Guadaíra, en la provincia de Sevilla, puesto que la radiación en el emplazamiento es mayor.

## ***1.6 REFERENCIAS***

[1] Red Natura 2000. <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-prottegidos/red-natura-2000/>

## **ANEXO II. CÁLCULOS ELÉCTRICOS**

### **2.1 OBJETO**

En este anexo se detallarán aquellos cálculos que no han sido explicados en el trabajo, como el número de inversores, de módulos por cadena, de cadenas o de cadenas por inversor, entre otros, además de comprobar que se cumplen los requisitos necesarios para el inversor. Así mismo, se mostrarán los cálculos llevados a cabo en la elección de sección del cableado, en la puesta a tierra y en la elección de fusibles.

### **2.2 NORMATIVA**

La normativa seguida para realizar el correcto dimensionamiento del cableado es la siguiente:

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Norma IEC 60364-7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV)
- Norma IEC 60364-5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones
- Norma IEC 60228: Conductores de Cables aislados
- ITC-BT-40: Instalaciones Generadoras de Baja Tensión
- Norma IEC 60502: Cables de transporte de energía aislados con dieléctricos secos extruidos para tensiones nominales de 1 kV a 30 kV
- ITC-LAT 06: Líneas subterráneas con cables aislados
- ITC-BT-07: Redes subterráneas para distribución en Baja Tensión
- ITC-BT-18: Puestas a tierra
- ITC-MIE-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra

## 2.3 CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA FV

### 2.3.1 NÚMERO DE MÓDULOS POR CADENA

Para calcular la tensión de entrada del inversor ( $V_i$ ), se realizará una media entre el rango de tensión MPP a 25°C:

$$V_i = \frac{880 + 1.325}{2} = 1102,5 \text{ V}$$

Seguidamente, el número de módulos por cadena se calculará como el cociente entre la tensión calculada y la óptima de trabajo del panel:

$$N_{mc} = \frac{1102,5}{39,6} = 27,84 \text{ módulos/cadena}$$

Dado que el número de paneles por rama debe ser un número entero, este valor se aproximará al valor más cercano y si puede ser par para facilitar el diseño de las estructuras de soporte que tendrán dos módulos de altura. Por tanto, el número de paneles por cadena/string es 28.

### 2.3.2 NÚMERO DE CADENAS

El número de cadenas o strings se calcula a través del número de módulos, que se necesitan para cubrir la potencia pico requerida, y del número de paneles por cadenas. Tal y como se especifica en el apartado 5.3, la potencia pico de la planta fotovoltaica es de 51,005 MWp, y dado que un panel solar produce 690 W, se necesitarán 73.920,29 paneles. Este dato concuerda con lo obtenido con PVsyst. Por tanto, el número de cadenas será:

$$N_c = \frac{73.920}{28} = 2.640 \text{ cadenas}$$

### 2.3.3 NÚMERO DE MÓDULOS

Se calcula como el producto del número de módulos por cadenas y el número de cadenas.

$$N_m = N_{mc} * N_c = 28 * 2640 = 73.920 \text{ módulos}$$

### 2.3.4 NÚMERO DE INVERSORES

El número de inversores se obtiene a partir de la potencia nominal del inversor, la potencia pico de la planta y el ratio.

$$N_i = \frac{\text{Potencia pico (MWp)}}{\text{Potencia nominal inversor (MW)} * \text{ratio}} = \frac{51}{3,63 * 1,17} = 12 \text{ inversores}$$

### 2.3.5 NÚMERO DE CADENAS POR INVERSOR

Para calcular el número de cadenas por inversor, como su propio nombre indica, es el cociente entre el número de inversores y el número de cadenas.

$$N_{c/i} = \frac{2640}{12} = 220 \text{ cadenas/inversor}$$

Finalmente, es preciso verificar que la tensión e intensidades del punto de máxima potencia ( $I_{MP}$ ) y de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) a la entrada del inversor son inferiores a sus máximas.

Siendo:

- Tensión a la salida del panel en circuito abierto: 47,5 V
- Tensión máxima a la entrada del inversor: 1500 V

$$V_i < V_{iOC}; N_{mc} * V_{poc} < V_{iOC}; 28 * 47,5 < 1500; 1330 < 1500 V$$

- $I_{MP}$  del panel solar: 17,43 A
- $I_{SC}$  del panel solar: 18,39 A
- Intensidad máxima a la entrada del inversor:

$$220 * 17,43 < 4.750; 3.834,6 < 3970 A$$

$$220 * 18,39 < 6.000; 4.045,8 < 6.000A$$

## 2.4 DISEÑO DEL CABLEADO ELÉCTRICO

A la hora de realizar el diseño del cableado eléctrico, se ha dividido la instalación FV en 5 tramos.

- Tramo 1: Lado DC y baja tensión. Conexión de módulos con cajas de protección. Cables al aire bandejas.
- Tramo 2: Lado DC y baja tensión. Conexión de cajas de protección con inversores. Cables bajo tierra en zanjas.
- Tramo 3: Lado AC y baja tensión. Conexión de inversores con transformadores BT/MT. Cables bajo tierra en zanjas.
- Tramo 4: Lado AC y media tensión. Conexión de transformadores BT/MT con cabinas de media tensión.
- Tramo 5: Lado AC y alta tensión. Conexión cabinas de media tensión con subestación eléctrica.

Los cables deberán cumplir tres requisitos. A continuación, se muestran las fórmulas utilizadas para el cálculo de la sección de los conductores.

- Criterio de intensidad máxima admisible:

Siendo la ecuación de la máxima corriente corregida permitida la mostrada en la siguiente ecuación:

$$I_C = \frac{I_M}{F_T * F_R * F_C * F_P}$$

*Ecuación 13. Ecuación de máxima corriente corregida*

Dónde:

- $I_C$ : corriente máxima corregida (A).
- $F_T$ ,  $F_R$ ,  $F_C$ ,  $F_P$ : Factor de corrección de temperatura, de resistividad térmica, de agrupación y de profundidad respectivamente. Sus valores están comprendidos entre 0 y 1.
- $I_M$ : corriente máxima del cableado (A). Siendo esta superior al 125% de la máxima intensidad del generador según declara el ITC-BT-40 de REBT. Por tanto:

$$I_M = 1,25 * I_{SCMAX}$$

Además, la corriente máxima que circula por el conductor en régimen permanente debe ser inferior a la máxima corriente corregida, es decir:

$$I_N < I_C$$

- Criterio de caída de tensión:

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

*Ecuación 14. Caída de tensión en corriente continua.*

Donde:

1.  $\Delta V$ : Caída de tensión (V).
2. L: longitud del cable (m).
3. I: corriente máxima del módulo (A).
4. S: sección del cable (mm<sup>2</sup>).
5.  $\gamma$ : Conductividad a temperatura máxima admisible (m/ $\Omega$ \*mm<sup>2</sup>).

Siendo la caída de tensión en porcentaje la expresada en la siguiente fórmula:

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V(V)}{V} * 100$$

Dónde:

- $\Delta V(\%)$ : Caída de tensión (%).
- $\Delta V(V)$ : Caída de tensión (V).
- V: tensión máxima del módulo (V).

El tercer tramo, es de corriente alterna y, aunque el valor de la caída de tensión suele ser el limitante si las longitudes no son demasiado largas, se ha considerado la caída de tensión para el desarrollo del proyecto, que se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos \varphi}{S * \gamma}$$

*Ecuación 15. Caída de tensión en corriente alterna trifásica.*

Donde:

- $\Delta V$ : Caída de tensión (V)
- L: Longitud del cable (m)
- I: Intensidad de corriente (A)
- S: Sección del cable (mm<sup>2</sup>)
- $\gamma$ : Conductividad a temperatura máxima admisible (m/ $\Omega$ \*mm<sup>2</sup>)

El porcentaje de caída de tensión se calcula de la misma manera que en corriente continua.

- Criterio de intensidad de cortocircuito:

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} * U}$$

*Ecuación 16. Sección del conductor en función la intensidad de cortocircuito. (Fuente: Prysmian)*

Donde:

- $I_{CC}$ : Intensidad de cortocircuito del transformador (A)
- $S_{CC}$ : Potencia de cortocircuito del transformador (kVA)
- U: Tensión a la salida del transformador (kV)

### 2.4.1 CABLEADO DE BAJA TENSIÓN

El cableado de baja tensión se utiliza para transportar la energía producida desde los módulos fotovoltaicos hasta las cajas de continua y desde estas, al inversor. Y finalmente, del inversor al transformador BT/MT. Para el cableado de baja tensión se seguirá la normativa recogida por la ITC-BT-07.

#### 1. Tramo 1: Módulo solar - Caja de continua

Para el primer tramo, se seleccionan los cables de cobre PRYSUN H1Z2Z2-K, de tensión 1/1kV y con aislamiento XLPE2. Estos son ideales para instalaciones fotovoltaicas, para temperaturas elevadas y resistentes a golpes, a los rayos UV y a la corrosión. Se instalarán al aire en bandejas y su método será el tipo F.

