



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA TAMAÑO UTILITY SCALE PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Autor: Guillermo Carrillo Mardones

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Proyecto Conceptual de una Planta Fotovoltaica tamaño Utility Scale para generación de
energía eléctrica

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

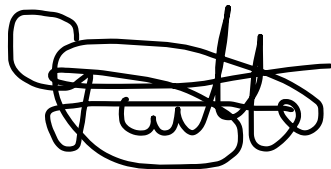
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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.: Guillermo Carrillo Mardones

Fecha: 05/ 07/ 2023



Autorizada la entrega del proyecto

LA DIRECTORA DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 07/07/2023



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA TAMAÑO UTILITY SCALE PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Autor: Guillermo Carrillo Mardones
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

En mi Trabajo de Fin de Máster, me gustaría agradecer a todas aquellas personas que han hecho posible que yo esté aquí.

En primer lugar, me gustaría dar las gracias a mi familia por su paciencia y comprensión de todos estos años, además de darme todo el apoyo emocional que han podido durante estos seis años.

En segundo lugar, a todos mis amigos y compañeros de viaje durante el máster, me han facilitado enormemente el camino hasta aquí.

Por último, quiero expresar mi agradecimiento a mi tutora del TFM, Consolación Alonso, por toda su orientación, apoyo y consejos que me ha brindado durante este último año.

PROYECTO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA TAMAÑO UTILITY SCALE PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Autor: Carrillo Mardones, Guillermo.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente trabajo de fin de máster recoge el diseño y la ejecución de un proyecto de instalación de una planta solar fotovoltaica de 57,6 MWp y 48 MWn en el término municipal de Villalba de Alcor, Huelva que, posteriormente, será conectada a la red de transporte nacional de REE a través de la subestación de Chucena de 220kV.

Palabras clave: Energía solar fotovoltaica, planta solar fotovoltaica, radiación, energía renovable, módulo, cadena.

1. Introducción

La emergencia climática es una de las cuestiones más importantes para los estados que forman la Unión Europea. España, como miembro, ha desarrollado sus propios objetivos (en consonancia con las directivas comunes) que debe llevar a cabo antes del año 2030, recogidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

Uno de los cuatro puntos principales de este plan es la integración de las renovables en el mix energético, situando el mínimo en el 32%. (MITECO, 2020)

La energía solar es fundamental para llevar a cabo estos objetivos. Es por ello por lo que se pretende que exista una evolución desde los 4,8 GW de potencia instalada fotovoltaica existente en 2015 hasta los 39,2 GW marcados como objetivo en 2030, y así llegar al objetivo de 122,7 GW de potencia renovable instalada para el año 2030 (75% del total). (Ministerio de la Presidencia, 2021)

2. Emplazamiento

Debido a la suma importancia que tiene la elección del emplazamiento a la hora de aprovechar al máximo la radiación existente y obtener la máxima energía posible, se ha decidido realizar un análisis exhaustivo sobre tres posibles ubicaciones dentro de la península.

Estas tres ubicaciones debían de cumplir una serie de requisitos, como puede ser el no estar situada en una zona LIC ni ZEPA, el que sea accesible gracias a la existencia de caminos colindantes, la orografía permite la instalación directa de los módulos solares fotovoltaicos (pendientes menores del 10%) o que está próxima a una subestación con capacidad disponible.

De los tres emplazamientos seleccionados para el estudio, se define el situado en Villalba de Alcor como óptimo, cuyas coordenadas son latitud 37,4396° y longitud -6,5103°.

La planta se sitúa a 15 km de la subestación de Chucena 220kV, menor de los 25 km establecidos como límite.

3. Descripción de la instalación

Se estima que la instalación solar fotovoltaica diseñada produzca una energía a inyectar en la red de transporte de 124.887 MWh/año. Los equipos que componen la instalación son:

- Generadores solares formados por 115.206 módulos solares, divididos en 4431 cadenas de 26 módulos de 500Wp, y 370 cajas de interconexión.
- 10 inversores para transformar la energía continua generada en alterna.
- 5 transformadores (a cada uno se conectan dos inversores) para elevar la tensión a 30kV (media tensión).
- Subestación elevadora 30/220kV para alcanzar los niveles de alta tensión de la subestación a la que está conectada la instalación.
- Líneas de baja, media y alta tensión.
- Sistema de protecciones ante sobretensiones, sobreintensidades y sistema de puesta a tierra.

4. Análisis económico del proyecto

Vistos los resultados de todos los indicadores, se puede considerar un proyecto rentable.

La inversión inicial requerida para el proyecto es de 49.762.965,72€. Al tener una vida útil el proyecto de 30 años, se calculan el TIR, que es del 9,1% (superior a la tasa de descuento establecida para obtener el VAN, que era del 7%) y el PRI, que es de 11 años. Además, el VAN calculado es mayor de cero.

Además, el LCOE obtenido para el proyecto es de 37,44€/MWh, entre los límites establecidos para la energía solar fotovoltaica, que ronda entre los 31\$/MWh y los 40 \$/MWh.

5. Conclusiones

En materia medioambiental, el desarrollo de una instalación solar de esta magnitud favorece enormemente a llegar a las metas marcadas por el PNIEC 2021 – 2030 y los planes posteriores. Esta ayuda se puede ver en el número de emisiones evitadas, que asciende hasta las 551.978 toneladas de CO₂. Se puede contemplar que el uso de estas fuentes de energía limpias en lugar de aquellas basadas en combustibles fósiles contribuye enormemente a la reducción del cambio climático.

La localización y geografía de España la convierte en un lugar óptimo para la instalación de estas plantas, principalmente debido a la alta radiación existente en la mitad sur del país.

Esta inversión de millones de euros en generación de electricidad a gran escala, que además se puede considerar rentable y viable puesto que se recupera en once años, favorece al incremento del PIB de España y de Huelva, ya que además la construcción de este tipo de proyectos implica un auge del empleo local, ya que se crean empleos de

forma directa, indirecta e inducidos, ya que la industria solar española puede proveer los equipos que forman parte de la planta.

6. Referencias

Ministerio de la Presidencia. (2021). *España 2050: Fundamentos y propuestas para una Estrategia Nacional de Largo Plazo*. Madrid.

MITECO. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*.

CONCEPTUAL DESIGN OF A UTILITY SCALE PHOTOVOLTAIC PLANT FOR ELECTRICITY GENERATION

Author: Carrillo Mardones, Guillermo.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación. Apellidos, Nombre.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This master's thesis includes the design and execution of a project for the installation of a 57.6 MWp and 48 MWn photovoltaic solar plant in the municipality of Villalba de Alcor, Huelva, which will be connected to the national transmission network of REE through the substation of Chucena of 220kV.

Keywords: photovoltaic solar energy, photovoltaic solar plant, radiation, renewable energy, module, string.

1. Introduction

The climate emergency is one of the most important issues for the states that make up the European Union. Spain, as a member, has developed its own objectives (in line with the common directives) to be implemented by 2030, which are included in the National Integrated Energy and Climate Plan.

One of the four main points of this plan is the integration of renewables in the energy mix, placing the minimum at 32%. (MITECO, 2020)

Solar energy is essential to achieve these objectives. That is why it is intended that there will be an evolution from the 4.8 GW of photovoltaic installed capacity existing in 2015 to the 39.2 GW set as a target in 2030, and thus reach the goal of 122.7 GW of installed renewable capacity by 2030 (75% of the total). (Ministerio de la Presidencia, 2021)

2. Location

Due to the utmost importance of the choice of location in order to make the most of the existing radiation and obtain the maximum possible energy, it has been decided to carry out an exhaustive analysis of three possible locations within the peninsula.

These three locations had to meet a series of requirements, such as not being located in a LIC or ZEPA area, being accessible thanks to the existence of adjoining roads, the orography allowing direct installation of the photovoltaic solar modules (slopes of less than 10%) or being close to a substation with available capacity.

Of the three sites selected for the study, the one located in Villalba de Alcor was defined as optimal, with coordinates 37.4396° latitude and -6.5103° longitude.

The plant is located 15 km from the Chucena 220kV substation, less than the 25 km established as the limit.

3. Description of the installation

It is estimated that the designed solar photovoltaic installation will produce 124,887 MWh/year of energy to be injected into the transmission grid. The equipment that make up the installation are:

- Solar generators consisting of 115,206 solar modules, divided into 4431 strings of 26 modules of 500Wp, and 370 interconnection boxes.
- 10 inverters to transform the generated DC power into AC power.
- 5 transformers (with two inverters which are connected to each one) to raise the voltage to 30kV (medium voltage).
- 30/220kV booster substation to reach the high voltage levels of the substation to which the installation is connected.
- Low, medium and high voltage lines.
- Overvoltage and overcurrent protection system and grounding system.

4. Economic analysis of the project

In view of the results of all the indicators, it can be considered a profitable project.

The initial investment required for the project is €49.762.965,72. Since the project has a useful life of 30 years, the IRR is calculated, which is 9,1% (higher than the discount rate established to obtain the NPV, which was 7%) and the IRR, which is 11 years. In addition, the NPV calculated is greater than zero.

Furthermore, the LCOE obtained for the project is 37,44€/MWh between the normal boundaries established for solar photovoltaic energy, which is between \$31/MWh and \$40/MWh.

5. Conclusions

The development of a solar installation of this magnitude greatly helps to achieve the goals set by the PNIEC 2021 - 2030 and subsequent plans. This help can be seen in the number of emissions avoided, which amounts to 551,978 tons of CO₂. It can be seen that the use of these clean energy sources instead of those based on fossil fuels contributes greatly to the reduction of climate change.

The location and geography of Spain makes it an optimal place for the installation of these plants, mainly due to the high radiation in the southern half of the country.

This investment of millions of euros in large-scale electricity generation, which can also be considered profitable and viable since it is recovered in seven years, favours the increase in the GDP of Spain and Huelva, since the construction of this type of project also implies an increase in local employment, since jobs are created directly, indirectly and induced, since the Spanish solar industry can supply the equipment that forms part of the plant.

6. References

Ministerio de la Presidencia. (2021). *España 2050: Fundamentos y propuestas para una Estrategia Nacional de Largo Plazo*. Madrid.

MITECO. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*.

EL PRESENTE PROYECTO INCLUYE LOS SIGUIENTES DOCUMENTOS

DOCUMENTO I MEMORIA DESCRIPTIVA

DOCUMENTO II PLANOS

DOCUMENTO III PRESUPUESTO

DOCUMENTO IV ANEXOS

ANEXO I. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTO

ANEXO II. ALINEACIÓN CON LOS ODS

ANEXO III. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

ANEXO IV. ITC-BT-07

ANEXO V. ITC-LAT-06

ANEXO VI. RESULTADOS CÁLCULOS MT

ANEXO VII. RESULTADOS CÁLCULOS BT

ANEXO VIII. SIMULACIÓN CON PVSYST

ANEXO IX. FICHAS TÉCNICAS

DOCUMENTO I.

MEMORIA DESCRIPTIVA

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	9
1.1 Motivación del Proyecto	9
1.2 Estado de la Cuestión	11
1.3 Objetivos del Proyecto	16
1.4 Metodología y Plan de Trabajo	17
1.5 Relación con los ODS	18
Capítulo 2. Recurso Solar	19
2.1 La Energía Solar	19
2.2 Optimización del Recurso Solar	22
2.3 El Efecto Fotovoltaico en una Célula Solar	24
2.4 Composición de una Planta Solar Fotovoltaica.....	25
2.4.1 La Célula Solar.....	26
2.4.2 Estructuras De Soporte	33
2.4.3 Inversores	36
2.4.4 Transformadores	38
Capítulo 3. Características del Emplazamiento.....	39
3.1 Descripción del Emplazamiento.....	39
3.2 Punto de Interconexión con la Red.....	44
Capítulo 4. Selección de los Equipos de la PSF	46
4.1 Objetivo	46
4.2 Software PVSyst.....	46
4.3 Selección de Equipos.....	47
4.3.1 Ratio de la Planta.....	48
4.3.2 Distancia entre Seguidores.....	50
4.3.3 Estructura del Seguidor.....	52
4.3.4 Selección de los Paneles.....	53
4.3.5 Selección de los Inversores	55
4.3.6 Selección del Transformador	56
4.3.7 Pérdidas en la Instalación.....	57

Capítulo 5. Producción de Energía.....	64
Capítulo 6. Sistema Fotovoltaico	67
6.1 Resumen del Sistema Fotovoltaico	67
6.1.1 Equipos: Paneles Solares.....	67
6.1.2 Equipos: Seguidores Solares.....	68
6.1.3 Equipos: Inversores.....	68
6.1.4 Equipos: Transformadores.....	69
6.2 Instalación de Corriente Continua.....	70
6.2.1 Conductores de Corriente Continua.....	70
6.2.2 Protecciones ante Sobretensiones y Sobreintensidades	71
6.3 Instalación de Corriente Alterna.....	72
6.3.1 Conductores de Corriente Alterna	73
6.3.2 Protecciones ante Sobretensiones y Sobreintensidades	73
6.3.3 Celdas de Interconexión	74
6.3.4 Subestación Transformadora 30kV/220kV.....	75
6.4 Obra Civil.....	76
6.4.1 Explanación del Terreno	76
6.4.2 Movimientos de Tierra	76
6.4.3 Vallado Perimetral	77
6.4.4 Zanjas	77
6.4.5 Drenajes	77
6.4.6 Caminos.....	78
6.5 Esquema de la Instalación	78
Capítulo 7. Análisis Económico del Proyecto.....	79
7.1 Objeto	79
7.2 Desarrollo del Presupuesto de Ejecución	79
7.3 Ingresos de la PSF	80
7.4 Cuenta de Resultados	83
7.5 Flujos de Caja.....	84
7.6 Rentabilidad del Proyecto	84
7.7 Coste Normalizado de la Energía.....	86
Capítulo 8. Planificación del Proyecto	88

Capítulo 9. Análisis Medioambiental.....	89
Capítulo 10. Conclusiones.....	90
Capítulo 11. Bibliografía.....	91

Índice de figuras

Figura 1. Consumo mundial de energía renovable. Fuente: Statista	11
Figura 2. Evolución de la potencia instalada en todo el mundo, en GWp. Fuente: pv-magazine	12
Figura 3. Evolución del LCOE de la energía solar fotovoltaica. Fuente: Lazard.....	13
Figura 4. LCOE de las diferentes fuentes de energía. Fuente: Lazard	13
Figura 5. Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular. Fuente: Red Eléctrica	14
Figura 6. Evolución de la estructura de potencia instalada peninsular. Fuente: Red Eléctrica	14
Figura 7. PSF instalada en España en 2021, por CCAA. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Statista	15
Figura 8. Tipos de radiación solar. Fuente: El Foro Verde	21
Figura 9. Radiación solar mundial. Fuente: Solargis	22
Figura 10. Ángulos de orientación e inclinación de un panel solar. Fuente: Energía Solar	23
Figura 11. El Efecto Fotovoltaico. Fuente: Universidad de Jaén	25
Figura 12. Esquema típico de una Planta Solar Fotovoltaica. Fuente: Greenteach.....	26
Figura 13. Generación de las dos intensidades que originan la corriente en una célula solar. Fuente: Universidad de Jaén.....	27
Figura 14. Circuito asociado a la célula solar. Fuente: Universidad de Jaén	28
Figura 15. Paneles de Silicio Monocristalino y Policristalino. Fuente: Efimarket.....	33
Figura 16. Soporte rígido de un panel fotovoltaico. Fuente: SOLARMAT	35
Figura 17. Configuraciones de seguidores solares. Fuente: Udimat	36
Figura 18. Esquema de una instalación con inversor central vs instalación con inversores string. Fuente: PV Magazine	37
Figura 19. Mapa topográfico del terreno elegido en Villalba de Alcor. Fuente: Google Earth	43
Figura 20. Mapa de la Red de Transporte del Sistema Eléctrico resaltando la ubicación de la planta. Fuente: REE	44

Figura 21. Diagrama del circuito del transformador. Fuente: Sungrow	57
Figura 22. Dibujo lineal del horizonte en Villalba de Alcor. Fuente: PVGIS.....	58
Figura 23. Diagrama de pérdidas de la PSF. Fuente: PVSyst	63
Figura 24. Resultados principales de la simulación. Fuente: PVSyst	64
Figura 25. Curva de eficiencia del inversor seleccionado	69
Figura 26. Esquema de puesta a tierra. Fuente: ITC-BT-18.....	72
Figura 27. Diagrama resumen de la instalación. Fuente: Elaboración propia.....	78

Índice de tablas

Tabla 1. Evolución objetivo de la potencia instalada de energía eléctrica (MW). Fuente: MITECO.....	9
Tabla 2. Objetivos para 2030, 2040 y 2050 para responder a la emergencia climática. Fuente: Elaboración propia.....	10
Tabla 3. Información de las parcelas elegidas para el emplazamiento de la PSF. Fuente: Visor SigPac	41
Tabla 4. Modelo del panel utilizado en la primera simulación	48
Tabla 5. Modelo del inversor utilizado en la primera simulación	49
Tabla 6. Resultados de las simulaciones variando el ratio de la planta.....	50
Tabla 7. Resultados de las simulaciones variando la distancia entre seguidores	51
Tabla 8. Resultados de la simulación de las estructuras 1V y 2V	52
Tabla 9. Modelos de paneles considerados en las simulaciones	53
Tabla 10. Resultados de la simulación con los distintos paneles	54
Tabla 11. Modelos de inversores considerados en las simulaciones.....	55
Tabla 12. Resultados de la simulación con los distintos inversores.....	56
Tabla 13. Energía generada año a año.....	66
Tabla 14. Características del panel escogido en la PSF	67
Tabla 15. Características del seguidor escogido en la PSF	68
Tabla 16. Características del inversor escogido en la PSF	68
Tabla 17. Características del transformador escogido en la PSF	69
Tabla 18. Protecciones integradas en el transformador BT/MT.....	73
Tabla 19. Emisiones totales por GWh durante los últimos 5 años. Fuente: Elaboración propia	89

Lista de Acrónimos

REE: Red Eléctrica de España

LIC: Lugares de Importancia Comunitaria

ZEPA: Zona Especial de Protección para las Aves

ZEC: Zona de Especial Conservación

TIR: Tasa Interna de Retorno

VAN: Valor Actual Neto

PRI: Periodo de Recuperación de la Inversión

LCOE: Levelized Cost of Energy

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

PIB: Producto Interior Bruto

UE: Unión Europea

GEI: Gases de Efecto Invernadero

UA: Unidad Astronómica

SI: Sistema Internacional

HSP: Hora Solar Pico

MPPT: Maximum Power Point Tracker

GHI: Radiación Global Horizontal

DHI: Radiación Difusa Horizontal

PSF: Planta Solar Fotovoltaica

PR: Performance Ratio

CEM: Condiciones Estándar de Medida

AT: Alta Tensión

MT: Media Tensión

BT: Baja Tensión

SET: Subestación Eléctrica Transformadora

PEM: Presupuesto de Ejecución Material

PC: Presupuesto de Contrata

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La cuestión medioambiental se ha convertido en una de las máximas preocupaciones de los diferentes estados de todo el mundo.

España, como miembro de la Unión Europea (UE), no puede no estar involucrada en el objetivo europeo de bajas emisiones. Por ello, ha definido el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, compuesto por cuatro puntos fundamentales (MITECO, 2020):

- 40% de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta
- 32,5% de mejora en la eficiencia energética
- 15% de interconexión eléctrica en los Estados miembros

Para llevar a cabo estos objetivos, son fundamentales las energías renovables, y, en concreto, la tecnología solar fotovoltaica. Es por ello por lo que, para llegar a las metas marcadas, se pretende evolucionar desde la potencia 4,8 GW fotovoltaicos de 2015 hacia los 39,2 GW marcados como objetivo para cumplir con la Agenda 2030 y vistos en la Tabla 1. (MITECO, 2020)

Tabla 1. Evolución objetivo de la potencia instalada de energía eléctrica (MW). Fuente: MITECO

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.025	38.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoelectrica	2.500	2.500	4.000	7.500
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Se pretende que para 2030 la capacidad renovable sea de 122,7 GW, suponiendo más de un 75% del total instalado en España.

El PNIEC se puede designar como un primer paso para llegar a los objetivos de 2050 y final de siglo, en los que, por ejemplo, el objetivo en materia de renovables es llegar a un 100% del mix renovable. (Ministerio de la Presidencia, 2021)

Los objetivos relacionados con el medio ambiente y cambio climático, más relacionados con este trabajo, quedan recogidos en la Tabla 2, que solamente resume los siete objetivos relacionados con la emergencia climática desarrollados por el Gobierno de España.

Este proyecto quiere contribuir a la instalación de toda esta potencia renovable, con el objetivo de contribuir a los 30GW que se esperan construir entre 2020 y 2030 de esta tecnología, con una planta solar fotovoltaica de una potencia aproximada de 50MW.

Tabla 2. Objetivos para 2030, 2040 y 2050 para responder a la emergencia climática. Fuente: Elaboración propia

Indicadores	Objetivos		
	2030	2040	2050
Emisiones GEI (miles de toneladas de CO _{2eq})	-23%	-57%	-90%
Demanda de agua (hm ³ /año)	-5%	-10%	-15%
Intensidad energética primaria (kg equivalentes de petróleo/ miles de euros)	-36%	-51%	-63%
Energía eléctrica generada mediante fuentes renovables (% del total)	74%	87%	100%
Recaudación ambiental (% del PIB)	2,60%	4,00%	5,00%
Producción agrícola ecológica (% del total del área cultivada)	25%	43%	60%
Tasa de reforestación anual (ha/año)	20.000	20.000	20.000

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

Durante las últimas décadas, el aumento de la población y la dependencia hacia las diferentes fuentes de energía ha provocado un problema de escasez que, junto a la evolución en cuanto a concienciación medioambiental se refiere, ha originado una búsqueda de fuentes de energía alternativas a los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural).

Esta búsqueda ha dado lugar a las tecnologías renovables, como son la eólica, la hidroeléctrica o la solar, y la tecnología nuclear.

La maduración de estas fuentes de energía se ha producido en el siglo XXI, viendo multiplicado el consumo de energía procedente de estas tecnologías en un 1500%. (Statista, 2022)

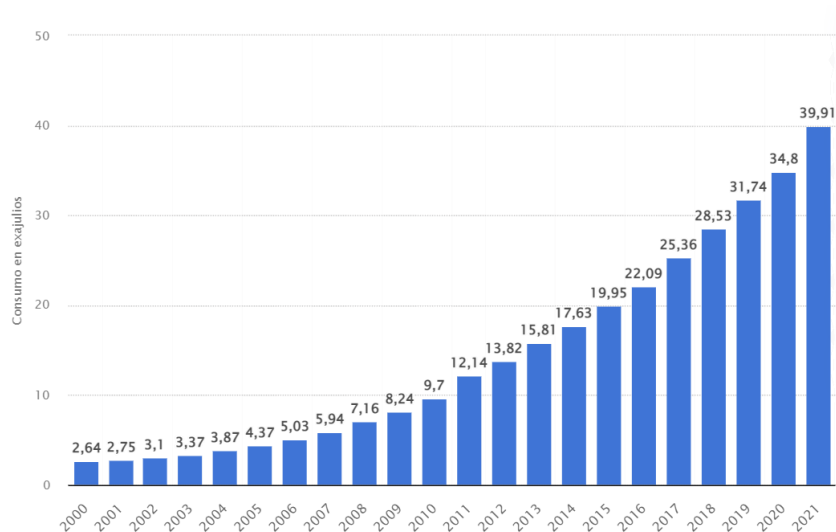


Figura 1. Consumo mundial de energía renovable. Fuente: Statista

Este aumento exponencial de energía consumida, principalmente desde los años 2007 y 2008, no puede ser explicado si no es a través de la potencia instalada de energía solar fotovoltaica, que ha pasado de ser residual en el año 2007 a representar una potencia de más de 1050 GWp del mix energético mundial. (IRENA, 2023)

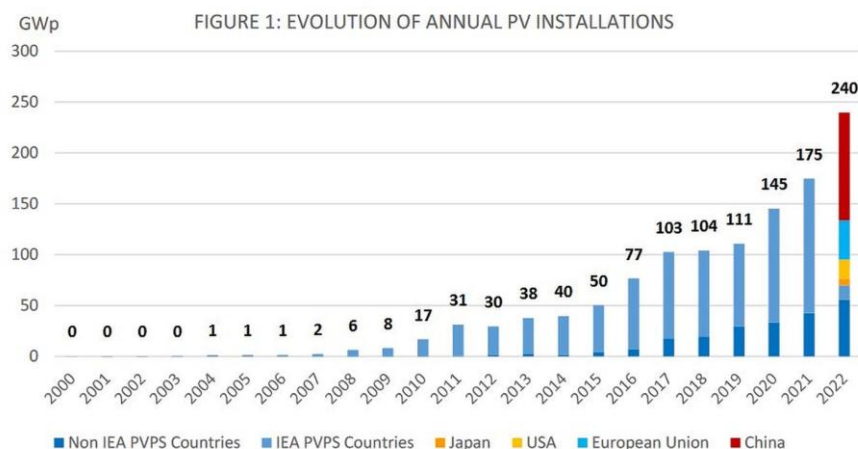


Figura 2. Evolución de la potencia instalada en todo el mundo, en GWp. Fuente: pv-magazine

Este aumento, a raíz de la creciente eficiencia de los paneles y parques solares, cada año es superior al anterior, aun teniendo en cuenta la pandemia y la crisis derivada por el Covid-19. En el año 2020, como se puede observar en la Figura 2, el aumento de potencia instalada ha sido de 140 GW, siendo este inferior a los 100 GW en los cuatro años anteriores.

Esta progresión no solamente se puede achacar al rendimiento de los paneles, como cualquier recurso, con el paso de los años el coste de generación, o Levelized Cost of Energy, (LCOE) disminuye según va evolucionando la tecnología. En este caso, ha pasado de oscilar entre los 226\$ y 270\$ en 2010, hasta los actuales 30\$ y 41\$. (Lazard, 2021)

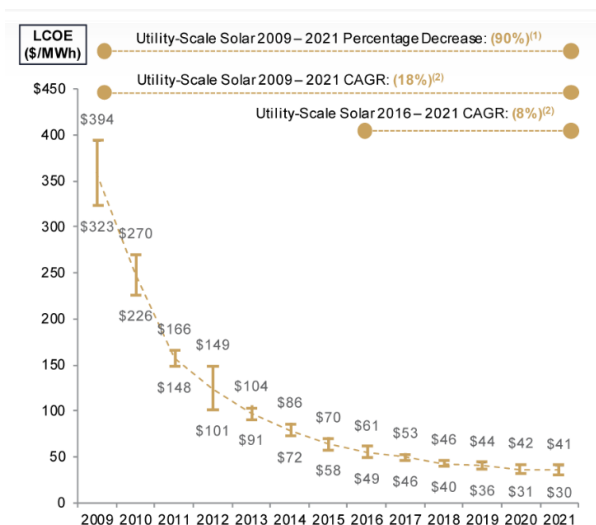


Figura 3. Evolución del LCOE de la energía solar fotovoltaica. Fuente: Lazard

Además, esta reducción de costes convierte la energía solar fotovoltaica de tamaño Utility Scale en una de las tecnologías más competitivas, no solamente en comparación al resto de fuentes renovables, también con respecto a los combustibles fósiles y fuentes más convencionales de energía, que, como se puede observar en la Figura 4, poseen unos precios que llegan a triplicarlos.

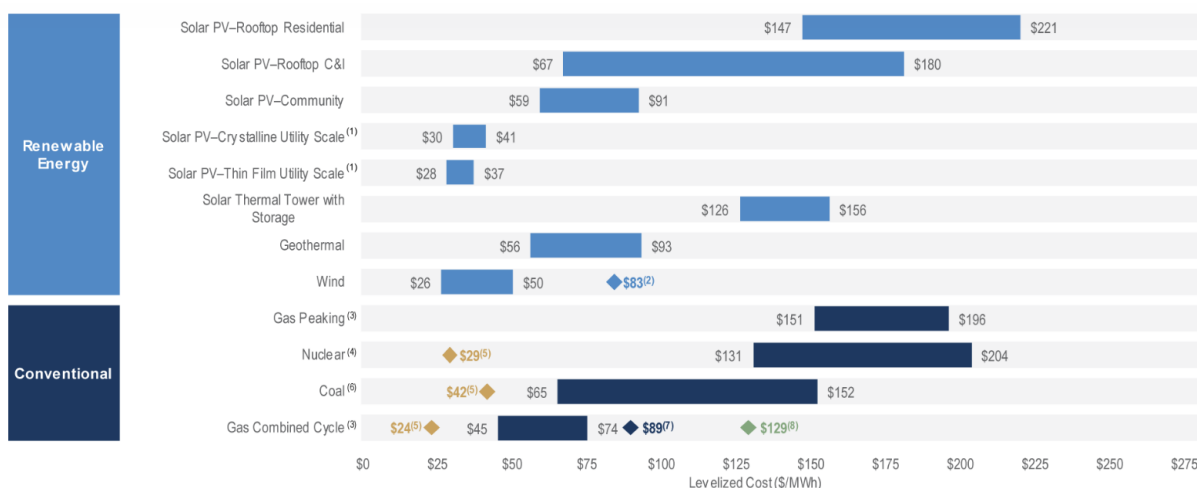


Figura 4. LCOE de las diferentes fuentes de energía. Fuente: Lazard

En el caso particular de España, que es donde se situará la planta y donde se desarrollará el proyecto, se puede extrapolar esta situación de pleno desarrollo.