#### Criterio intensidad máxima

La siguiente imagen muestra la temperatura máxima admisible según el tipo de aislamiento. Dado que se ha elegido un conductor con aislamiento XLPE, la temperatura máxima admisible es de 90°.

Tipo de Aislamiento seco	Temperatura máxima °C	
	Servicio permanente	Cortocircuito t ≤ 5s
Policloruro de vinilo (PVC)		
S ≤ 300 mm <sup>2</sup>	70	160
S > 300 mm <sup>2</sup>	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250

Imagen 24. Temperatura máxima en función del tipo de aislamiento seco. (Fuente: ITC-BT-07)

Como se ha comentado en el apartado 6, para calcular la sección del cableado, se hará uso de la siguiente fórmula:

$$I_C = F_T * F_R * F_C * I_M$$

Donde para este tramo:

- Factor de corrección por resistividad térmica: como el cableado se encuentra en zanja al aire libre, no afecta.
- Factor de corrección por temperatura: según la tabla 12, también va a considerarse que tiene el valor de 1 puesto que, se pueden obtener temperaturas alrededor de los 40°.
- Factor de corrección por agrupación: tiene el valor de 1 al tratarse de un tramo monofásico y de corriente continua.
- Factor de corrección por profundidad: no afecta ya que en este tramo el cableado se encuentra al aire fijado en bandejas.
- La intensidad de corriente de cortocircuito máxima del módulo es de 18,39 A. Aplicándole el factor de 1,25, la intensidad máxima obtenida es de 23 A.

Temperatura de servicio $\Theta_s$ en °C	Temperatura ambiente, $\Theta_a$ , 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 29. Factor de corrección F para temperatura ambiente (Fuente: ITC-BT-07 de REBT)

Por tanto, sustituyendo los datos en la ecuación, se obtiene una intensidad de 23 A. Y, como se muestra en la siguiente imagen, dado que la intensidad es inferior a 46 A, la sección del conductor deberá ser de 6mm<sup>2</sup>.



Sección nominal mm <sup>2</sup>	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 30. Intensidad máxima admisible para conductor de cobre (Fuente: ITC-BT-07 de REBT)

### Criterio de la caída de tensión

Tal y como se ha explicado anteriormente, la ecuación a partir de la cual se obtiene la sección del conductor a partir de la caída de tensión es:

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

La distancia máxima existente entre el módulo solar y la caja de continua es de aproximadamente 450 metros, por tanto, la longitud tendrá este valor ( $L=450\text{ m}$ ).

Según Canadian Solar, el fabricante del panel escogido, la tensión máxima de cada uno es de 47,5 V. Puesto que por cada serie hay 29 paneles, la tensión total es de 1377,5 V. Además, como se ha comentado anteriormente, la caída de tensión máxima es de 1,5%, por tanto, para nuestro caso, la caída de tensión máxima será:  $0,015 * 1377,5 = 20,66\text{ V}$ . Así mismo, el fabricante también especifica la intensidad de la corriente, que resulta ser de 18,39 A.

La conductividad del cobre a 90°, la temperatura máxima, es  $44\text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$ .

Con todo esto, la ecuación resultante es la siguiente:

$$S = \frac{2 * 18,21 * 18,39}{44 * 20,66} = 18,21 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada superior que se encuentra más cerca de la obtenida es 25 mm<sup>2</sup>.

Una vez se tienen las dos secciones obtenidas a través de los dos criterios necesarios, se selecciona la más restringente, es decir, la menor, que en este caso resulta ser: **S<sub>1</sub>= 6mm<sup>2</sup>**.

### Tramo 2: Caja de continua - Inversor

Para este segundo tramo, se hará uso del cableado de aluminio AL VOLTALENE FLAMEX (AS) - AL XZ1 (AS) de Prysmian, con tensión asignada de 0,6/1 kV y aislamiento XLPE. Además, el método de instalación es D1 al estar los cables bajo tierra en zanjas.

#### Criterio de la intensidad máxima

Se repite el mismo proceso que el llevado a cabo con el tramo 1, haciendo uso de la Ecuación 13. Sin embargo, a diferencia del tramo 1, los factores de corrección serán distintos.

- Factor de corrección por resistividad térmica: se establece que el suelo es del tipo poco húmedo con resistividad 0,85 Km/W y según la siguiente tabla, el factor tiene un valor de 1,06.

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 31. Resistividad térmica del terreno (Fuente: ITC-BT-07 de REBT)

- Factor de corrección por temperatura: se considerará una temperatura de 25° a esa profundidad y, como muestra la tabla 6 del ITC-BT-07 de REBT, es 1.

- Factor de corrección por agrupación: este tramo continúa siendo monofásico y de corriente continua, por lo que el este factor sigue siendo 1.
- Factor de corrección por profundidad: los cables estarán situados a una profundidad de 0,7 metros, y dado que esta es la estándar, el factor de corrección por profundidad será 1.
- La intensidad de corriente de cortocircuito máxima del módulo es de 18,39 A. En este tramo, la intensidad más elevada es aquella en la que se encuentran más cadenas, que resultan ser 18. Por tanto, la intensidad máxima obtenida con el factor de 1,25 es de:  $I_M = 18 * 18,39 * 1,25 = 413,78 A$

Con todo esto, se obtiene una intensidad máxima admisible de 390,36 A. Tal y como muestra la siguiente imagen, la sección superior a la calculada que más se acerca es de 240 mm<sup>2</sup>.

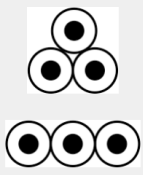

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	Tipo de aislamiento					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	97	94	86	90	86	76
25	125	120	110	115	110	98
35	150	145	130	140	135	120
50	180	175	155	165	160	140
70	220	215	190	205	220	170
95	260	255	225	240	235	210
120	295	290	260	275	270	235
150	330	325	290	310	305	265
185	375	365	325	350	345	300
240	430	420	380	405	395	350
300	485	475	430	460	445	395
400	550	540	480	520	500	445
500	615	605	525	-	-	-
630	690	680	600	-	-	-

Tabla 32. Intensidad máxima admisible para conductor de aluminio de BT (Fuente: ITC-BT-07 de REBT)

### Criterio de caída de tensión

La ecuación a partir de la cual se obtiene la sección es la misma que la del tramo 1 (Ecuación 13).

En este caso, la tensión máxima es la misma que la anterior, es decir, 47,5 V, sin embargo, a la hora de calcular la caída de tensión, hay que restarle las pérdidas que ocurren en el cableado. Esta se calcula a partir de la siguiente manera:

$$\Delta U = \frac{2 * 450 * 18,39}{44 * 6} = 62,70 \text{ V}$$

Por tanto, la caída de tensión del tramo 2 es:  $1,5\% * (1377,5 - 62,70) = 19,72 \text{ V}$ .

La conductividad cambia al ser el conductor de aluminio, teniendo un valor de  $28 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$ . La intensidad es la calculada en el criterio de la máxima intensidad admisible de este tramo, 413,78 A. Y, para la longitud del cable, se establece la menos favorable, que en este caso es 450 metros. ( $L=450 \text{ m}$ ).

Por tanto, con todos estos datos, se obtiene una sección mínima de  $674,45 \text{ mm}^2$ . Sin embargo, se observa que esta sección es mayor de  $120 \text{ mm}^2$  y, en estos casos, la norma establece que es necesario tener en cuenta la reactancia del conductor en el cálculo de la sección; esta es la siguiente:

$$S = \frac{\sqrt{3} * 450 * I * \cos \varphi}{\gamma * (\Delta U - \sqrt{3} * 10^{-3} * x * 450 * I * \sin \gamma)}$$

*Imagen 25. Sección mínima del conductor en alterna con el efecto de la reactancia.*

Donde:

- S: Sección del conductor ( $\text{mm}^2$ )
- L: Longitud del conductor (m)
- I: Intensidad de la corriente (A)
- $\text{Cos}(\varphi)$ : coseno de  $\varphi$  entre la tensión de fase y la intensidad
- $\gamma$ : Conductividad del conductor ( $\Omega * \text{m}$ )
- $\Delta U$ : Caída de tensión máxima (V)
- $x$ : reactancia de la línea ( $\Omega/\text{km}$ )

Sin embargo, al haberse considerado el factor de potencia igual a la unidad ( $\text{Cos}(\varphi)=1$ ), la ecuación resulta ser la misma que la anterior y, por tanto, la sección resultante es  $630 \text{ mm}^2$ .

Una vez se tienen las dos secciones obtenidas a través de los dos criterios necesarios, se selecciona la más restringente, es decir, la menor, que resulta ser:  $S_2 = 240 \text{ mm}^2$ .

### **Tramo 3: Inversor – Transformador BT/MT**

Este tramo continúa siendo de baja tensión puesto que todavía no se ha pasado al lado de media tensión con el transformador, sin embargo, como la corriente ha pasado por el inversor, esta ha sido transformada a corriente alterna trifásica. Se usarán cables de aluminio, en concreto el modelo AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL de Prysmian, con tensión 18/30 kV y aislamiento XLPE. Además, el método de instalación será D1.