Según el informe publicado por Red Eléctrica en 2022 “El sistema eléctrico español. Sistema eléctrico 2021” entre 2012 y 2021 la evolución de la generación renovable en el mix energético ha pasado de ser un 31,5% a un 48,4% (Red Eléctrica, 2022). Tomando datos de los últimos tres años, esto se debe a que el parque generador renovable ha sufrido un incremento de 6,4 GW, 4,7 GW y 4,2 GW en 2019, 2020 y 2021 respectivamente. Además de una disminución de la capacidad no renovable peninsular (2,0 GW) debida al cierre de cinco centrales térmicas de carbón (Red Eléctrica, 2022)

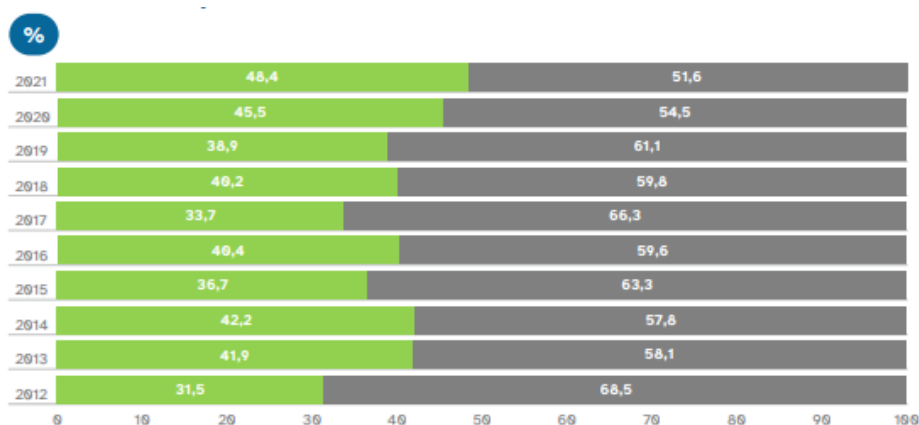


Figura 5. Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular. Fuente: Red Eléctrica

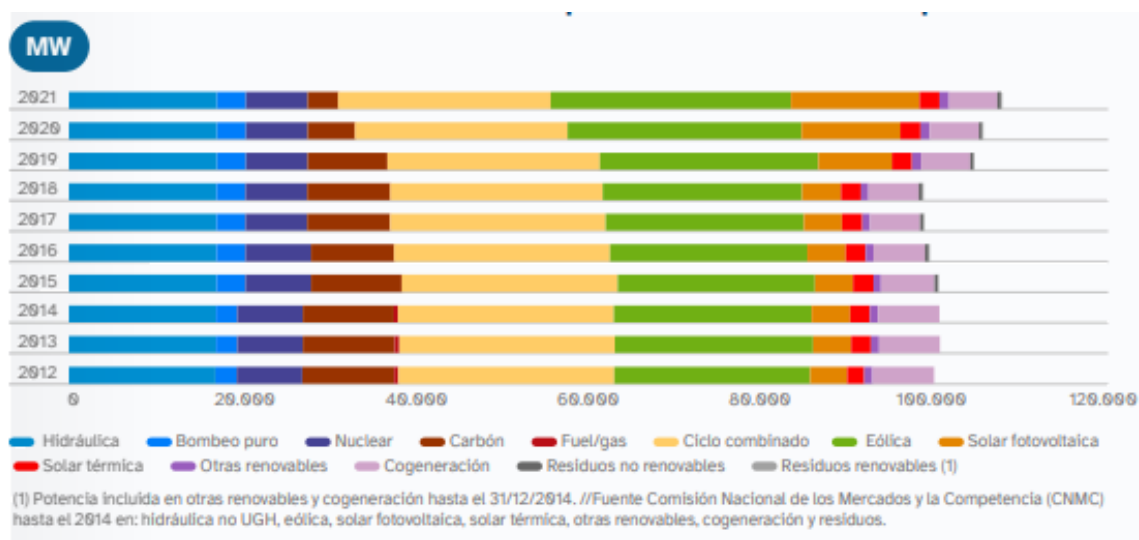


Figura 6. Evolución de la estructura de potencia instalada peninsular. Fuente: Red Eléctrica

El aumento en la generación renovable se debe principalmente a la evolución de las tecnologías solar y eólica. En 2021, el año en el que, según la Figura 6 se ha producido el máximo aumento de potencia instalada en los últimos diez años, con la incorporación de 3,5 GW al parque generador peninsular, provocando una producción total de 20.504 GWh en el año 2021, un 37,4% más que en el año 2020. (Red Eléctrica, 2022)

Debido al carácter variable de esta tecnología (la eficiencia de los paneles depende, entre otros factores, de la localización, temperatura e irradiación solar del emplazamiento) la distribución de las nuevas plantas no es homogénea en todo el Estado español, sino que su desarrollo está más enfocado al centro-sur de la península, mientras que, principalmente el norte, centra sus esfuerzos en otras fuentes como puede ser la eólica.

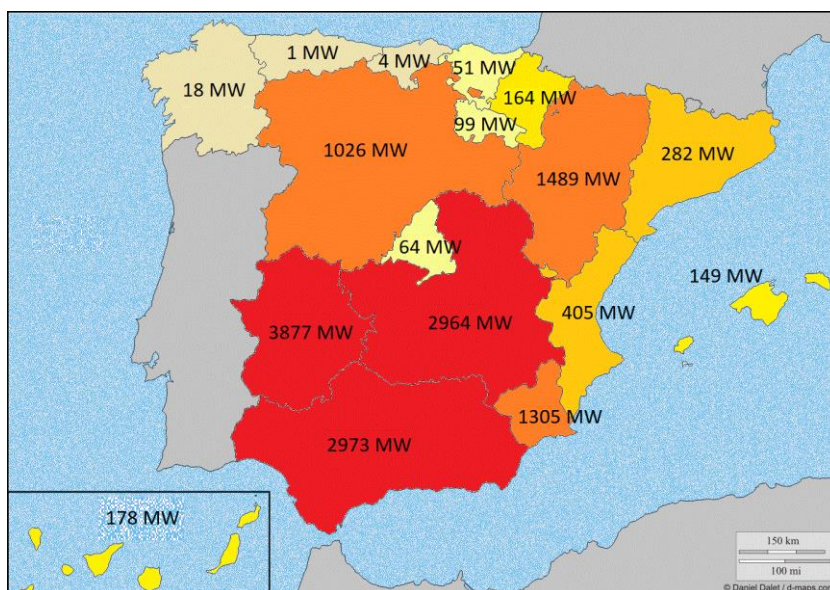


Figura 7. PSF instalada en España en 2021, por CCAA. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Statista

En cuanto a la contribución económica del sector, la directa de la fotovoltaica al PIB español en el año 2021 fue de 4.916 millones de euros, un 0,34% del total, confirmando la tendencia alcista del sector, ya que en 2019 esta contribución era solamente del 0,26%. Si se toman como datos la generación de Producto Interior Bruto indirecta e inducida tanto fuera como dentro de la economía española, esta asciende a 13.228 millones de euros (UNEF, 2022).

Además, en materia de empleabilidad, el sector aporta 89.644 empleos, siendo éstos repartidos en 21.596 directos, 39.479 indirectos y 28.569 inducidos. (UNEF, 2022)

Este impacto laboral no solamente se debe a la propia construcción de centrales y la apuesta por el empleo local, sino que el sector industrial fotovoltaico español es fuerte, y gran parte de los equipos necesarios para una planta (inversores o seguidores) no necesitan ser importados de otros países.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Los objetivos que persigue el proyecto se pueden dividir en:

- **Seleccionar un emplazamiento peninsular idóneo para la instalación de una planta fotovoltaica.** A partir de unas determinadas restricciones (distancia a la subestación, orografía local, vegetación de la zona, radiación solar...) se elegirá la localización más adecuada.
- **Evaluar la rentabilidad de una instalación de centrales fotovoltaicas de gran tamaño en el sur de España.** La fuente de energía solar es ya lo suficientemente madura para poder determinar si la enorme extensión durante los últimos años de esta tecnología es adecuada y si es una alternativa a las fuentes de energía convencionales.
- **Estudiar el uso de centrales que puedan proporcionar energía a áreas rurales y más alejadas de núcleos urbanos.** No existen terrenos de la dimensión necesaria para poder construir un parque fotovoltaico de estas características en núcleos urbanos, por lo que el desarrollo de esta tecnología sirve además para reducir las desigualdades existentes entre el entorno urbano y rural y para paliar el cada vez más frecuente éxodo rural.
- **Diseñar una instalación fotovoltaica.** A partir de los datos anteriores, se realizará el diseño completo de la central, con todos sus respectivos cálculos.
- **Examinar si España se acerca de manera significativa a los objetivos marcados por el Plan Nacional de Energía y Clima para el año 2030 gracias al aumento de**

la generación renovable. Gracias a este trabajo, se podrá determinar la viabilidad de esta tecnología, si la relación entre la energía generada y la inversión realizada en materia económica o en cuanto al área que hay que destinar a la construcción de la planta es aceptable o no.

1.4 METODOLOGÍA Y PLAN DE TRABAJO

En este apartado, se definen las diferentes técnicas y procedimientos a emplear para la correcta realización del trabajo.

El primer paso será ubicar el emplazamiento en el que situará la planta. Para ello, se optará entre tres lugares de España, atendiendo a las restricciones habituales de distancia a subestación, orografía, radiación solar...

Para esta búsqueda se utilizará Google Earth Maps, además del mapa de REE para la red eléctrica y bases de datos de radiación (NREL, Meteonorm, PVGIS y NASA). Teniendo en cuenta todos estos factores, se decidirá cuál es el idóneo.

A partir de ahí, utilizando el programa PVSyst, se diseñará la planta conceptualmente. Con su ayuda, se elegirán los diferentes componentes para optimizar la planta, como por ejemplo la elección óptima de los paneles y su tecnología (silicio monocristalino o policristalino, amorfo...), el convertidor o el inversor, además de la correcta conexión entre ellos.

Después, se realizará el diseño eléctrico de las líneas de generación y la descripción conceptual de la subestación a la que estará conectada la planta. Para la realización de todos estos cálculos se tiene en cuenta la normativa española.

Finalmente, para determinar la rentabilidad económica del proyecto, se concluye analizando la contaminación evitada por esta tecnología libre de emisiones y los beneficios socioeconómicos que implica, a través de un estudio de viabilidad económica.

1.5 RELACIÓN CON LOS ODS

Si bien es cierto que en el Anexo II se desarrollan de forma extendida los Objetivos de Desarrollo Sostenible más relacionados con el proyecto, se cree conveniente mencionarlos en la introducción.

Existen 17 Objetivos, fijados como metas para el correcto desarrollo del ser humano. Sin embargo, los tres más relacionados con el proyecto son:

- **Objetivo 7. Energía Asequible y No Contaminante**
- **Objetivo 9. Industria, Innovación e Infraestructura**
- **Objetivo 13. Acción por el Clima**

La incorporación de la energía solar al mix energético provoca una disminución del precio medio de la electricidad, causando un importante ahorro en aquellas familias en riesgo de exclusión para poder vivir adecuadamente.

Por otra parte, el desarrollo de las energías renovables implica un aumento de inversión en investigación. Este desarrollo es desigual, y la investigación de manera habitual se concentra en las capitales y ciudades más importantes de los países. El auge de la energía solar fotovoltaica puede dar lugar a un cambio de tendencia en este aspecto, y así, los proyectos de I+D se pueden acercar a los lugares donde se construyen estas instalaciones, lejos de las ciudades principales.

Por último, el objetivo climático de reducción de emisiones es claramente dependiente de las energías renovables. Un aumento de ellas va a implicar una reducción del uso de los combustibles fósiles, con la consiguiente reducción de gases de efecto invernadero vertidos a la atmósfera y el aumento de la temperatura global del planeta.

Capítulo 2. RECURSO SOLAR

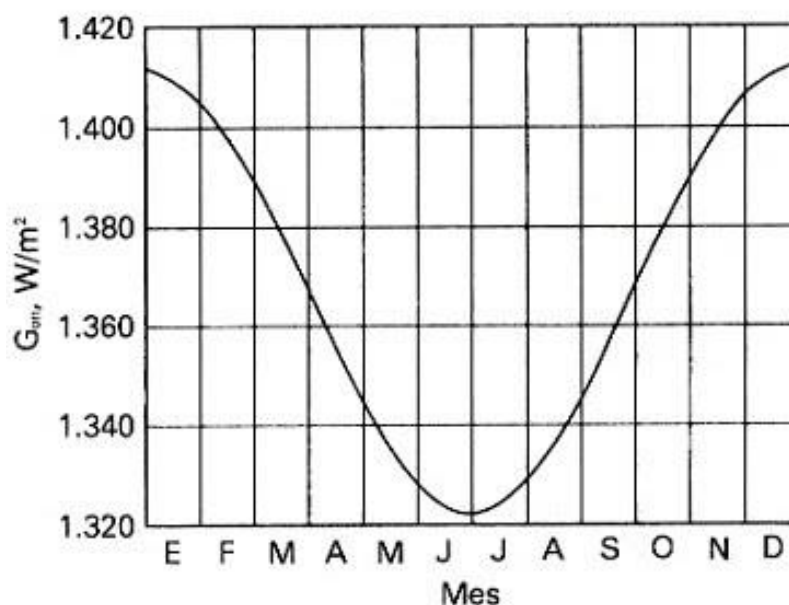
2.1 LA ENERGÍA SOLAR

La producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica tiene una dependencia directa de la radiación solar que incide sobre los módulos o paneles solares que se instalen.

La distancia entre la estrella más próxima a la Tierra y ésta es de 150 millones de kilómetros, definida como Unidad Astronómica (UA). El Sol contiene más del 99% de toda la materia del sistema solar (su masa es 300.000 veces mayor a la de la tierra), posee un radio de 695.000 km y la temperatura media en su superficie es de 5800 K. (IDEAM, s.f.)

Cada segundo, el Sol irradia una potencia de aproximadamente 4×10^{23} kW, de los cuales, cada día llegan a la Tierra 173.000 TW, aunque parte de ellos (un 30%) se pierden en la atmósfera por la dispersión, reflexión o absorción, mientras que el consumo diario de energía no supera los 16 TW.

Para medir la energía proveniente del Sol, se utiliza la Constante Solar (K), definida como la cantidad de energía de los rayos del Sol sobre una superficie perpendicular a la radiación, a la distancia de 1 UA (la distancia media entre la Tierra y el Sol). Ésta varía a lo largo del año, en función de la distancia entre ambos cuerpos, llegando a valores máximos cercanos a 1.400 W/m^2 durante los meses de enero y diciembre (mínima distancia Sol-Tierra) y mínimos (1.320 W/m^2) en julio y agosto. Sin embargo, debido a las pérdidas previamente mencionadas ocasionadas por la atmósfera, la intensidad que llega a la superficie de la Tierra no supera el pico de 1.100 W/m^2 .