#### Criterio de corriente máxima admisible

En este tramo se continuará haciendo uso de la Ecuación 13 para obtener el valor de la intensidad máxima y, seguidamente, se utilizará la Tabla 32. Intensidad máxima admisible para conductor de aluminio de BT (Fuente: ITC-BT-07 de REBT)Tabla 32 para elegir la sección del conductor.

- Factor de corrección por resistividad térmica: se establece que el suelo es del tipo poco húmedo con resistividad 0,85 Km/W y según la siguiente tabla, el factor tiene un valor de 1,06.
- Factor de corrección por temperatura: se considerará una temperatura de 25° a la profundidad de 0,7m, y, como muestra la tabla 6 del ITC-BT-07 de REBT, este factor de corrección es 1.
- Factor de corrección por agrupación: este tramo es trifásico y de corriente alterna, pero al estar el cableado enterrado en zanjas para un circuito trifásico, este factor es 1.
- Factor de corrección por profundidad: los cables estarán situados a una profundidad de 0,7 metros, y dado que esta es la estándar, el factor de corrección por profundidad será 1.

- La intensidad de corriente máxima es la máxima de salida en AC del inversor con el factor de 125% aplicado:  $I_M = 1,25 * 3175 = 3968,75 \text{ A}$ . Dado que la elevada corriente a la salida del inversor será necesario utilizar varios conductores. Se necesitarán en concreto 8 conductores.

Con todos estos datos, se obtiene una intensidad máxima admisible de 468 A. Por tanto, la sección del conductor es 300 mm<sup>2</sup>.

### Caída de tensión

Como se especifica en la explicación de este criterio, este tramo tiene una ecuación de caída de tensión diferente a los anteriores al utilizar un cableado de corriente alterna trifásica.

Puesto que los inversores están próximos a sus correspondientes transformadores, la máxima distancia entre estos será pequeña, alrededor de unos 30 m.

Por otro lado, la intensidad es la calculada en el criterio de máxima corriente admisible, 468 A y la conductividad del aluminio es 28 m/Ω\*mm<sup>2</sup> como se ha mencionado anteriormente.

Respecto a la caída de tensión, esta es la máxima tensión a la salida del inversor. Como la caída de tensión máxima para corriente alterna es 1,5%, la caída de tensión máxima resulta ser:  $\Delta V = 0,015 * 660V = 9,9V$ . Así mismo, el  $\cos\phi$  tendrá el valor de 0,5 puesto que el inversor tiene la capacidad de cambiar la reactiva.

Con todo ello, se obtiene una sección normalizada de 50 mm<sup>2</sup>

Una vez se tienen las dos secciones obtenidas a través de los dos criterios necesarios, se selecciona la más restringente, es decir, la menor, que en este caso resulta ser: **S<sub>3</sub>= 50 mm<sup>2</sup>**.

## 2.4.2 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN

El cableado de media tensión se utiliza para transportar la energía desde el transformador BT/MT a la caja de media tensión y de esta al punto de conexión de la red. Las tensiones serán mayores a 1kV, por tanto, se seguirá la norma establecida por las ITC-LAT de 01 a 09.

### **Tramo 4: Transformador BT/MT – Cajas de media tensión**

Este tramo ya es de media tensión y de corriente alterna trifásica. El modelo de cableado será el mismo que el del tramo 3. Sin embargo, en este tramo este estará enterrado en zanjas.

#### Criterio de corriente máxima admisible

Se continuará haciendo uso de la Ecuación 13 para obtener el valor de la intensidad máxima y, seguidamente, se utilizará la Tabla 32 para elegir la sección del conductor.

- Factor de corrección por resistividad térmica: se establece que el suelo es del tipo poco húmedo con resistividad 0,85 Km/W por lo que este factor vale 1,06.
- Factor de corrección por temperatura: se considerará una temperatura de 25° a la profundidad de 1m, y, como muestra la tabla 6 del ITC-LAT-06, este factor de corrección es 1, al ser condición estándar.
- Factor de corrección por agrupación: este tramo de corriente alterna trifásica, pero al estar el cableado enterrado en zanjas para un circuito trifásico, este factor es 1.
- Factor de corrección por profundidad: los cables están situados a la profundidad estándar (ITC-LAT 06), por lo que el factor de corrección por profundidad será 1.
- La intensidad de corriente máxima es la establecida por el lado de media tensión del transformador, que se calcula de la siguiente manera:

$$I_M = \frac{3.630.000}{\sqrt{3} * 30.000 * 0,9} = 77,62 A$$

Donde:

- 3.630.000 VA: Potencia nominal a la salida del transformador

- 30.000 V: Tensión máxima a la salida del transformador
- 0,9: Factor de potencia

Con el factor de 1,25 aplicado la intensidad máxima admisible es 97,025 A

Con todos estos datos, se obtiene una intensidad máxima admisible de 91,53 A. Por tanto, según se especifica en la siguiente tabla, la sección del conductor es 35 mm<sup>2</sup>.

Sección (mm <sup>2</sup> )	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 33. Intensidad máxima admisible para conductor de aluminio de AT (Fuente: ITC-LAT 06)*

### Caída de tensión

Como se especifica en la explicación de este criterio, este tramo tiene una caída de tensión diferente a las anteriores debido al cableado de corriente alterna trifásica. La ecuación de la caída de tensión es:

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

*Ecuación 17. Caída de tensión para MT.*

Donde:

- $\Delta V$ : Caída de tensión (V)
- L: Longitud de la línea (km)
- I: Intensidad que recorre la línea (A)
- R: Resistencia del conductor ( $\Omega$ )
- X: Reactancia inductiva de la línea ( $\Omega/\text{km}$ )

La longitud del cable será como máximo de 30 m y el factor de potencia continuará valiendo 0,9.

La intensidad es la de máxima carga del transformador, es decir, 77,62 A. Los valores de resistencia y reactancia vienen dados por el conductor y son  $R=1,093 \Omega/\text{Km}$  y  $X=0 \Omega/\text{Km}$  respectivamente.

Con estos datos y sustituyendo en la Ecuación 17, se obtiene una tensión de 3,97 V, que en porcentaje resulta ser 0,013%, valor admisible.

### Criterio de corriente de cortocircuito

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, tcc, 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

\*  $\Delta\theta$  es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

Tabla 34. Densidad máxima de corriente de cortocircuito para conductores de aluminio (Fuente: ITC-LAT-06)

Como el aislamiento del conductor es XLPE y la sección obtenida por el criterio de máxima corriente, la ecuación de la intensidad máxima es la siguiente:  $I_{cc} = 133 \frac{A}{\text{mm}^2} * 35 \text{ mm}^2 = 4655 \text{ A}$

Además, esta intensidad de cortocircuito de la planta, determinada por la corriente máxima permitida por el transformador en el lado de media tensión, debe ser inferior a la del cable.

$$I_{ccp} < I_{cc}; \frac{3630}{\sqrt{3} * 30} = 69,86 < 4655 \text{ A}$$

Se cumple la ecuación, pudiendo concluir que se utilizará 1 conductor de sección  $S_4 = 35 \text{ mm}^2$  para el tramo 4.

### **Tramo 5: Cajas de media tensión – Subestación eléctrica**

En este tramo el cableado es el mismo que en el anterior, es decir, bajo tierra en zanjas y con corriente alterna trifásica. El tipo de conductor es el mencionado en el tramo 3.

Criterio de corriente máxima admisible

Se continuará haciendo uso de la Ecuación 13 para obtener el valor de la intensidad máxima y, seguidamente, se utilizará la Tabla 36 para elegir la sección del conductor.

- Factor de corrección por resistividad térmica: se establece que el suelo es del tipo poco húmedo con resistividad 0,85 Km/W por lo que, interpolando en la siguiente tabla se obtiene un valor de 1,27.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm <sup>2</sup>	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
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 35. Factor de corrección para resistividad térmica (Fuente: ITC-LAT 06)*

- Factor de corrección por temperatura: se considerará una temperatura de 25° a la profundidad de 1m, y, como muestra la tabla 6 del ITC-LAT-06, este factor de corrección es 1, al ser condición estándar.
- Factor de corrección por agrupación: en este tramo, las 3 líneas de generación irán enterradas en la misma zanja a una distancia de 0,2 metros entre ellas. Por tanto,

según muestra la siguiente tabla encontrada en ITC LAT-06, el factor tiene un valor de 0,65.

		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	-	-	-	-	

Gráfico 12. Factor de corrección (Fuente: ITC LAT-06)

- Factor de corrección por profundidad: los cables están situados a la profundidad estándar (ITC-LAT 06), por lo que el factor de corrección por profundidad será 1.
- La intensidad de corriente máxima es la suma de establecida por el lado de media tensión de todos los transformadores (12):  $I_M = \frac{3.630.000}{\sqrt{3} \cdot 30.000 \cdot 0,9} \cdot 12 = 931,46 \text{ A}$ . Con el factor de 1,25 aplicado resulta 1164,32 A. Como se ha comentado, habrá 3 líneas de generación que transporten la corriente desde las cabinas de media tensión a la subestación, por ello, se utilizarán tres conductores. Se obtiene entonces, una intensidad:  $I_M = 388,11 \text{ A}$  por conductor.

Con todos estos datos, se obtiene una intensidad máxima admisible de 372,68 A. Por tanto, según se especifica en la siguiente tabla, la sección del conductor es 400 mm<sup>2</sup>.

Sección (mm <sup>2</sup> )	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 36. Intensidad máxima admisible para tensiones mayores a 1kV (Fuente: ITC-LAT 06)*

### Caída de tensión

Como se especifica en la explicación de este criterio, este tramo tiene una caída de tensión diferente a las anteriores debido al cableado de corriente alterna trifásica. La ecuación de la caída de tensión es:

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

La longitud del cable máxima será de 2 Km y el factor de potencia continuará valiendo 0,9.

La intensidad es la de máxima carga del transformador, es decir, 310,49 A. Los valores de resistencia y reactancia son R=0,128 Ω/Km y X=0,11 Ω/Km.

Con estos datos y sustituyendo en la Ecuación 17, se obtiene una tensión de 175,5 V, que en porcentaje resulta ser 0,585 %, valor admisible.

### Criterio de corriente de cortocircuito

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, tcc, 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 mm <sup>2</sup>	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43			
sección $>$ 300 mm <sup>2</sup>	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 <sub>0</sub> /U <sub>s</sub> $\leq$ 18/30 kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51			

\*  $\Delta\theta$  es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

*Tabla 37. Densidad máxima de corriente de cortocircuito para conductores de aluminio (Fuente: ITC-LAT-06)*

Como el aislamiento del conductor es XLPE y la duración del cortocircuito es 0,5, la ecuación de la intensidad máxima es la siguiente:  $I_{cc} = 133 \frac{A}{mm^2} * 400mm^2 = 53.200 A$ .

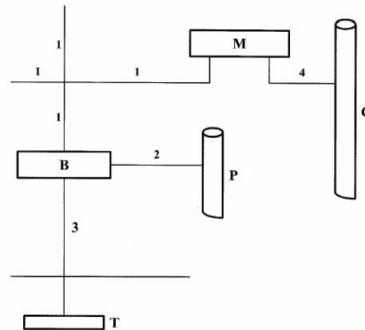
Además, esta intensidad de cortocircuito de la planta, determinada por la unión de corrientes máximas permitida por cada uno de los 12 transformadores en el lado de media tensión, debe ser inferior a la del cable.

$$I_{ccp} < I_{cc} * 12; \frac{3.630.000}{\sqrt{3} * 30.000} * 12 = 838,31 < 53.200 A.$$

Se cumple la ecuación, pudiendo concluir que se utilizarán 3 conductores de sección  $S_5 = 400 mm^2$  para el tramo 5.

## **2.5 PUESTA A TIERRA**

Según el ITC-BT 18 del REBT: “La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo”. Con la puesta a tierra se consigue tanto evitar la aparición de diferencias de potencial peligrosas como permitir que corrientes con defecto se desvíen a la tierra.



**Leyenda**

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

Imagen 26. Esquema de un circuito de puesta en tierra. (Fuente: ITC-BT 18 de REBT).

El electrodo será dimensionado de manera que su resistencia de tierra garantice que no se generen tensiones de contacto superiores a 24 V en ninguna circunstancia. Por tanto:

$$R_{tm} * I < 24 V$$

Donde:

- $R_{tm}$ : Máxima resistencia de puesta a tierra ( $\Omega$ )
- I: Sensibilidad del diferencial en amperios (330 mA)

En la siguiente tabla se muestran los valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno. En nuestro caso, se elige el valor de 500  $\Omega \cdot m$  ya que la descripción del terreno es la que más coincide con la del emplazamiento.

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Tabla 38. Valores medios anuales aproximados de la resistividad (Fuente: ITC-BT 18 de REBT)

Por tanto, la resistencia máxima de puesta a tierra es  $R_E=80 \Omega$ .

La red de tierras se realizará a través de picas de cobre. Su configuración debe ser redonde y de resistencia elevada, asegurando que su rigidez sea máxima con el fin de evitar que se doble y para facilitar la introducción en el terreno.

A continuación, se dividirá la instalación en 2 zonas, el primero compuesto por los módulos y los inversores y el segundo, formado por los transformadores, las celdas de media tensión y la subestación. Además, se diferenciarán dos sistemas de puesta a tierra, el de servicio y el de protección.

### **2.5.1 ZONA 1: MÓDULOS + INVERSORES**

La puesta a tierra en esta zona estará formada por un electrodo de 4 picas de 4m de longitud, enterradas en horizontal formando un circuito cerrado, y un cable de cobre desnudo de 14mm<sup>2</sup> de sección mínima a 0,5 metros de profundidad. La fórmula en este caso para estimar la resistencia de cada pica es:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L}$$

*Ecuación 18. Resistencia de la pica enterrada verticalmente (Fuente: ITC-BT 18 de REBT)*

Donde:

- $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ )
- L: Longitud total de las 4 picas (m)

Cada pica tendrá una longitud de 4 metros, por tanto, la longitud total será 16 metros ( $L=16 \text{ m}$ ). En consecuencia, tras aplicar la Ecuación 18, se obtiene una resistencia  $R_{picas}=31,25 \Omega$ . Se puede observar que este valor cumple el requisito de resistencia máxima de puesta a tierra ( $R_{picas} < R_{tm}=80 \Omega$ ).

### **2.5.2 ZONA 2: CENTROS DE TRANSFORMACIÓN + SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA**

Como se ha comentado, se van a distinguir dos sistemas de puesta a tierra, el de protección y el de servicio.

### - **Puesta a tierra de protección**

Se utiliza para proteger las partes conductoras de la planta que no se encuentran en tensión, pero que pueden estarlo debido a accidentes o sobretensiones, por ejemplo. En este caso, se ha decidido usar un electrodo formado por 8 picas situadas en hilera separadas 3 metros y unidas por un conductor horizontal de cobre. La longitud de cada pica será de 2 metros, su diámetro de 14 mm y la sección del conductor de 50 mm<sup>2</sup>.

Además, con el fin de garantizar la seguridad de las personas, se establecen límites para la tensión de contacto y la de paso aplicadas. Por un lado, la tensión de contacto aplicada ( $U_{ca}$ ) es aquella que está expuesta al cuerpo humano y se da cuando la mano hace contacto con alguna parte metálica con tensión de la puesta a tierra a causa de una falta en la instalación.

Se establece un tiempo de actuación de las protecciones frente a las faltas de 0,5 segundos, por lo que, en consecuencia, la  $U_{ca}$  tiene un valor de 204 V. Y la tensión máxima de contacto se calcula de la siguiente manera:

$$U_c = U_{ca} * \left(1 + \frac{R + 3 * \rho_s}{2 * Z_H}\right)$$

*Ecuación 19. Tensión de contacto*

Donde:

- $U_{ca}$ : Tensión de contacto aplicada (V)
- R: Resistencia equivalente a un calzado con suela aislante ( $R=2.00 \Omega$ )
- $\rho_s$ : Resistividad del suelo ( $\rho_s = 500 \Omega \cdot m$ )
- $Z_H$ : Impedancia del cuerpo humano ( $Z_H = 1.000 \Omega$ )

Sustituyendo en la Ecuación 19, se obtiene una tensión de contacto de 561 V. No obstante, se van a rodear los centros de transformación y la subestación con una acera perimetral de hormigón, evitando la tensión de contacto.

Por otro lado, la tensión de protección aplicada es aquella que afecta a los pies del cuerpo humano. Esta será diez veces mayor que la anterior ( $U_{pa} = 10 * U_{ca}$ ), y tendrá un valor de 2040 al ser el tiempo de falta de 0,5 segundos. La ecuación para calcular la tensión de protección se presenta a continuación:

$$U_p = U_{pa} * \left( 1 + \frac{2 * R + 6 * \rho_s}{Z_H} \right) = 16.320 V$$

Teniendo en cuenta el electrodo usado, la tensión de protección se calcula:

$$U'_p = k_p * \rho * I_e$$

Donde:

- $k_p$ : Coeficiente de tensión de paso p (0,00345)
- $\rho$ : Resistividad del terreno (500  $\Omega \cdot m$ )
- $I_e$ : Intensidad del electrodo (10.000 A)

Se obtiene entonces un valor de 1.136,75 V; siendo este considerablemente inferior a  $U_p=16.320 V$ .

- **Puesta a tierra de servicio**

Se utiliza para proteger los elementos de la instalación. Para ello, se hará uso de una pica de 5 metros de longitud enterrada a una profundidad de 0,5 metros. Así mismo, haciendo uso de la Ecuación 18, se obtiene una resistencia de la pica de 60 ohmios ( $R_{pica} = 60 \Omega$ ), inferior a la máxima.