Gráfica 1. Constante Solar en función de los meses del año. Fuente: IDEAM

Esta potencia solar por unidad de área, medida en el Sistema Internacional de Unidades (SI) en W/m^2 , se denomina **irradiancia**. Por otra parte, el término **irradiación** define la cantidad de potencia que se emite durante un tiempo, es decir, la energía recibida en la superficie. (Energía Solar, 2019)

En el momento en el que esta energía incide sobre una superficie determinada, se debe de tener en cuenta que no toda ella proviene del Sol directamente, existen varios tipos de irradiancia solar, siendo la Radiación Global la suma de todas ellas (Energía Solar, 2019):

- **Radiación Solar Directa:** Aquella porción de la radiación que se da en un elemento perpendicular al Sol.
- **Radiación Solar Difusa:** Aquella radiación en la superficie de la Tierra que proviene a partir de la luz dispersada por la atmósfera, es aquella que viene de cualquier punto del cielo, excluyendo la perpendicular
- **Radiación Solar Reflejada:** Aquella que proviene del reflejo de la superficie de la Tierra.

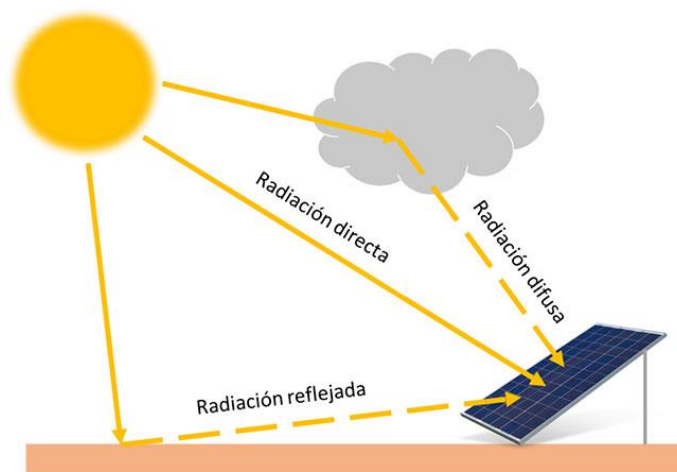
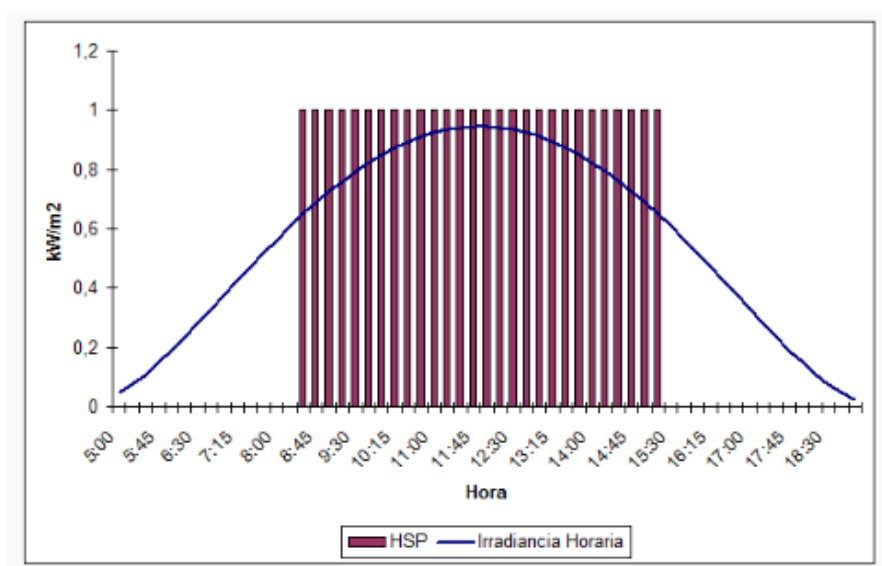


Figura 8. Tipos de radiación solar. Fuente: El Foro Verde

A la hora de comparar el potencial solar de dos lugares determinados, es conveniente utilizar el término de **Hora Solar Pico (HSP)**. Este concepto traslada la energía que se recibe por el Sol en un lugar determinado al número de horas en las que se recibiría una irradiancia constante e igual a 1000 W/m^2 (valor de irradiancia para el cual el panel solar genera su potencia pico). (Seslab, s.f.)



Gráfica 2. Representación de la irradiancia horaria y las HSP. Fuente: Seslab

2.2 OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR

En función de la geolocalización de un lugar, la intensidad de la radiación incidente del Sol varía, ya que decrece de manera proporcional al coseno del ángulo de incidencia (en función de la normal). A medida que disminuya el ángulo de latitud, el ángulo incidente aumenta y se acerca más a la perpendicularidad con la superficie (la normal), por lo tanto, la radiación solar aumenta.

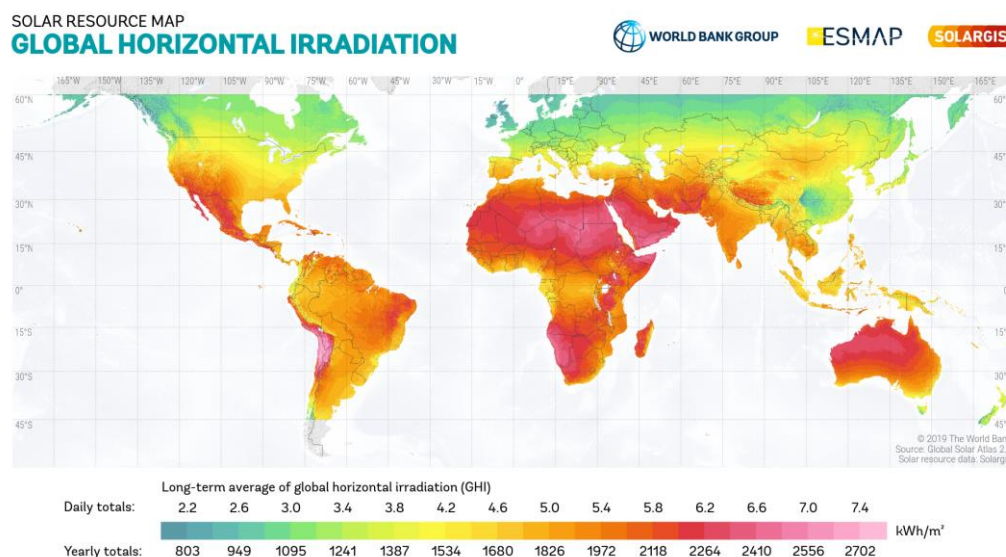


Figura 9. Radiación solar mundial. Fuente: Solargis

Es por ello que existen diferencias en cuanto a la eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas dependiendo del país en el que vaya a ser construida. Aquellos países que se encuentran en la latitud $\pm 35^\circ$ corresponden a las **regiones sunbelt**, y son aquellos en los que el nivel de radiación solar anual es máximo. Los países más importantes que forman parte de esta región son China, India, Sudáfrica y Brasil. (Renovablesverdes, s.f.)

Para la optimización del diseño y construcción de una instalación fotovoltaica fija, no solamente es fundamental el lugar elegido para su localización, sino que la irradiación incidente, y por lo tanto, la energía generada por el panel, dependerá también de su orientación (α) y su inclinación (β).

Al existir un mayor rendimiento del panel cuando los rayos solares son perpendiculares a su superficie, la mejor orientación para una instalación situada en el hemisferio Norte será la que coincida con el Sur geográfico, es decir, la instalación que tenga un ángulo azimutal de 180° . Si bien es cierto que, si no es posible lograr esta orientación exacta, las pérdidas que se producen con una orientación de panel de $\pm 45^\circ$ son mínimas, con un valor entre un 1%-3%. (MpptSolar, s.f.)

En cuanto a la inclinación del panel, ésta es una consecuencia directa del movimiento de traslación de la Tierra. A raíz de éste, la radiación solar recibida varía según la época del año. En el hemisferio Norte, en invierno los rayos de Sol forman un ángulo menor con la horizontal que en los meses de verano, por lo tanto, para maximizar la captación de energía la superficie debería ser casi vertical en invierno y casi horizontal en verano. La selección se debe hacer de manera individual para cada localización, y así maximizar la energía recibida. (MpptSolar, s.f.)

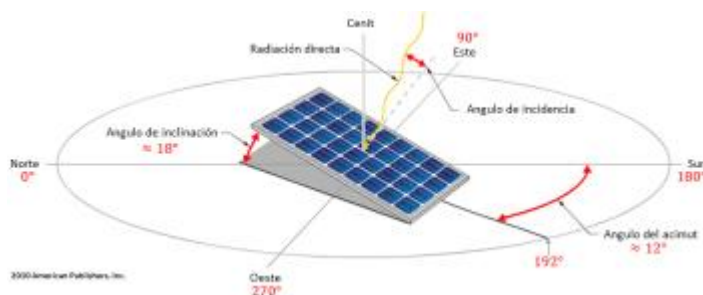
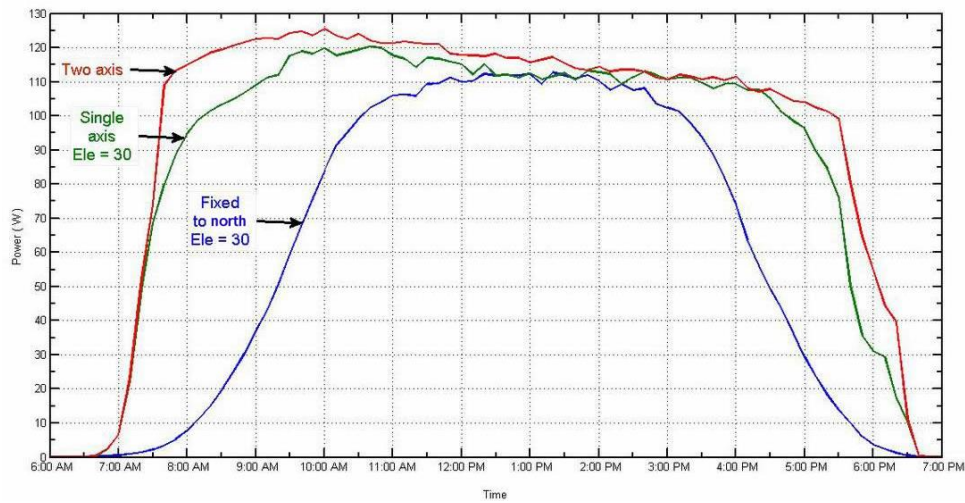


Figura 10. Ángulos de orientación e inclinación de un panel solar. Fuente: Energía Solar

Para contrarrestar las pérdidas de eficiencia ocasionadas por la naturaleza fija de los paneles, se ha desarrollado la tecnología de seguimiento, que permite posicionar el panel en cada momento del día de la forma más perpendicular posible a la radiación incidente. Estos seguidores pueden ser de dos ejes, si el seguimiento se produce en ángulo de acimut y el de inclinación, o de un eje, que puede ser horizontal, vertical, de eje inclinado o polar.



Gráfica 3. Comparación de la potencia de un panel con y sin tecnología de seguimiento. Fuente: Australian Micro Power Grids

2.3 EL EFECTO FOTOVOLTAICO EN UNA CÉLULA SOLAR

La energía obtenida en una célula solar se obtiene a partir del efecto fotovoltaico. Éste consiste en la transformación directa de la radiación solar en electricidad, cuando sobre ella inciden los rayos de Sol y que es capaz de originar una diferencia de potencial que produce un movimiento de cargas eléctricas a lo largo del conductor.

En una célula solar, se ponen en contacto dos materiales semiconductores, uno de tipo N (la parte iluminada, existe un exceso de electrones) y el otro, de tipo P (la parte no iluminada, existe una falta de electrones). Al producirse esta unión P-N, el material N se carga de forma positiva, mientras que el P lo hace de forma negativa, creando una diferencia de potencial que origina el campo eléctrico. (Universidad de Jaén, s.f.)

En el Silicio (material más utilizado en la construcción de células fotovoltaicas), la barrera de potencial creada es del orden de 0,5V. Sin embargo, el efecto fotovoltaico se produce siempre que:

$$E_{\text{fotón}} = \frac{h \cdot c}{\lambda} \geq E_{\text{gap}}$$

$$E_{\text{fotón}}(\text{eV}) = \frac{1240}{\lambda (\text{nm})}$$

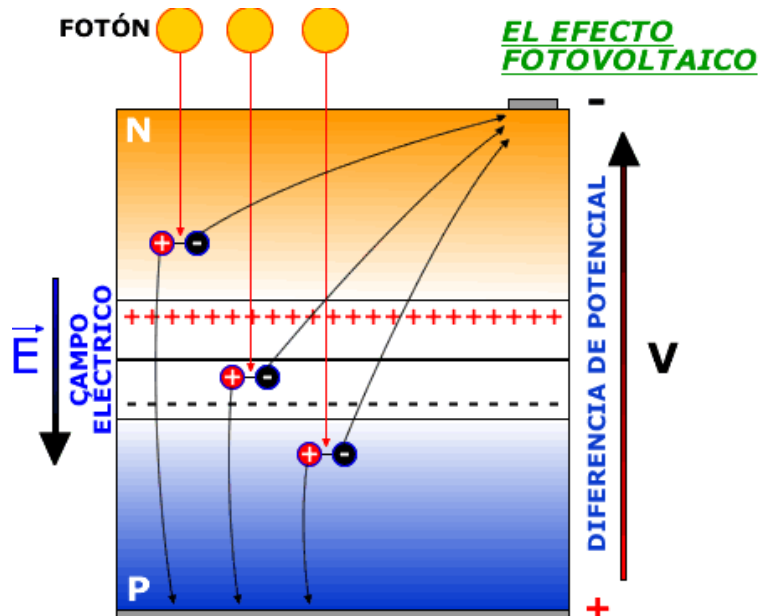


Figura 11. El Efecto Fotovoltaico. Fuente: Universidad de Jaén

En el Silicio, la energía de gap (E_g) es de 1,12 eV, que es la energía correspondiente a un fotón cuya longitud de onda es 1,1 μm . Por lo tanto, en las células de Silicio solo son aprovechables aquellos fotones de $\lambda \leq 1,1\mu\text{m}$, y de ellos, solo se aprovechan los 1,12 eV ya descritos.

2.4 COMPOSICIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

En el presente proyecto, se pretende diseñar una instalación fotovoltaica de tamaño Utility Scale, es decir, de gran potencia, con la cual poder aprovechar la radiación solar para verter energía a la red eléctrica.

Una central de estas características está compuesta por múltiples equipos debidamente conectados y necesarios para su correcto funcionamiento. La Figura 12 muestra la arquitectura típica de una central de estas características:

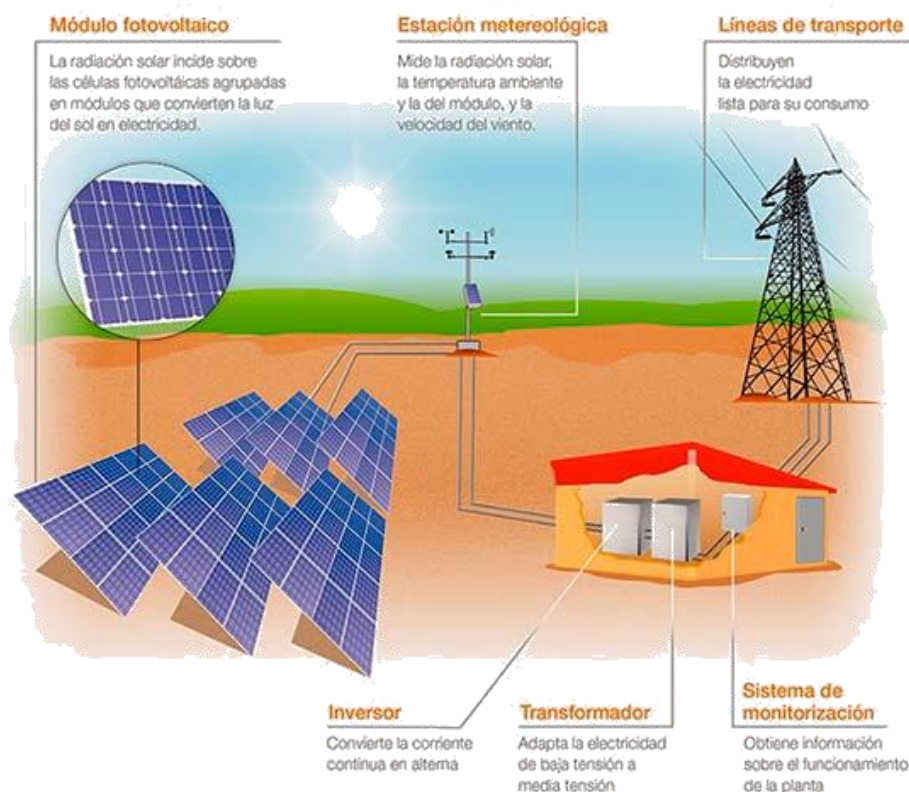


Figura 12. Esquema típico de una Planta Solar Fotovoltaica. Fuente: Greentech

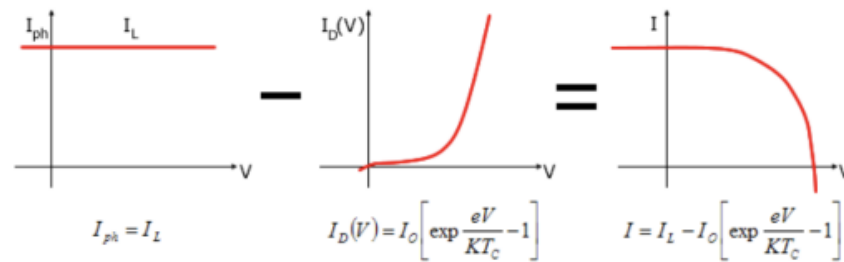
Como se observa en la Figura 12, las células fotovoltaicas (agrupadas en módulos) reciben la radiación solar y la convierten en electricidad como se ha explicado en el capítulo 2.3. Esta corriente eléctrica es continua, por lo tanto, tiene que ser transformada a alterna a través del inversor. A continuación, esta corriente alterna tiene que ser ajustada a las condiciones de la red de transporte, y así poder distribuir la electricidad. Para ello, se utiliza el centro de transformación. En los siguientes puntos se desarrollará más en detalle los principales equipos característicos de estas centrales

2.4.1 LA CÉLULA SOLAR

2.4.1.1 Funcionamiento

Como se ha visto en anteriores apartados, la célula solar fotovoltaica es un aparato que permite producir una corriente eléctrica continua a partir de la radiación solar, gracias al efecto fotovoltaico.

Esta corriente que se entrega a la carga es el resultado de dos componentes opuestas entre sí, la **corriente de iluminación** (I_L) y la **corriente de oscuridad** (I_D). (Universidad de Jaén, s.f.)



Gráfica 4. Efecto neto de las dos componentes de la corriente en una célula solar. Fuente: Universidad de Jaén

- **Corriente de iluminación (I_L):** Debida a la generación de portadores que produce la incidencia de la radiación solar (iluminación).

$$I_{ph} = I_L$$

- **Corriente de oscuridad (I_D):** Debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga.

$$I_D(V) = I_0 \cdot \left[\exp \frac{e \cdot V}{k \cdot T_c} - 1 \right]$$

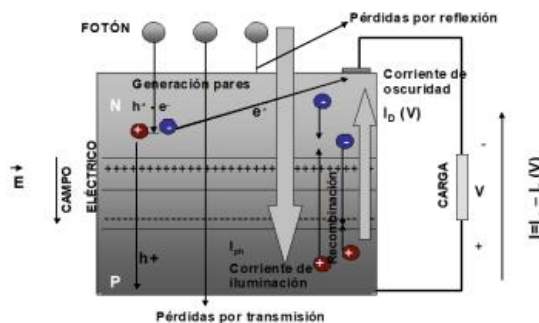


Figura 13. Generación de las dos intensidades que originan la corriente en una célula solar. Fuente: Universidad de Jaén

La curva característica I-V que se forma en una célula solar, mostrada en la Figura 14, se puede asociar a un circuito de un diodo en la oscuridad con una corriente de iluminación.

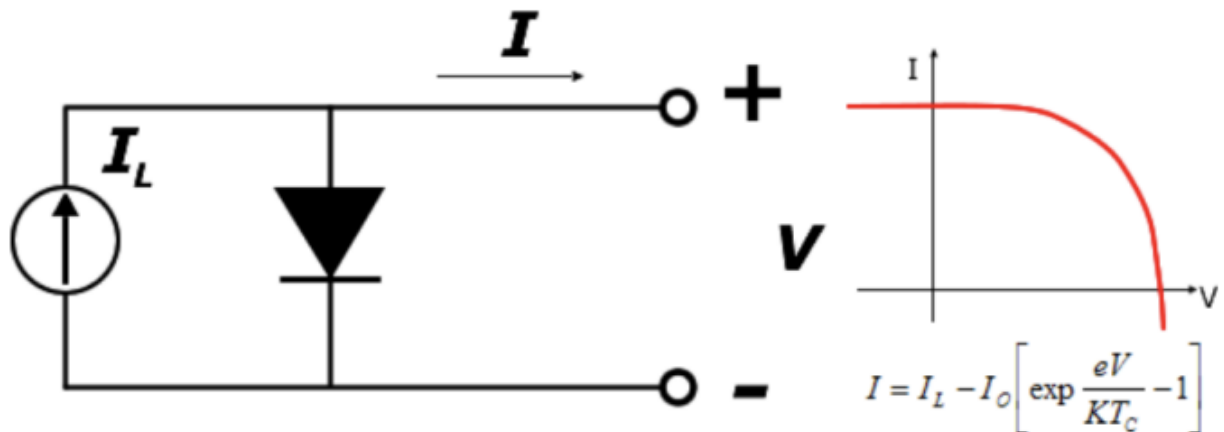
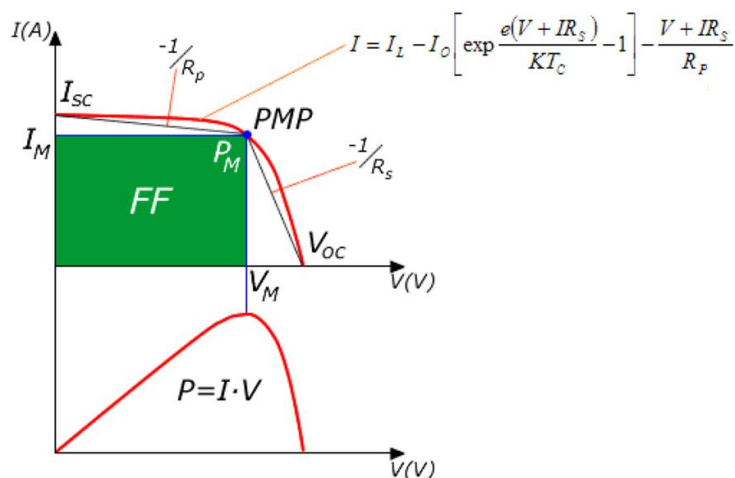


Figura 14. Circuito asociado a la célula solar. Fuente: Universidad de Jaén

Los principales parámetros que definen esta curva son (Universidad de Jaén, s.f.):

- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):** Máxima tensión que se da entre los extremos de la célula, que se da cuando la intensidad es cero, no se encuentra conectada a ninguna carga. El valor de la potencia es cero.
- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** Máxima intensidad que puede atravesar la célula solar, que aparece en condiciones de cortocircuito. El valor de la potencia es cero.
- **Potencia máxima ($P_{máx}$):** Siendo la potencia generada por una célula fotovoltaica el producto de la tensión y la intensidad, la potencia máxima del panel se dará en aquel punto en el que el producto de ambos sea máximo, no cada una de sus componentes.
- **Factor de forma (FF):** Se define como el cociente de la potencia máxima que genera el panel entre el producto de la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. A mayor valor del factor de forma, mejor será la célula.

$$FF = \frac{P_{máx}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$$



Gráfica 5. Parámetros de la curva característica V-I de una célula solar. Fuente: Universidad de Jaén

- **Eficiencia (η):** Porcentaje de la radiación captada por el panel que es convertida en energía en las condiciones estándar de iluminación.

$$\eta = \frac{P_{\text{máx}}}{G \cdot A_c} = \frac{FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc}}{G \cdot A_c}$$

Siendo:

G: Irradiancia

A_c : Área de captación de la célula solar

Siendo las condiciones estándar de medida (Universidad de Jaén, s.f.):

Irradiancia = 1000 W/m^2

Distribución espectral de la radiación incidente: AM1.5

Incidencia normal

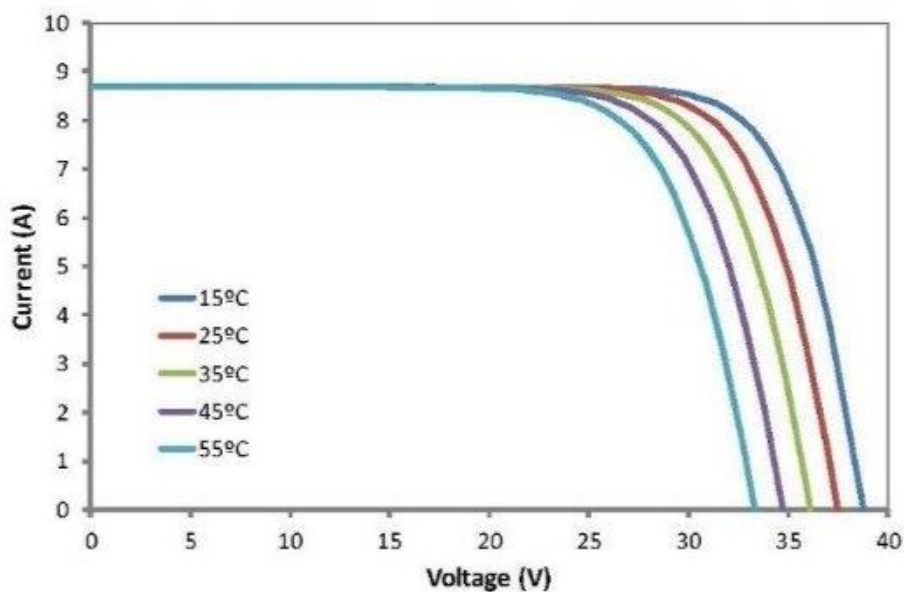
Temperatura ambiente = 20°C

Velocidad del viento = 1 m/s

En la Gráfica 5, también se pueden observar dos parámetros que también deben ser analizados a la hora de determinar las características de una célula real:

- **Resistencia serie (R_s):** Representa las pérdidas en la intensidad de funcionamiento, principalmente debidas a los contactos metálicos, las capas semiconductoras y las pérdidas en la rejilla Colectora.
- **Resistencia paralelo (R_p):** Representa las pérdidas de tensión, ocasionadas por fugas de corriente, pequeños cortocircuitos metálicos o recombinación en la barrera de potencial.

La influencia de la temperatura es crítica para el correcto funcionamiento de la célula, siendo el rendimiento de la misma inferior cuando la temperatura ambiental aumenta, principalmente por la disminución de la tensión en circuito abierto. (Universidad de Jaén, s.f.)



Gráfica 6. Diferentes curvas V-I en función de la temperatura ambiental. Fuente: Monsolar

Parametrizando esta reducción en el rendimiento de la placa, y, dependiendo del material de ésta, se determina que la disminución es del orden de:

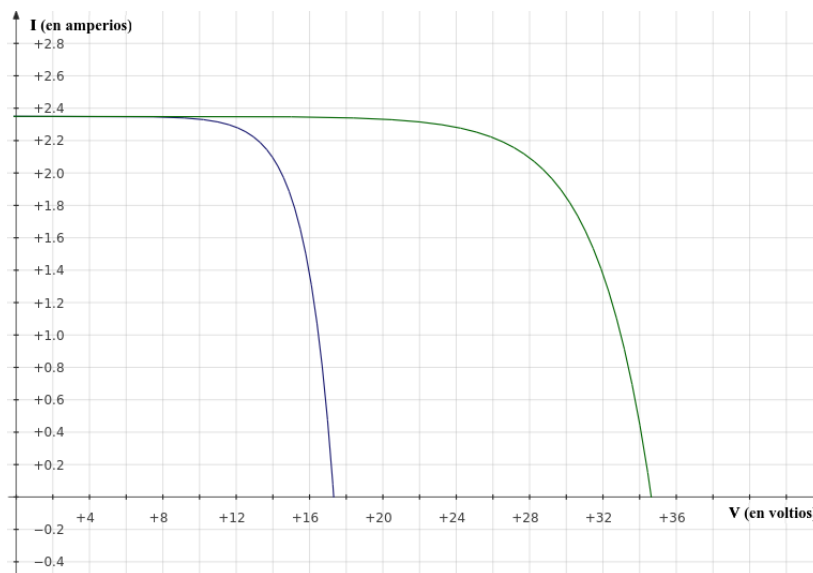
- 0,4%-0,5% por cada grado de aumento de temperatura por encima de 25°C para células de silicio
- 0,3% por cada grado de aumento de temperatura por encima de 25°C para células de arseniuro de galio

2.4.1.2 Tipos de Conexiones de Células Solares

Una planta solar fotovoltaica, tanto para autoconsumo como en una planta de gran potencia, consta de cierto número de células conectadas de una u otra forma según lo que se busque ya que, por si sola, en una célula solamente se generan unas décimas de voltio e intensidad.

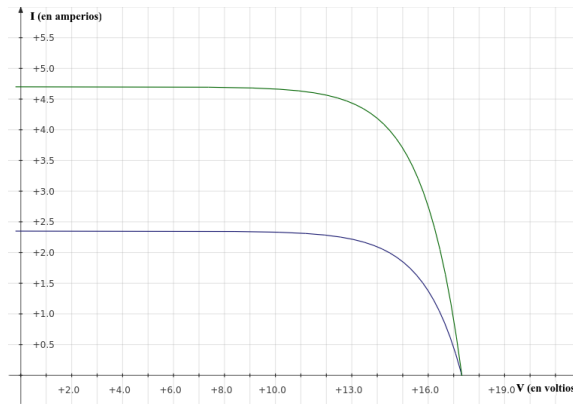
Existen dos principales tipos de asociaciones (Hogarsense, 2023):

- **Asociación en serie:** En este tipo de conexión se consigue que la tensión obtenida sea la suma de tensiones de los diferentes paneles, mientras que la intensidad se mantiene constante.