## ANEXO III. INFORME PVSYST DE LA INSTALACIÓN



Versión 7.3.2

### PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Alcalá de Guadaíra

Variante: Ratio 1,17 12 inversores NUEVO 12m DEFINITIVO CS-PE

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Potencia del sistema: 51.00 MWp

Alcalá de Guadaíra - España

Autor(a)  
Cristina Aldama (Spain)



**PVsyst V7.3.2**

VCX, Fecha de simulación:  
08/07/23 09:08  
con v7.3.2

**Proyecto: Alcalá de Guadaíra**

Variante: Ratio 1,17 12 inversores NUEVO 12m DEFINITIVO CS-PE

Cristina Aldama (Spain)

**Resumen del proyecto**

<b>Sitio geográfico</b> Alcalá de Guadaíra España	<b>Situación</b> Latitud 37.29 °N Longitud -5.81 °W Altitud 45 m Zona horaria UTC	<b>Configuración del proyecto</b> Albedo 0.20
<b>Datos meteo</b> Alcalá de Guadaíra PVGIS api TMY		

**Resumen del sistema**

<b>Sistema conectado a la red</b> Simulación para el año n° 1	<b>Conjunto único de rastreadores, con retroceso</b>		
<b>Orientación campo FV</b> Orientación Plano de rastreo, eje horizontal N-S Azimut del eje 0 °	<b>Algoritmo de rastreo</b> Cálculo astronómico Retroceso activado	<b>Sombreados cercanos</b> Sombreados lineales Sombreado difuso Automático	
<b>Información del sistema</b> <b>Generador FV</b> Núm. de módulos 73920 unidades Pnom total 51.00 MWp	<b>Inversores</b> Núm. de unidades 12 unidades Pnom total 43.56 MWca Proporción Pnom 1.171		
<b>Necesidades del usuario</b> Carga ilimitada (red)			

**Resumen de resultados**

Energía producida 113663847 kWh/año	Producción específica 2228 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 85.74 %
-------------------------------------	--	-----------------------------

**Tabla de contenido**

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	6
Resultados principales	7
Diagrama de pérdida	8
Gráficos predefinidos	9
Diagrama unifilar	10
Balance de emisiones de CO <sub>2</sub>	11



**PVsyst V7.3.2**

VCX, Fecha de simulación:  
08/07/23 09:08  
con v7.3.2

**Proyecto: Alcalá de Guadaíra**

Variante: Ratio 1,17 12 inversores NUEVO 12m DEFINITIVO CS-PE

Cristina Aldama (Spain)

**Pérdidas del conjunto**

<b>Pérdidas de suciedad del conjunto</b>		<b>Factor de pérdida térmica</b>		<b>Pérdidas de cableado CC</b>				
Frac. de pérdida	2.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	0.24 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Frac. de pérdida	1.0 % en STC			
		Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s					
<b>LID - Degradación Inducida por Luz</b>		<b>Pérdida de calidad módulo</b>		<b>Pérdidas de desajuste de módulo</b>				
Frac. de pérdida	1.0 %	Frac. de pérdida	-0.4 %	Frac. de pérdida	2.0 % en MPP			
<b>Pérdidas de desajuste de cadenas</b>		<b>Módulo de degradación media</b>						
Frac. de pérdida	0.1 %	Año n°	1					
		Factor de pérdida	0.4 %/año					
		<b>Desajuste debido a la degradación</b>						
		Dispersión Imp RMS	0 %/año					
		Dispersión Vmp RMS	0 %/año					
<b>Factor de pérdida IAM</b>								
Efecto de incidencia (IAM): Fresnel, revestimiento AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**Pérdidas del sistema.**

<b>Pérdidas auxiliares</b>	
Proporcional a la potencia	3.0 W/kW
0.0 kW del umbral de potencia	

**Pérdidas de cableado CA**

<b>Línea de salida del inv. hasta transfo MV</b>			
Voltaje inversor	660 Vca tri		
Frac. de pérdida	0.12 % en STC		
<b>Inversor: FS3510K_660V_20190926</b>			
Sección cables (12 Inv.)	Alu 12 x 3 x 3000 mm²		
Longitud media de los cables	12 m		
<b>Línea MV hasta Transfo AT</b>		<b>Línea AT hasta Inyección</b>	
Voltaje MV	20 kV	Voltaje de línea de AT	220 kV
Cables	Alu 3 x 1200 mm²	Cables	Alu 3 x 70 mm²
Longitud	1950 m	Longitud	8302 m
Frac. de pérdida	0.64 % en STC	Frac. de pérdida	0.39 % en STC

**Pérdidas de CA en transformadores**

<b>Transfo MV</b>	
Voltaje medio	20 kV
<b>Parámetros del transformador</b>	
Potencia nominal en STC	50.23 MVA
Iron Loss ( Conexión 24/24)	85.89 kVA
Fracción de pérdida de hierro	0.17 % en STC
Pérdida de cobre	470.16 kVA
Fracción de pérdida de cobre	0.94 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas	3 x 0.08 mΩ



**PVsyst V7.3.2**

VCX, Fecha de simulación:  
08/07/23 09:08  
con v7.3.2

Proyecto: Alcalá de Guadaíra

Variante: Ratio 1,17 12 Inversores NUEVO 12m DEFINITIVO CS-PE

Cristina Aldama (Spain)

**Pérdidas de CA en transformadores**

<b>Transfo AT</b>	
Voltaje de red	220 kV
<b>Transformador desde hojas de datos</b>	
Potencia nominal	60000 kVA
Iron Loss ( Conexión 24/24)	33.00 kVA
Fracción de pérdida de hierro	0.06 % de PNom
Pérdida de cobre	63.00 kVA
Fracción de pérdida de cobre	0.11 % en PNom
Resistencia equivalente de bobinas	3 x 7.00 mΩ



**PVsyst V7.3.2**

VCX, Fecha de simulación:  
08/07/23 09:08  
con v7.3.2

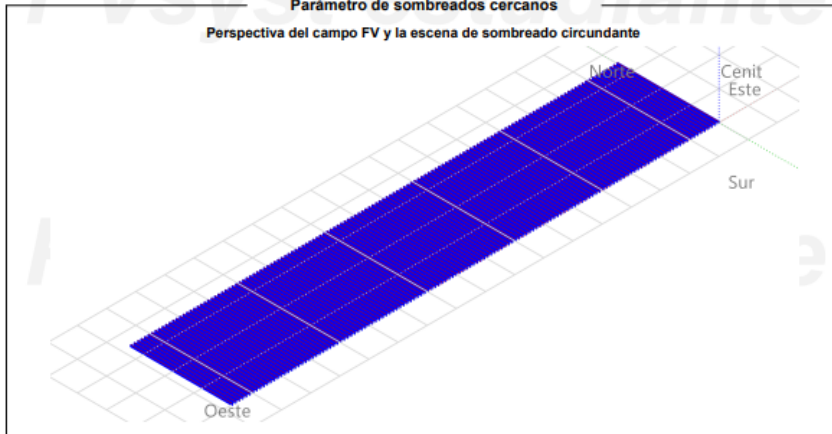
Proyecto: Alcalá de Guadaíra

Variante: Ratio 1,17 12 Inversores NUEVO 12m DEFINITIVO CS-PE

Cristina Aldama (Spain)

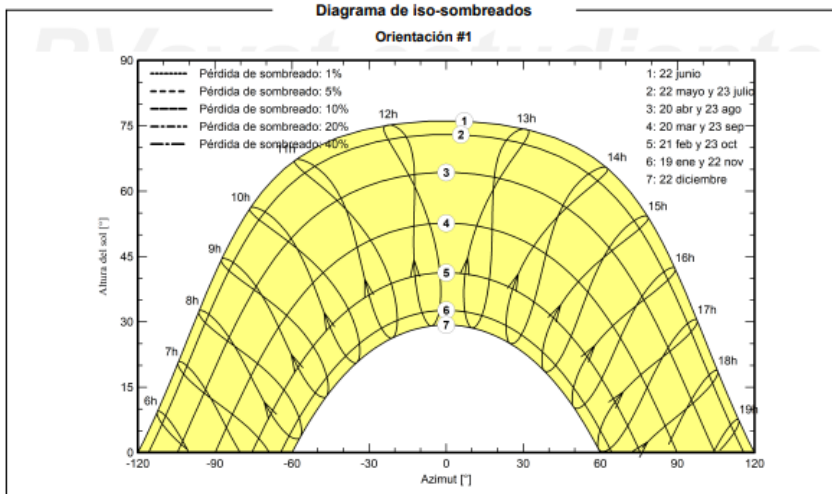
**Parámetro de sombreados cercanos**

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante



**Diagrama de iso-sombreados**

Orientación #1





Proyecto: Alcalá de Guadaíra

Variante: Ratio 1,17 12 inversores NUEVO 12m DEFINITIVO CS-PE

Cristina Aldama (Spain)