Gráfica 7. Característica V-I tras la conexión de dos paneles en serie. Fuente: Seslab

- **Asociación en paralelo:** En este tipo de conexión la intensidad obtenida se calcula como la suma de las intensidades que atraviesan los diferentes paneles mientras que la que se mantiene constante es la tensión.



Gráfica 8. Característica V-I tras la conexión de dos paneles en paralelo. Fuente: Seslab

2.4.1.3 Principales Tecnologías Fotovoltaicas

La agrupación de células fotovoltaicas en serie o en paralelo para aumentar la tensión o la intensidad forma los paneles fotovoltaicos. En cuanto a la clasificación general de éstos, existen dos grandes grupos de tecnologías solares fotovoltaicas:

- **Tecnología del Silicio Cristalino.** El 90% de la producción de paneles solares a nivel mundial consta de las dos versiones de paneles de este material, silicio monocristalino, cuyo rendimiento y costes son más elevados, y policristalino.
- **Lámina delgada.** Con esta tecnología se es capaz de disminuir la cantidad de material semiconductor del panel, afectando negativamente al rendimiento de éste, llegando a valores en torno al 12%. Los materiales más usados en paneles de esta tecnología son el silicio amorfo, los materiales CIS y el Teleruro de Cadmio.

Al ser la proporción de las dos tecnologías 90/10, a continuación, se desarrolla en mayor profundidad las dos versiones de los paneles fotovoltaicos de Silicio Cristalino:

- **Tecnología de Silicio Monocristalino:**

El Silicio Monocristalino posee una mayor tolerancia al calor, lo que conlleva a tener una eficiencia mayor, además de poseer una mayor pureza y una estructura cristalina continua, esta eficiencia es de alrededor del 20%. Sin embargo, estas mejores características son obtenidas a partir de un encarecimiento del proceso de obtención del

material, más complejo. Ya que, además de ser más difícil de encontrar en la naturaleza un cristal individual de grandes dimensiones, durante el cortado en láminas se desperdician grandes cantidades de silicio. (SolarPlak, s.f.)

- **Tecnología de Silicio Policristalino:**

En este caso, la obtención del material se realiza fundiendo el silicio en grandes moldes con forma de célula, evitando el desperdicio de éste y provocando una disminución en el coste final en comparación al Silicio Monocristalino. Además, al tener una menor tolerancia al calor, la eficiencia se reduce a valores en torno al 16%. (SolarPlak, s.f.)



Figura 15. Paneles de Silicio Monocristalino y Policristalino. Fuente: Efimarket

2.4.2 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Los módulos fotovoltaicos, por sí mismos, no son capaces de soportar las condiciones adversas de viento, lluvia o nieve. Por lo tanto, los paneles se instalan sobre unas estructuras de soporte que garantizan las condiciones de rigidez y estabilidad. Además, la orientación e inclinación que permitan a los paneles será fundamental para la máxima obtención de energía, de igual manera evitan que se produzcan hot spots que produzcan sobrecargas que afecten al rendimiento. (Albasolar, 2022)

Los materiales con los que se fabrican estos soportes son principalmente tres: aluminio, acero inoxidable u hormigón. Siendo el primero el material más ligero, resistente a la corrosión y más utilizado para autoconsumo, ya que el excesivo peso de los otros dos puede acarrear problemas si se instalan en cubiertas.

Estas estructuras pueden dividirse en dos grandes familias:

- **Fijas**

Este tipo de estructuras se utilizan para ángulos fijos, los cuales se determinan por las necesidades óptimas de generación y la latitud del lugar. Se pueden utilizar para tejado, pared, suelo o poste; dependiendo del número de módulos, la integración con el ambiente y el espacio disponible. (Albasolar, 2022)

Para plantas solares fotovoltaicas de tamaño Utility Scale como la del proyecto, en las que existe una gran cantidad de paneles, se utiliza este tipo de soporte debido a sus características de cimentación más robustas, siendo fundamental respetar las distancias entre las diferentes hileras de módulos para que no se produzca sombra entre ellos que afecte de manera perjudicial a la generación eléctrica de la misma.

La elección de un soporte fijo en lugar de uno con seguimiento se basa en su menor coste y mantenimiento, la alta fiabilidad que presentan y su nulo consumo de energía durante su vida útil.

Las inclinaciones de los paneles solares recomendadas en España dependen de la temporada del año en la que se realice un mayor consumo (Autosolar, 2021):

- **Mayor consumo en verano.** Para lugares en los que exista un mayor consumo en verano, como pueden ser las residencias vacacionales en ciudades costeras, la inclinación tiene que dar una producción óptima durante los meses veraniegos. Ésta se consigue con una inclinación 18° menor a la latitud del lugar.
- **Inclinación neutral.** Para consumos constantes durante todo el año o aquellos que aumentan en invierno, la inclinación óptima será la que sea óptima en el mes de

diciembre, aquel en el que las horas de luz solar son mínimas. Es el modo de instalación habitual, con una inclinación de 30° .

- **Mayor consumo en invierno.** Si existen grandes diferencias entre los consumos durante el invierno y el resto del año, el grado de inclinación aconsejable se obtiene sumando 18° a la latitud del lugar de la instalación.



Figura 16. Soporte rígido de un panel fotovoltaico. Fuente: SOLARMAT

- **Móviles**

A esta estructura de soporte de los paneles solares se le puede dotar de un dispositivo de seguimiento de la luz solar (tracker) con el fin de aprovechar al máximo la radiación solar incidente, tanto a lo largo del día como a lo largo de las diferentes estaciones del año, aproximando el ángulo de incidencia a 90° en todo momento.

Estos seguidores pueden ser de un eje o dos ejes (Sotysolar, 2022):

- **Seguimiento solar en un eje.** La estructura y los paneles que soporta se mueven de la misma manera en torno a un eje horizontal, vertical o inclinado. Se puede seguir el azimut del Sol o la altura pero no los dos simultáneamente.
- **Seguimiento solar de dos ejes.** Además del movimiento de giro oeste-este alrededor del primer eje es posible un segundo movimiento alrededor del eje horizontal.

Las ganancias en materia de eficiencia son de entre el 25% y el 35% si el seguimiento realizado es a un eje y, si éste es a dos ejes, se produce un aumento de entre un 5% y un 10% adicional. (Sotysolar, 2022).

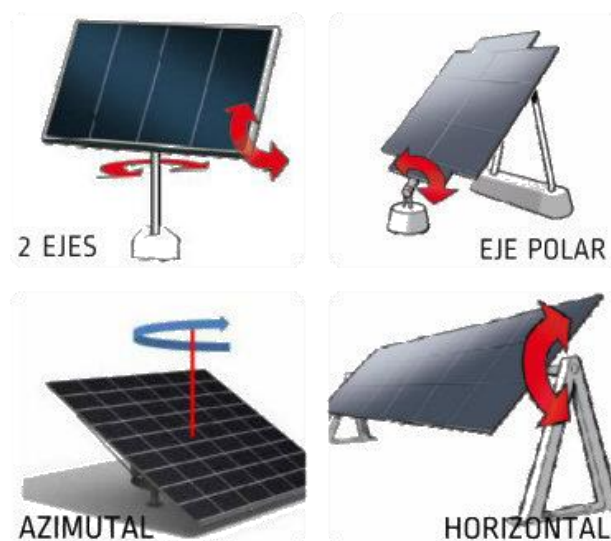


Figura 17. Configuraciones de seguidores solares. Fuente: Udimia

2.4.3 INVERSORES

Para que la red eléctrica pueda aprovechar la energía generada en los paneles solares, la corriente continua producida en ellos debe convertirse en alterna. Para que esta conversión pueda darse lugar, se necesita un inversor de corriente, como se vio en el Capítulo 2.4.

La función de este dispositivo es asegurar la obtención de una tensión de salida de la planta de amplitud y frecuencia idénticas a la de la red a la que está conectada, además de minimizar la presencia e inyección de armónicos a la red. (Universidad de Jaén, s.f.)

Al no ser producida una potencia constante por el panel, ya que ésta depende de la irradiancia, la temperatura ambiental o la velocidad del viento, se suele incorporar al equipo un **seguidor del punto de máxima potencia** (Maximum Power Point Tracker - MPPT) cuya función es variar la tensión de entrada al inversor para así obtener un producto corriente por tensión a la salida del generador fotovoltaico que se haga máximo. De esta manera, se consigue maximizar la eficiencia del equipo.

En función de la potencia los inversores se pueden clasificar en dos grupos diferentes (NextCity Labs, 2021):

- **Inversores centrales.** Todos los paneles del sistema están conectados a un único inversor, que cuenta con varios seguidores MPPT, funcionando mejor si están instalados en un lugar fresco y protegido del sol. Al existir solamente una unidad y ser una tecnología suficientemente madura, su mantenimiento es sencillo. Su principal ventaja es que en el caso de que caiga la producción de un MPPT, permite que los demás sigan produciendo. Son inversores ideales para instalaciones de gran potencia (más de 2 kWp) y su vida útil es de aproximadamente 10 años.
- **Inversores *string*.** Se utilizan cuando los paneles solares están conectados en serie y agrupados en ramales que envían toda su energía a un inversor. Al final de cada uno de los ramales, se coloca un inversor solar que convierte la electricidad generada por todos ellos a alterna. Al ser una tecnología ya lo suficientemente madura, tienen un excelente rendimiento. Sin embargo, no es la opción adecuada para todas las instalaciones existentes, ya que, si los paneles de cada rama tienen distintas orientaciones o direcciones, la electricidad captada en cada rama será la del panel menos eficiente, por lo que la potencia obtenida será menor. (NextCity Labs, 2021)

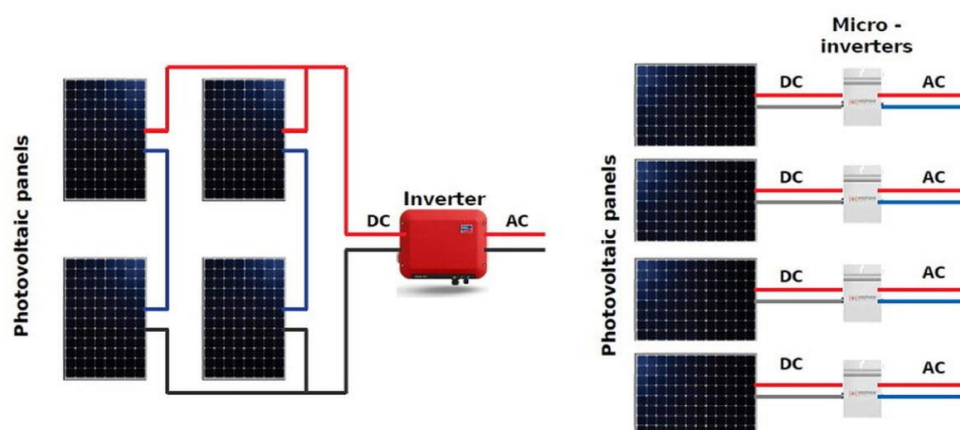


Figura 18. Esquema de una instalación con inversor central vs instalación con inversores string. Fuente: PV Magazine

Las características técnicas fundamentales de un inversor son:

- **Potencia nominal.** Es la potencia máxima de salida en alterna. Debe ser entre un 5% y un 20% menor que la potencia fotovoltaica total.
- **Voltaje máximo de entrada.** Corresponde con la tensión de circuito abierto (V_{oc}) a la mínima temperatura ambiente prevista en el lugar.
- **Voltaje mínimo de entrada.** El inversor debe ser capaz de funcionar en las condiciones más desfavorables existentes, aquellas en las que la temperatura de los paneles ha aumentado.
- **Tipo de conexión.** La conexión a la red se puede producir en monofásica (para pequeños consumos, principalmente en el sector residencial) o trifásica.

El factor más determinante en la producción de la instalación es la eficiencia del inversor, que varía en función de la potencia instantánea.

2.4.4 TRANSFORMADORES

La tensión a la salida del inversor ya es en corriente alterna, sin embargo, aún no puede conectarse a la red debido a la diferencia de tensiones entre la planta (en este punto, la tensión se situará entre los 630V y 690V) y la red (si la conexión es a media tensión, la mínima tensión es de 20kV).

Es necesario un equipo en el que se produzca esta elevación de baja tensión a media/alta tensión, el transformador, que conecte la instalación con la red.

Una solución habitual es la utilización de estaciones de potencia, es decir, soluciones conjuntas de varios inversores + transformador, además de incluir las necesarias celdas de corte y protección en media tensión. Esta opción es más rentable desde el punto de vista económico, además de permitir una simplificación del diseño y la posterior puesta en marcha e instalación.

La utilización de un centro de transformación u otro viene determinada por la tensión de la red a la que se vaya a ser conectado el sistema.

Capítulo 3. CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO

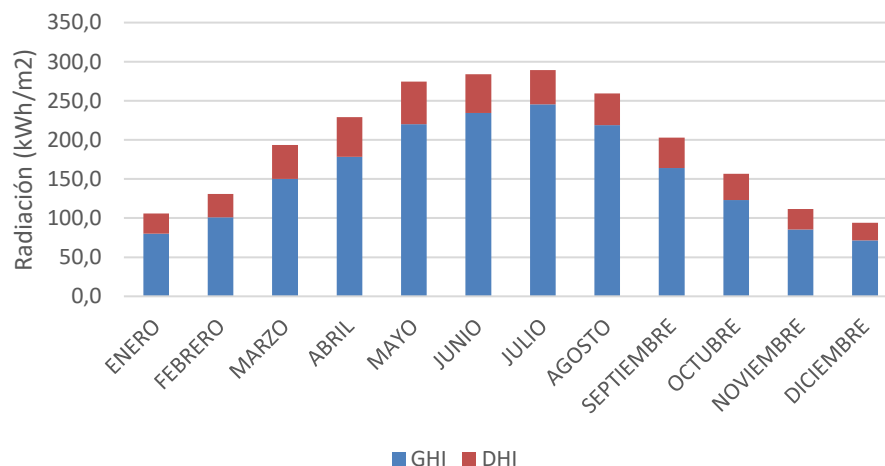
3.1 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La ubicación de la planta solar fotovoltaica resulta decisiva para la energía que generará durante su vida útil, ya que, según la geolocalización del punto en la Tierra, se obtiene una intensidad de la radiación solar u otra. Es por ello por lo que resulta decisiva la elección del emplazamiento en cuestión, ya que, en función de éste, se obtienen unos valores de Radiación Global Horizontal (GHI) y Difusa (DHI) diferentes.

Sin embargo, estas no son las únicas características que determinarán la eficiencia de la planta solar, sino que también son importantes la velocidad del viento y la temperatura ambiental. Además, como se en el Anexo 1, también son determinantes la distancia al punto de conexión a la red (que puede ser una subestación o una línea eléctrica de alta tensión), la orografía de la zona, la accesibilidad del emplazamiento, la superficie disponible que determinará la cantidad de paneles a situar y, consecuentemente, la energía a obtener a partir de ellos y, por último, si es parte de la zona de espacios naturales protegidos.