PVsyst V7.3.2

VCX. Fecha de simulación:  
08/07/23 09:08  
con v7.3.2

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

113663847 kWh/año

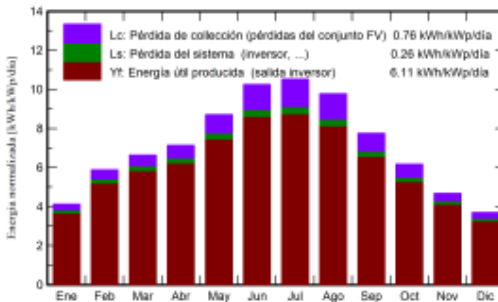
Producción específica

2228 kWh/kWp/año

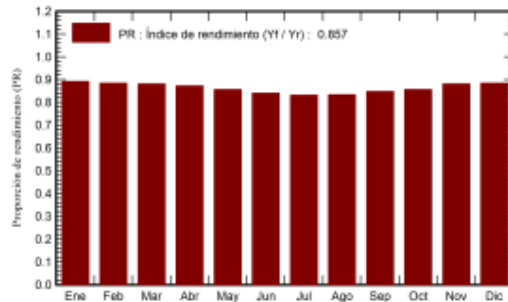
Proporción de rendimiento (PR)

85.74 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	91.7	27.25	10.10	127.8	120.1	6071893	5816598	0.892
Febrero	117.3	31.16	12.74	164.9	156.7	7752830	7439637	0.885
Marzo	152.4	50.45	14.35	205.6	196.2	9631518	9234933	0.881
Abril	166.5	67.29	16.32	214.2	204.4	9944133	9537578	0.873
Mayo	210.4	73.75	20.98	270.1	258.8	12298199	11802534	0.857
Junio	233.9	66.83	24.41	307.8	295.6	13730697	13183978	0.840
Julio	248.3	58.31	27.72	326.6	314.2	14434268	13857395	0.832
Agosto	227.0	52.39	28.47	303.1	291.5	13418072	12882429	0.833
Septiembre	170.7	46.60	25.35	232.6	222.9	10478047	10056853	0.848
Octubre	140.2	40.12	23.14	191.5	182.4	8715403	8365292	0.857
Noviembre	99.4	28.22	15.14	140.4	132.7	6583529	6315645	0.882
Diciembre	80.8	25.28	12.22	114.6	107.1	5401474	5170975	0.884
<b>Año</b>	<b>1938.7</b>	<b>567.64</b>	<b>19.29</b>	<b>2599.2</b>	<b>2482.6</b>	<b>118460065</b>	<b>113663847</b>	<b>0.857</b>

Legendas

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



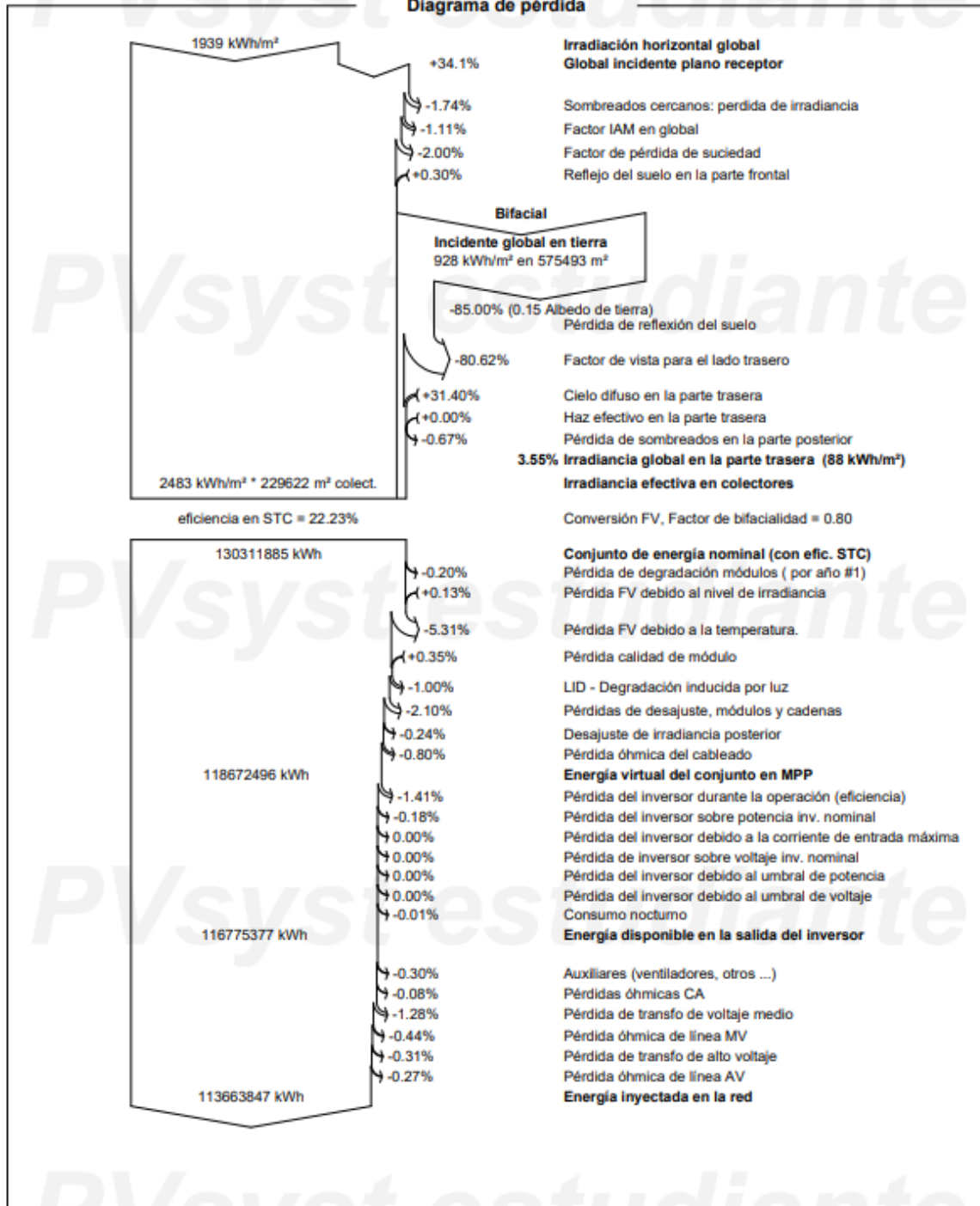
**PVsyst V7.3.2**  
VCX, Fecha de simulación:  
08/07/23 09:08  
con v7.3.2

Proyecto: Alcalá de Guadaíra

Variante: Ratio 1,17 12 inversores NUEVO 12m DEFINITIVO CS-PE

Cristina Aldama (Spain)

**Diagrama de pérdida**





PVsyst V7.3.2

VCX, Fecha de simulación:  
08/07/23 09:08  
con v7.3.2

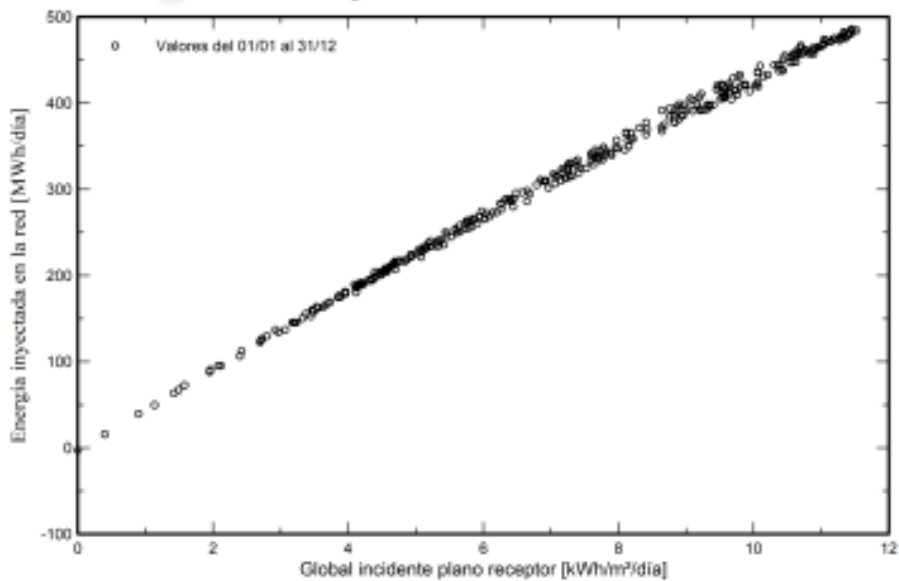
Proyecto: Alcalá de Guadaíra

Variante: Ratio 1,17 12 inversores NUEVO 12m DEFINITIVO CS-PE

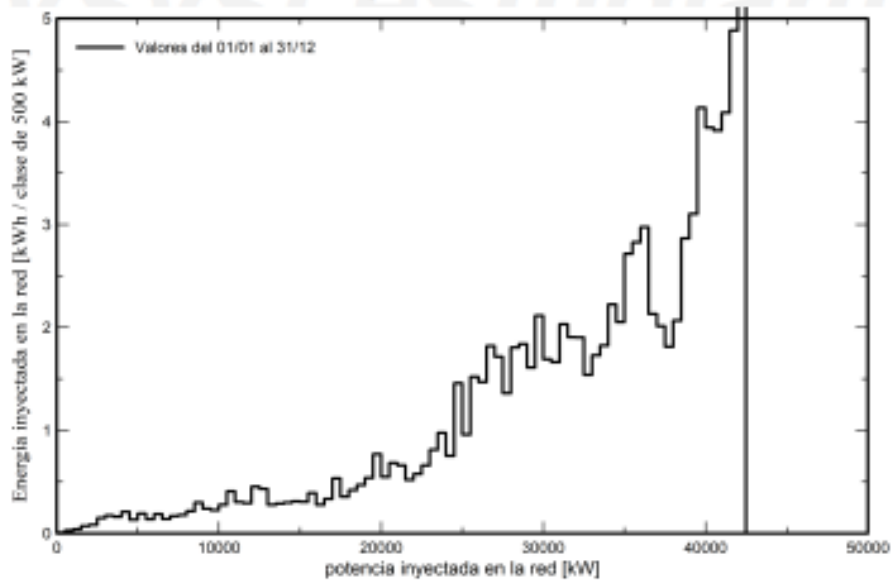
Cristina Aldama (Spain)

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



## ANEXO IV. SOSTENIBILIDAD

A continuación, se muestran los Objetivos de Desarrollo Sostenible con los que este trabajo esta alineado. En la siguiente imagen se muestran todos los objetivos.



*Imagen 27. Objetivos de Desarrollo Sostenible. (Fuente: UN)*

### **4.1 ODS 3 - SALUD Y MEDIOAMBIENTAL: “LA SALUD MUNDIAL EN MEDIO DE UNA PANDEMIA”**

Este objetivo busca asegurar una vida sana para todos. Como se ha mencionado previamente, instalar paneles solares fotovoltaicos reduce las emisiones de CO2 y los gases de efecto invernadero, lo que eventualmente frena el calentamiento global mejorando la vida y salud de todos.

## **4.2 ODS7 - ACCESO A ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE: “LA NACIENTE PROMESA PARA TODOS”**

La energía solar que reciben las plantas solares fotovoltaicas no emite gases de efecto invernadero y es una fuente de energía no renovable.

Según las Naciones Unidas: “El 13% de la población mundial aún no tiene acceso a servicios modernos de electricidad” [1]. Por ende, este proyecto busca disminuir la brecha que separa a millones de personas de los nuevos métodos eléctricos.

## **4.3 ODS 13 - ACCIÓN POR EL CLIMA: “LAS INUNDACIONES, LA SEQUÍA Y LAS OLAS DE CALOR PRENUNCIAN CAMBIOS EN EL CLIMA”**

Este objetivo busca acabar con el cambio climático a través de la adopción de medidas urgentes.

Como expone el Banco Mundial sobre el cambio climático: “Las causas se conocen bien: las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) derivadas de actividades humanas, como la quema de combustibles fósiles para obtener calor, electricidad y transporte; los procesos industriales, y los cambios en el uso de la tierra.” Es por ello por lo que, resulta necesario buscar alternativas, como la fotovoltaica, que no atenten contra el medio ambiente.

## **4.4 REFERENCIAS**

- [1] Organización de Naciones Unidas. (s.f.). *Objetivos de desarrollo sostenible*. Recuperado el 13 de enero de 2023 de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

## ANEXO V. FICHAS TÉCNICAS

### 5.1 PANEL SOLAR







FRONT      BACK

### TOPBiHiKu7

N-type Bifacial TOPCon Technology  
675 W ~ 695 W  
CS7N-675 | 680 | 685 | 690 | 695TB-AG

**MORE POWER**

-  Module power up to 695 W  
Module efficiency up to 22.4 %
-  Up to 85% Power Bifaciality,  
more power from the back side
-  Excellent anti-LeTID & anti-PID performance.  
Low power degradation, high energy yield
-  Lower temperature coefficient (Pmax): -0.30%/°C,  
increases energy yield in hot climate
-  Lower LCOE & system cost

**MORE RELIABLE**

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

**12 Years** Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\*

**30 Years** Linear Power Performance Warranty\*

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 1%**  
**Subsequent annual power degradation no more than 0.4%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety  
IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA  
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68  
Take-e-way



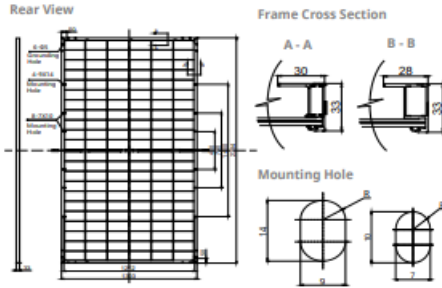
\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates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

**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 82 GW of premium-quality solar modules across the world.

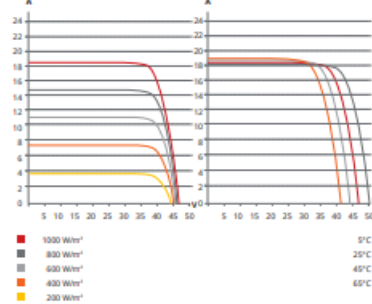
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

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

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS7N-680TB-AG / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-675TB-AG	675 W	39.0 V	17.31 A	46.9 V	18.24 A	21.7%	
Bifacial Gain**	5%	709 W	39.0 V	18.19 A	46.9 V	19.15 A	22.8%
	10%	743 W	39.0 V	19.04 A	46.9 V	20.06 A	23.9%
	20%	810 W	39.0 V	20.77 A	46.9 V	21.89 A	26.1%
CS7N-680TB-AG	680 W	39.2 V	17.35 A	47.1 V	18.29 A	21.9%	
Bifacial Gain**	5%	714 W	39.2 V	18.22 A	47.1 V	19.20 A	23.0%
	10%	748 W	39.2 V	19.09 A	47.1 V	20.12 A	24.1%
	20%	816 W	39.2 V	20.82 A	47.1 V	21.95 A	26.3%
CS7N-685TB-AG	685 W	39.4 V	17.39 A	47.3 V	18.34 A	22.1%	
Bifacial Gain**	5%	719 W	39.4 V	18.26 A	47.3 V	19.26 A	23.1%
	10%	754 W	39.4 V	19.14 A	47.3 V	20.17 A	24.3%
	20%	822 W	39.4 V	20.87 A	47.3 V	22.01 A	26.5%
CS7N-690TB-AG	690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%	
Bifacial Gain**	5%	725 W	39.6 V	18.31 A	47.5 V	19.31 A	23.3%
	10%	759 W	39.6 V	19.17 A	47.5 V	20.23 A	24.4%
	20%	828 W	39.6 V	20.92 A	47.5 V	22.07 A	26.7%
CS7N-695TB-AG	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%	
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.  
\*\* Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-675TB-AG	510 W	36.8 V	13.84 A	44.4 V	14.71 A
CS7N-680TB-AG	513 W	37.0 V	13.88 A	44.6 V	14.75 A
CS7N-685TB-AG	517 W	37.2 V	13.91 A	44.8 V	14.79 A
CS7N-690TB-AG	521 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
CS7N-695TB-AG	525 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

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

**ELECTRICAL DATA**

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	80 %

\* Power Bifaciality = Pmax<sub>back</sub> / Pmax<sub>total</sub> and Pmax<sub>total</sub> are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.30 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

**PARTNER SECTION**



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

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

January 2023. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V1.4\_EN

## 5.2 INVERSOR

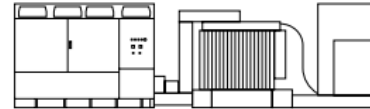
### TECHNICAL CHARACTERISTICS

### HEMK 660V

REFERENCE	FRAME 1	FRAME 2	
	FS2340K	FS3510K	
<b>OUTPUT</b>	AC Output Power(kVA/kW) @50°C <sup>[1]</sup>	2340	3510
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C <sup>[1]</sup>	2420	3630
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) <sup>[2]</sup>	660V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDI)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) <sup>[3]</sup>	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
<b>INPUT</b>	MPPt @full power (VDC)	934V-1310V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs <sup>[4]</sup>	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs <sup>[4]</sup>	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) <sup>[6]</sup>	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) <sup>[6]</sup>	4000	6000
<b>EFFICIENCY &amp; AUXILIARY SUPPLY</b>	Efficiency (Max) (η)	98.8% (preliminary)	98.9% (preliminary)
	Euroeta (η)	98.5% (preliminary)	98.6% (preliminary)
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
<b>CABINET</b>	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
<b>ENVIRONMENT</b>	Degree of protection	NEMA 3R - IP54	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level <sup>[7]</sup>	< 79 dBA	
	<b>CONTROL INTERFACE</b>	Interface	Graphic Display
Communication protocol		Modbus TCP	
Plant Controller Communication		Optional	
Keyed ON/OFF switch		Standard	
<b>PROTECTIONS</b>	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
<b>CERTIFICATIONS</b>	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2017 / IEC	
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	