El emplazamiento escogido, situado en el municipio de Villalba de Alcor (Huelva) y mostrado en el Plano I, llega a unos valores máximos de alrededor de 246 kWh/m² en el mes de julio y de 72 kWh/m² en diciembre, por lo que se puede considerar que existen grandes variaciones entre los meses de verano e invierno. Siendo el total de radiación global horizontal a lo largo del año de 1872 kWh/m². Añadiendo la característica difusa, en la Gráfica 9 se observa que la mayor radiación se obtiene en el mes de julio, seguido muy de cerca de los de junio y mayo.

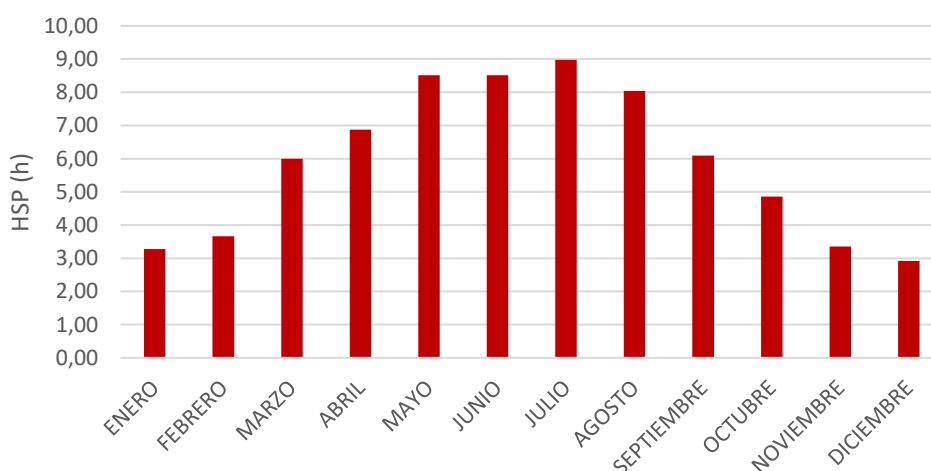
Datos de radiación solar en Villalba de Alcor



Gráfica 9. Radiación Global Horizontal y Difusa en Villalba de Alcor. Fuente: Elaboración propia

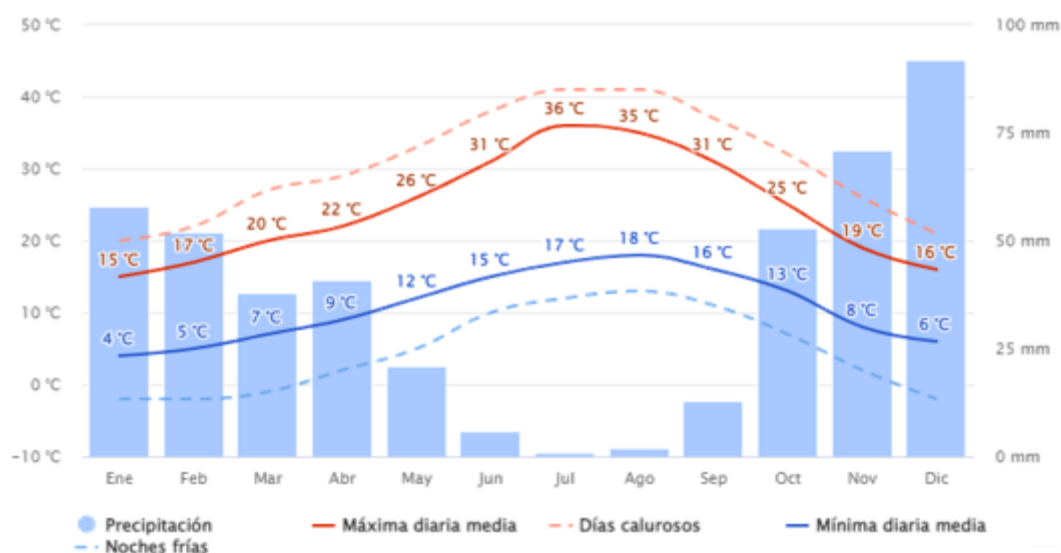
A partir de estos datos, se calcula el número de Horas Solares Pico (HSP), cuyo cálculo se determina trasladando la energía mensual recibida por el Sol al número de horas en las que se recibiría una irradiancia constante e igual a 1000 W/m^2 . Traduciendo los datos de la Gráfica 9 a horas, se obtiene la Gráfica 10.

HSP en Villalba de Alcor



Gráfica 10. HSP en Villalba de Alcor. Fuente: Elaboración propia

En último lugar, se obtiene la gráfica de la climatología de la zona. A partir de la Gráfica 11, se pueden observar numerosos datos. La máxima media diaria hace referencia a la media de las temperaturas máximas diarias de cada mes, mientras que la mínima, representa el mismo dato pero haciendo referencia a las temperaturas mínimas. Por otra parte, se observan las precipitaciones mensuales, las cuales se consideran húmedas si se encuentran por encima de los 150 mm, y se considera que un lugar es seco si son inferiores a los 30 mm. (Meteoblue, s.f.)



Gráfica 11. Climatología mensual en Villalba de Alcor. Fuente: Meteoblue

Debido a las necesidades de espacio existentes para la realización de una planta de estas dimensiones, se necesitan dos parcelas diferentes, cuyas características e información correspondiente se recoge a través del Visor SigPac y se ven también en el Plano I (Fega, 2023):

Tabla 3. Información de las parcelas elegidas para el emplazamiento de la PSF. Fuente: Visor SigPac

Provincia	Municipio	Agregado	Zona	Polígono	Parcela	Superficie (ha)	Referencia Catastral
21 - Huelva	73 - Villalba de Alcor	0	0	2	9	87,0544	21073A00200009DL
21 - Huelva	73 - Villalba de Alcor	0	0	2	10	43,2039	21073A00200010DQ

A continuación, se resumen las características del emplazamiento elegido para la PSF, tras el íntegro análisis realizado en el Anexo 2:

- La zona elegida no entra dentro de los terrenos que forman parte de la Red Natura 2000, es decir, no es una zona LIC ni ZEPA.
- La parcela es accesible, ya existen caminos colindantes a ella.
- La orografía de la parcela permite la instalación directa de los paneles fotovoltaicos.
- A partir del visor SNZCI-IPE, se observa que se trata de una parcela no inundable por fenómenos de origen marino o fluvial. (MITECO, 2023)
- Inexistencia de carreteras colindantes a la parcela. (SIGCAR, s.f.)
- La parcela se encuentra a más de 500 metros de la vía pecuaria más próxima, la Colada de la Sierra, y más de 1,5 kilómetros de la segunda más cercana, el Padrón de los Carboneros. (Junta de Andalucía, s.f.)
- El suelo de la parcela no es urbanizable según el Ministerio de Transportes. (Ministerio de Transportes, 2023)
- Es una parcela alejada kilómetros de cualquiera de las rutas del Camino de Santiago. (Instituto Geográfico Nacional, s.f.)
- El eje de la línea de Alta Tensión de 220 kV más próxima se encuentra a 220 metros de la planta.

Si bien es cierto que la superficie total de las dos parcelas supera las 130 hectáreas, se deben respetar unas distancias mínimas entre éstas y los caminos colindantes, el vallado y el arroyo que se sitúa al Sur de éstas. Además, se pretende que el espacio ocupado por la instalación sea relativamente homogéneo. Por lo tanto, se consideran las siguientes restricciones existentes en el Plano II:

- Distancia de 10 metros entre el vallado de la parcela y el panel más próximo.
- Distancia de 10 metros entre los caminos colindantes a la parcela y el vallado.
- Distancia de 20 metros entre el vallado y el arroyo.

Por lo tanto, si bien es cierto que la superficie de ambas parcelas es 130 hectáreas, debido a estas restricciones de servidumbre el área total de la Planta Solar Fotovoltaica solamente asciende a las 99,4 hectáreas.

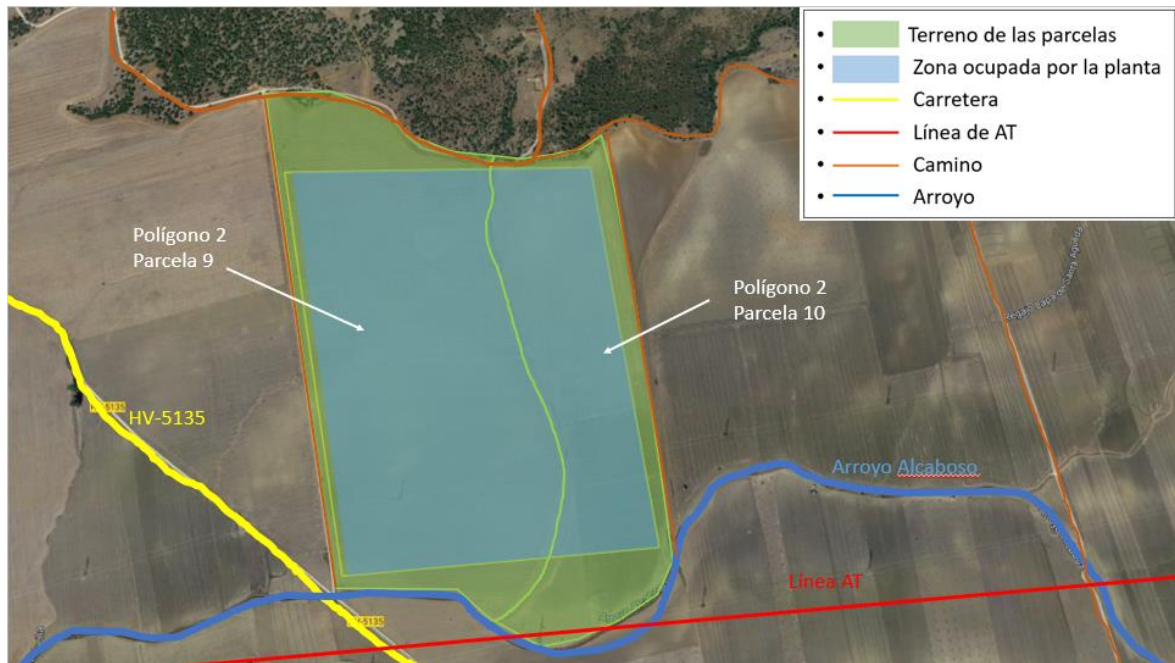


Figura 19. Mapa topográfico del terreno elegido en Villalba de Alcor. Fuente: Google Earth

En la Figura 19 y en el Plano II se muestra la planta del terreno con un mayor detalle que en el Anexo 1, mostrándose con mayor definición los arroyos y los caminos, no debidamente mostrados anteriormente. Las vías pecuarias no se muestran debido a la distancia que existe entre ellas y la planta, que conllevaría a una pérdida de resolución en el resto de los elementos.

Por otra parte, no se cree conveniente la representación de las líneas eléctricas cercanas a la parcela, ya que, debida a la existente falta de capacidad de éstas, no se puede realizar la conexión directa a la línea, sino que la conexión se ejecuta a la subestación de Chucena, en la cual se realizará una ampliación de capacidad entre 2021 y 2026.

Para entregar toda la energía producida en la planta solar fotovoltaica, es necesario que ésta se conecte a una subestación eléctrica. Esta conexión se puede realizar de dos maneras, de forma directa o de forma indirecta, mediante una línea de tensión cercana a la parcela que desemboque en una subestación cercana. En este caso, se elige la primera opción ya que las líneas eléctricas próximas no poseen la capacidad suficiente para un correcto traslado de la energía producida.



REE

Debido a la ausencia de capacidad en la subestación más próxima a la planta, que en este caso es la de La Palma del Condado 220kV (6,5 km), se escoge como punto de interconexión a la red la de **Chucena 220 kV**. Para asegurar la compatibilidad del parque solar con la red

en esta subestación, habría que tener en cuenta todas las normas que establece la compañía, en este caso REE.

Esta distancia entre la subestación y la PSF, recorrida por la línea de Alta Tensión, se puede también observar en el Plano I, además de la conexión de forma esquemática entre ambas, en el Plano V.

Capítulo 4. SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS DE LA PSF

4.1 OBJETIVO

Uno de los aspectos más críticos a la hora de diseñar una planta solar fotovoltaica, es la selección de los equipos que la forman. Para esta elección, se ha realizado un estudio para conocer de una forma más detallada las tecnologías existentes en el mercado, los distintos fabricantes que conviven en la actualidad y los precios a los que ofertan sus componentes. Además, para la toma de decisión final se ha utilizado el software PVSyst, gracias al cual, a partir de numerosas simulaciones se ha podido escoger un panel solar, un inversor y un seguidor que optimicen la energía vertida a la red por parte de la instalación.

4.2 SOFTWARE PVSYST

El programa PVSyst es un software de simulación energética de plantas solares fotovoltaicas, tanto de gran potencia como de autoconsumo. Es una herramienta desarrollada en la Universidad de Ginebra, y utilizada en el ámbito profesional para realizar los cálculos de los rendimientos de sistemas fotovoltaicos, además de todo el análisis de dimensionamiento, sombreado y simulaciones de producción de energía de la planta.

Esta producción energética se calcula a partir de una numerosa cantidad de variables, como la orientación de la planta, el clima, la ubicación geográfica, las sombras proyectadas en los paneles y su inclinación. Además de contener la información meteorológica de cualquier lugar del mundo.

PVSyst es utilizado en el entorno empresarial por un amplio abanico de profesionales: ingenieros, consultores, arquitectos, instaladores fotovoltaicos... Gracias a su capacidad de generación de informes sobre el rendimiento de la planta, la producción de energía y su evolución. Además, es un programa que se actualiza constantemente con pequeñas mejoras y mayores alcances. (PVSyst, s.f.)

Al operar con PVSyst, el primer paso a realizar es importar al programa las coordenadas y la altitud del emplazamiento, además de sus datos de radiación, como pueden ser la GHI, DHI, la temperatura media y la velocidad del viento. De esta manera, se generan los ficheros .sit y .met necesarios para los posteriores casos.

Una vez realizados los ficheros, se puede empezar a efectuar las sucesivas simulaciones. Lo primero será elegir la orientación del plano, que en este caso será sobre un seguidor, de eje horizontal N-S y con retroceso, así se capta la máxima energía posible.

A continuación, se elige el panel, el inversor y el conjunto, es decir, como se van a conectar los paneles entre sí para formar el circuito y cuantas cadenas hay en la planta, además del ratio.

Una vez completada la pestaña sistema, se importa el horizonte, es decir, las sombras que la orografía podría proyectar sobre la planta, y las pérdidas detalladas que van a existir en la planta, desarrolladas en el apartado 4.3.7.

Después de las pérdidas, se calculan las pérdidas de energía causadas por los sombreados cercanos causados principalmente por los elementos de la planta, las estructuras sobre las que están situados los paneles. Se define la estructura de la planta, como van a estar distribuidos los paneles, además de la definición de la bifacialidad de los paneles.

Por último, ya realizados todos los pasos anteriores, se puede ejecutar la simulación y obtener los valores energéticos que se podrían obtener y mostrados en el Capítulo VIII del Anexo IV para este proyecto.