## 5.3 TRANSFORMADOR

### MV Skid Compact



RATINGS	Power range @ 40 °C	1910 kVA - 4390 kVA	
	Power range @ 50 °C	1775 kVA - 4075 kVA	
MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT	MV voltage range	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 13.8 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV	
	LV voltage range	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V	
	Transformer cooling	ONAN	
	Transformer vector group	Dy11	
	Transformer protection		Protection relay for pressure, temperature (two levels) and gassing
			Monitoring of dielectric level decrease
			PT100 optional
	Transformer index of protection		IP54
	Transformer losses		IEC standard or IEC Tier-2
	Oil retention tank		Galvanized steel. Integrated with hydrocarbon filter. Optional
Switchgear configuration		Double feeder (2L)	
Switchgear protection		Circuit breaker (V)	
Switchgear short circuit rating <sup>[1]</sup>		16 kA 1 s (optionally 20 kA or 25 kA)	
Switchgear IAC [I]		A FLR 16 kA 1 s	
CONNECTIONS	LV-MV connections	Close coupled solution (plug & play)	
	LV protection	Motorized circuit breaker included in the inverter	
	HV AC wiring	MV bridge between transformer and protection switchgear prewired	
ENVIRONMENT	Ambient temperature range <sup>[2]</sup>	-25 °C... +50 °C (T > 50 °C power derating)	
	Maximum altitude (above sea level) <sup>[1]</sup>	Up to 1000 m	
	Relative humidity	4% to 95% non condensing	
AUXILIARY SERVICES	User cabinet	Integrated in the inverter (by default). Optionally, LV cabinet in the skid	
	UPS system <sup>[1]</sup>	1 kVA/1 kW (12 minutes). Optional	
OTHER EQUIPMENT	Safety mechanism	Interlocking system	
	Fire suppression system	Transformer oil tank retention accessory. Optional	
STANDARDS	Compliance	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1	

## 5.4 SEGUIDOR



# SFOO

## SINGLE-AXIS TRACKER

### TECHNICAL DATASHEET

#### MAIN FEATURES

<b>Tracking System</b>	Horizontal Single-Axis with independent rows
<b>Tracking Range</b>	up to ± 60°
<b>Drive System</b>	Enclosed Multidrive System, DC Motor
<b>Power Supply</b>	PV Series Self-powered Supply 2.0 Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
<b>Tracking Algorithm</b>	Astronomical with TeamTrack™ Backtracking 2.0
<b>Communication</b>	Wire
	Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
<b>Wind Resistance</b>	Per Local Codes
<b>Land Use Features</b>	
Independent Rows	YES
Slope North-South	up to 17%
Slope East-West	Unlimited
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 30-50%
<b>Foundation</b>	Driven Pile   Ground Screw   Concrete
<b>Temperature Range</b>	
Standard	- 4°F to +131°F   -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F   -40°C to +55°C
<b>Availability</b>	>99%
<b>Modules</b>	Standard: 72 / 78 cells   Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

#### SERVICE PLANS

Pull Test
Factory Support
Onsite Advisory
Construction Commissioning
Operation & Maintenance
Tracker Monitoring System
Solmate Customer Care

#### MAINTENANCE

Self-lubricating Bearings
Face to Face Cleaning Mode
2x Wider Aisles
Fewer parts and fastenings

#### WARRANTY

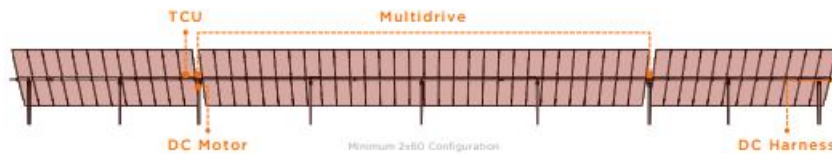
Structure 10 years (extendable)
Motor 5 years (extendable)
Electronics 5 years (extendable)

B&V Bankability report
DNV GL Technology Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED

#### MODULE CONFIGURATIONS

Approximate Dimensions, scalable to bigger modules

<b>2x56</b>	Length 58.0 m (190' 5")	<b>2x84</b>	Length 87.1 m (286' 8")
<b>2x58</b>	Length 60.1 m (197' 2")	<b>2x87</b>	Length 90.1 m (296' 9")
<b>2x60</b>	Length 62.1 m (204' 10")	<b>2x90</b>	Length 93.2 m (306' 9")
Height 4.1 m (13' 7")		Width 4.2 m (13' 10")	



<b>SPAIN / HQ</b> info@soltec.com +34 968 605 153	<b>UNITED STATES</b> usa@soltec.com +1 930 440 9200	<b>MEXICO</b> mexico@soltec.com +52 1 55 5557 3744	<b>PERU</b> peru@soltec.com +51 1422 7279	<b>AUSTRALIA</b> australia@soltec.com +61 2 9275 8806	<b>ARGENTINA</b> argentina@soltec.com +54 9 14 889 1476
<b>SPAIN / Madrid</b> emea@soltec.com +34 91 448 72 03	<b>BRAZIL</b> brazil@soltec.com +55 011 5026 4900	<b>CHILE</b> chile@soltec.com +56 2 2578509	<b>INDIA</b> india@soltec.com +91 124 4068002	<b>CHINA</b> china@soltec.com +86 21 60263799	<b>DUBAI</b> dubai@soltec.com



## 5.5 CABLEADO

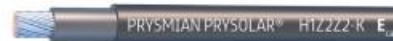
### Fotovoltaicos

### Baja tensión

#### PRYSMIAN PRYSOLAR - H1ZZ22-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)  
Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930  
Designación genérica: H1ZZ22-K



Nº DoP 1017844

DESCÁRGATE la DoP  
(declaración de prestaciones)  
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



#### WET-I 1500

NUEVO

Test Prysmian Group para asegurar el comportamiento del cable inmerso en agua por periodos prolongados.

Simula una situación similar a la que el cable está expuesto en una planta FV.

Condiciones del test:

- 1800 V DC (Máx voltaje)
- Agua a 70 °C
- > 1500 ciclos



No propagación de la llama  
IEC 60332-1-2  
UNE-EN 60332-1-2  
NFC 32070-C2



Libre de halógenos  
IEC 62821-1  
UNE-EN 50525-1



Baja opacidad de humos  
UNE-EN 61034-2  
IEC 61034-2



Máxima Resistencia al agua en dc (ADB + test especial WET-I 1500)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los golpes



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (Cable termoestable), +120°C (20 000h).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

#### Reacción al fuego

##### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: UNE-EN 60332-1-2.

##### Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:  
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos:  
IEC 62821-1 Anexo B, UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos:  
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

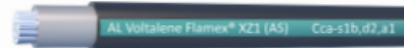
**Distribución**

**Baja tensión**

**AL VOLTALENE FLAMEX (AS) - AL XZ1 (AS)**



Tensión asignada: 0,6/1 kV  
Norma diseño: UNE-HD 603-5X-2  
Designación genérica: AL XZ1 (AS)



N° DoP 1009494



C<sub>ca</sub>-s1b,d2,a1

DESCÁRGATE la DoP  
(declaración de prestaciones)  
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



No propagación de la llama  
UNE-EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2



No propagación de incendios  
UNE-EN 50399  
IEC 60754-3-24  
IEC 60332-3-24



Libre de halógenos  
UNE-EN 60754-2  
IEC 60754-1



Baja emisión de gases tóxicos  
UNE-EN 60754-2  
NFC 20454, D2-1  
DEF-STAN 02-713



Baja emisión de humos  
UNE-EN 50399



Baja opacidad de humos  
UNE-EN 61034-2  
IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos  
UNE-EN 60754-2  
IEC 60754-2  
NFC 20453



Baja emisión de calor  
UNE-EN 50399



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a los golpes



Resistencia al ozono

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

**Reacción al fuego**

**Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:**

- Clase de reacción al fuego (CPR): C<sub>ca</sub>-s1b,d2,a1.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo:  
UNE-EN 60332-1-2; UNE-EN 50399;  
UNE-EN 60754-2; UNE-EN 61034-2.

**Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):**

- No propagación de la llama:  
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.

- No propagación del incendio:  
UNE-EN 50399; UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos:  
UNE-EN 60754-2; UNE-EN 60754-1;  
IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos:  
UNE-EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos:  
UNE-EN 50399.
- Baja opacidad de humos:  
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases corrosivos:  
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor:  
UNE-EN 50399.

Media tensión

**AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL**  
(normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV  
Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001  
Designación genérica: AL RH5Z1-OL



N° DoP 1003885



DESCÁRGATE la DoP  
(declaración de prestaciones)  
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



Libre de halógenos  
UNE-EN 60754-1  
IEC 60754-1



Baja emisión de gases tóxicos  
UNE-EN 60754-2  
IEC 60754-2



Baja opacidad de humos  
UNE-EN 61034-2  
IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos  
UNE-EN 60754-2  
IEC 60754-2  
NFC 20453



Alta resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a la abrasión

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C (cable termoestable).
  - Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV) y 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

**Reacción al fuego**

**Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:**

- Clase de reacción al fuego (CPR): Fca.
- 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:  
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
- Baja emisión de gases tóxicos:  
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
- Baja opacidad de humos:  
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2
- Baja emisión de gases corrosivos:  
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453