4.3 SELECCIÓN DE EQUIPOS

Para la óptima selección de equipos de la planta, se han realizado diversas simulaciones modificando una serie de variables con el fin de obtener los componentes óptimos de la instalación, las variables estudiadas son:

- Ratio de la planta. El ratio de la planta se obtiene de la siguiente manera, siendo la potencia nominal de la planta la de los inversores que la forman:

$$\text{Ratio} = \frac{\text{Potencia pico de la planta (MW}_p\text{)}}{\text{Potencia nominal de la planta (MW)}}$$

$$\text{Potencia pico (MW}_p\text{)} = \text{Potencia pico del panel} \cdot \text{N}^\circ \text{ cadenas} \cdot \text{N}^\circ \text{ módulos en serie}$$

$$\text{Potencia nominal (MW)} = \text{Potencia del inversor} \cdot \text{N}^\circ \text{ inversores}$$

- Distancia entre seguidores.
- Tipo de estructura del seguidor. Siendo la estructura de los paneles móvil, con un seguimiento a un eje horizontal orientado en dirección Sur-Norte, se han considerado estructuras 2V (2 filas verticales) o 1V (1 fila vertical)
- Paneles solares.
- Inversores. Siendo el tipo seleccionado los inversores centrales, se debe escoger cuál optimizaría la instalación

4.3.1 RATIO DE LA PLANTA

Para poder comenzar con las simulaciones, se debe partir de un caso base, en el cual se selecciona un seguidor a un eje horizontal orientado en dirección Sur-Norte de tipo 2V, unos paneles e inversores predeterminados.

En este caso, los paneles considerados son de la marca LONGi Solar. LONGi Solar es una empresa china fundada en el año 2000 especializada en la fabricación de paneles solares fotovoltaicos, siendo uno de los mayores fabricantes a nivel mundial. Está presente en los 6 continentes y se ha convertido en el mayor productor de paneles fotovoltaicos bifaciales, con una distribución total de más de 20GW. (LONGi Solar, s.f.)

Tabla 4. Modelo del panel utilizado en la primera simulación

Fabricante	LONGi Solar
Modelo	LR5-72 HBD 540 M
Tecnología	BIFACIAL MONO
Potencia pico	540 Wp

En relación a los inversores, que serán centrales, en esta primera aproximación se ha seleccionado la marca SMA. SMA Solar Technology AG es una empresa alemana dedicada a la fabricación de sistemas de almacenamiento de energía e inversores fotovoltaicos. Su fundación data de 1981 y es considerada una marca líder en este mercado, con un amplio reconocimiento en proyectos tanto de autoconsumo como de gran escala. (SMA, s.f.)

Tabla 5. Modelo del inversor utilizado en la primera simulación

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Central 4400 UP
Potencia nominal (25°C/50°C)	4400kVA/3740kVA
Rango de tensión MPP	962 V-1325 V
Tensión entrada máxima	1500 V
Tensión de salida	660 V
Eficiencia máxima	98,83%

Una vez definidos ambos componentes, se estudian las diferentes alternativas de ratios existentes en una planta fotovoltaica. El criterio empleado para la selección final ha sido aquel que maximice la energía producida en el año 1 y vertida a la red, sin que las pérdidas del inversor sobre la potencia nominal superen el 2%, considerado como umbral de descarte de un ratio u otro. El número de inversores utilizados se ha mantenido como constante mientras que el número de cadenas ha ido variando en los diferentes casos. En las 4 alternativas estudiadas el número de módulos por cadena ha sido 27 (impuesto por el programa), por lo que el cálculo de cadenas es:

$$\text{Número de cadenas} = \frac{\text{Ratio} \cdot \text{Potencia Nominal (W)}}{\text{Potencia de un panel (W}_p) \cdot \text{Nº de módulos por cadena}}$$

Los resultados de las simulaciones han sido:

Tabla 6. Resultados de las simulaciones variando el ratio de la planta

Variante Nº	RATIO 1	RATIO 1,1	RATIO 1,15	RATIO 1,2
Potencia Nominal (MW)	48,4	48,4	48,4	48,4
Potencia Pico (MWp) real en simulación PVSyst	48,406	53,246	55,666	58,087
Ratio MW/MWp	1	1,1	1,15	1,2
Nº Inversores	11	11	11	11
Nº Strings	3320	3652	3818	3984
Producción año 1 (MWh/año)	103.817	114.094	119.045	123.141
Rendimiento inversor (%)	-1,38%	-1,42%	-1,45%	-1,46%
Pérdidas del inversor sobre potencia nominal (%)	0	0	-0,16%	-1,00%

En base a los resultados obtenidos, se ha decidido emplear **11 inversores de la marca SMA, con un ratio total de la planta de 1,20**. Esta elección se debe principalmente a la obtención de energía vertida a la red, ya que en este caso es la mayor de todas, sin existir unas pérdidas en el rendimiento del inversor ni en el inversor sobre la potencia nominal, ya que, aún existiendo un notablemente crecimiento en estas últimas (1% sobre 0,16%), no superan el umbral marcado como límite o de descarte.

4.3.2 DISTANCIA ENTRE SEGUIDORES

La segunda variable a analizar es la distancia entre seguidores. En estas simulaciones, el objetivo es encontrar un balance entre la ocupación de la planta y las pérdidas por sombreado entre unos paneles y otros. Ya que, por defecto y hasta que no se analice esa variable, las estructuras utilizadas son 2V, la distancia normalizada entre seguidores son 12m. En este caso, las alternativas mostradas son 3; 10m, 12m y 14m.

En la práctica, 10m y 14m se consideran los límites inferior y superior para estas instalaciones, ya que si la distancia es menor a la del primer caso las pérdidas por sombreado se consideran insostenibles, mientras que, si la distancia es mayor a 14m, aunque no existan pérdidas por sombreado, las hectáreas necesarias para la construcción de la planta se

dispararían, por lo que, considerando el valor económico del terreno se descartan estos valores.

La superficie de la planta se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Superficie de la planta (ha)} = \frac{\text{Superficie de los paneles (ha)}}{\text{Ground Coverage Ratio (\%)}}$$

Los resultados obtenidos en las simulaciones han sido:

Tabla 7. Resultados de las simulaciones variando la distancia entre seguidores

Variante Nº	Distancia 12m	Distancia 10m	Distancia 14m
Distancia entre seguidores (m) tipo 2V	12	10	14
Ratio (MWp/MW)	1,2	1,2	1,2
Producción Año 1 (MWh/año)	123.141	119.740	125.441
GCR (%)	38,10%	45,30%	32,40%
Superficie paneles (ha)	27,49	27,49	27,49
Superficie planta (ha)	72,17	60,70	84,86
Ganancia plano seguimiento (%)	34%	30,90%	36,00%
Pérdidas sombreado cercano (%)	-1,64%	-1,70%	-1,57%

Las pérdidas por sombreado son muy similares en los tres casos, por lo que no es un factor decisivo para la elección final. Si bien es cierto que, manteniendo una distancia de 14m la producción de energía es la máxima, la superficie de la planta asciende hasta las 85 ha. Se entiende que esta diferencia de 12 ha, y el coste que implican, es significativamente superior a la energía obtenida por el aumento de 2 metros de separación entre seguidores, inferior al 2%.

Observando los tres casos, se puede ver cómo, a medida que aumenta la distancia entre seguidores, el Ground Coverage Ratio disminuye considerablemente, y, como consecuencia, aumenta la superficie a utilizar por la planta. Por todo esto, se decide mantener la distancia previa entre seguidores de **12 metros**.

4.3.3 ESTRUCTURA DEL SEGUIDOR

Como se ha comentado en el apartado 4.3, el seguidor utilizado es de un eje horizontal orientado en dirección Sur-Norte. Gracias a esta solución, se maximiza la exposición de los paneles a la luz solar directa, ya que se produce un seguimiento del Sol a lo largo del día, aumentando el rendimiento de la planta hasta en un 40% con respecto a una instalación fija, sin seguimiento.

En cuanto al proveedor de los seguidores, se ha considerado la empresa española Soltec, dedicada al seguimiento solar para instalaciones fotovoltaicas, siendo sus seguidores compatibles con la gran mayoría de marcas de paneles líderes del mercado, y fabricante tanto de seguidores 2V como 1V:

Tabla 8. Resultados de la simulación de las estructuras 1V y 2V

Variante Nº	Seguidores 2V	Seguidores 1V
Distancia entre seguidores (m)	12 (para 2V)	6 (para 1V)
Ratio MWp/MW	1,2	1,2
Producción Año 1 (MWh/año)	123.141	123.029
GCR (%)	38,10%	37,60%
Superficie de la planta (ha)	72,17	73,12
Ganancia en el plano de seguimiento (%)	34%	34%
Pérds. Sombreado cercano (%)	-1,64%	-1,66%

Entre los diferentes seguidores del mercado, se escoge el **SF8 Single Axis Tracker**.

Como se podía prever, dada a la coexistencia de las dos tecnologías en el mercado, no existen grandes diferencias entre los resultados de ambas simulaciones, por lo que la decisión final sería económica, la oferta más agresiva decidirá la opción a escoger.

Los seguidores 1V son más baratos, pero como la distancia entre ellos es la mitad, el número aumenta, por lo que, en materia económica ambas opciones son también similares, dependerá de la fase de oferta de la compañía.

En cuanto a lo que concierne a este proyecto, se escoge la opción cuya energía vertida a la red sea mayor (siendo la diferencia mínima entre estas). Por lo tanto, **los seguidores a emplear en el proyecto serán 2V**.

4.3.4 SELECCIÓN DE LOS PANELES

De cara a la elección de los paneles a utilizar en la planta solar fotovoltaica, se van a tener en cuenta varios módulos ofertados en el mercado por tres de las marcas líderes, LONGi Solar (ya mencionada anteriormente), Trina Solar y Astronergy.

Trina solar es una marca líder en la fabricación y venta de paneles solares fotovoltaicos, referente en el sector y fundada en 1997. (Trina Solar, s.f.)

De igual manera, Astronergy también es una marca de origen chino, fundada en 2006 y referente en el sector, ofreciendo paneles para aplicaciones tanto industriales como residenciales. (CHINT ENERGY, s.f.)

Los paneles a seleccionar son los siguientes, siendo todos bifaciales y de silicio monocristalino:

Tabla 9. Modelos de paneles considerados en las simulaciones

Fabricante	LONGi Solar	Trina Solar	Astronergy
Modelo	LR5-72 HBD 540 M	TSM-DEG18MC-20-(II)-500	CHSM72M-DG-F-BH-450
Tecnología	BIFACIAL MONO	BIFACIAL MONO	BIFACIAL MONO
Potencia pico	540 Wp	500 Wp	450 Wp

En las tres simulaciones se ha mantenido constante tanto el ratio de la planta (se ha establecido el 1,2 previamente calculado), el número de inversores (11, de la marca SMA, el modelo Sunny Central 4400 UP) y la distancia entre estos, de 12 metros, la óptima que se ha establecido previamente.

Una vez fijados estos parámetros, se obtienen los resultados de las tres simulaciones:

Tabla 10. Resultados de la simulación con los distintos paneles

Variante Nº	LONGi Solar	Trina Solar	Astronergy
Distancia entre seguidores	12	12	12
Ratio (MWp/MW)	1,2	1,2	1,2
Potencia nominal (MW)	48,4	0	0
Potencia pico (MWp)	58,087	58,084	58,089
Número de cadenas	3984	4468	4781
Panel	Longi Solar LR5-72 HBD 540 M Bifacial	Trina Solar TSM-DEG18MC-20-(II)- 500-Bifacial	Astronergy CHSM72M-DG-F-BH- 450-Bifacial
Inversor	SMA Sunny Central 4400 UP	SMA Sunny Central 4400 UP	SMA Sunny Central 4400 UP
Producción año 1 (MWh/año)	123.141	124.699	122.502

A la hora de decidir qué panel escoger, como sucedía a la hora de escoger la tecnología de la estructura del seguidor, el precio y las ofertas que realicen los diferentes fabricantes serán las que marquen la decisión final. En este caso, se escogen los módulos **Trina Solar TSM-DEG18MC-20-(II)-500-Bifacial** debido a que su producción de energía es la máxima, aunque la diferencia entre tecnologías no supere el 1% del total.

4.3.5 SELECCIÓN DE LOS INVERSORES

Como se ha visto en el apartado 4.3, debido a la gran capacidad que requiere una instalación de tamaño Utility Scale, se ha decidido utilizar inversores centrales. Las diferentes marcas a estudiar son SMA (ya presentada previamente) y Siemens.

Siemens, al igual que SMA, es una empresa puntera a la hora de fabricar soluciones de energía, existiendo numerosos modelos de inversores solares en el mercado, siendo todos ellos una opción de alta calidad para la planta en cuestión. (Siemens Energy, s.f.).

Los dos modelos de inversor a seleccionar son:

Tabla 11. Modelos de inversores considerados en las simulaciones

Fabricante	SMA	Siemens
Modelo	Sunny Central 4400 UP	Sinacon PV4800
Potencia nominal (25°C/50°C)	4400kVA/3740kVA	4800kVA/4416kVA
Rango de tensión MPP	962 V-1325 V	962 V-1500 V
Tensión entrada máxima	1500 V	1500 V
Tensión de salida	660 V	660 V
Eficiencia máxima	98,83%	98,92%

Para las simulaciones, se considera constante la distancia entre seguidores (12 metros), el ratio de 1,2 fijado previamente y el panel seleccionado en el apartado 4.3.4, mientras que, la potencia nominal, el número de paneles y su correspondiente potencia pico varían.

Los resultados obtenidos son:

Tabla 12. Resultados de la simulación con los distintos inversores

Variante Nº	SMA	SIEMENS
Distancia entre seguidores	12	12
1W/MWp)	1,2	1,2
Potencia nominal (MW)	48,4	48
Potencia pico (MWp)	58,084	57,603
paneles	4468	4431
Panel	Trina Solar TSM-DEG18MC-20-(II)-500-Bifacial	Trina Solar TSM-DEG18MC-20-(II)-500-Bifacial
Inversor	SMA Sunny Central 4400 UP	Siemens Sinacon PV4800
Producción año 1 (MWh/año)	124.699	124.889

Al igual que sucedía en apartados anteriores, no hay diferencias significativas entre ambas opciones, ya que son dos marcas y modelos que conviven y coexisten. Sin embargo, en este proyecto **se escoge el inversor de Siemens** debido a que, al tener una mayor potencia nominal, se necesita un inversor menos que en la otra opción (con la equivalente reducción de la inversión inicial). Además, se obtiene una energía final producida mayor, aunque la diferencia no explique la decisión tomada.

4.3.6 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

A continuación, se selecciona el transformador que elevará la tensión de salida de los inversores (660 V_{ac}) a los 30kV de la red interna a la planta fotovoltaica. Cuando se produce una elevación de la tensión, disminuye la intensidad que circula, por lo que se reducen las pérdidas por transporte.

Para alcanzar este nivel se empleará el transformador **MVS6300-LV**, fabricado por la empresa Sungrow. Con este equipo, se pueden transformar los 660V existentes a la salida del inversor a 20kV – 35kV.

A continuación, se muestra el diagrama del circuito interno del transformador, proporcionado por la empresa:

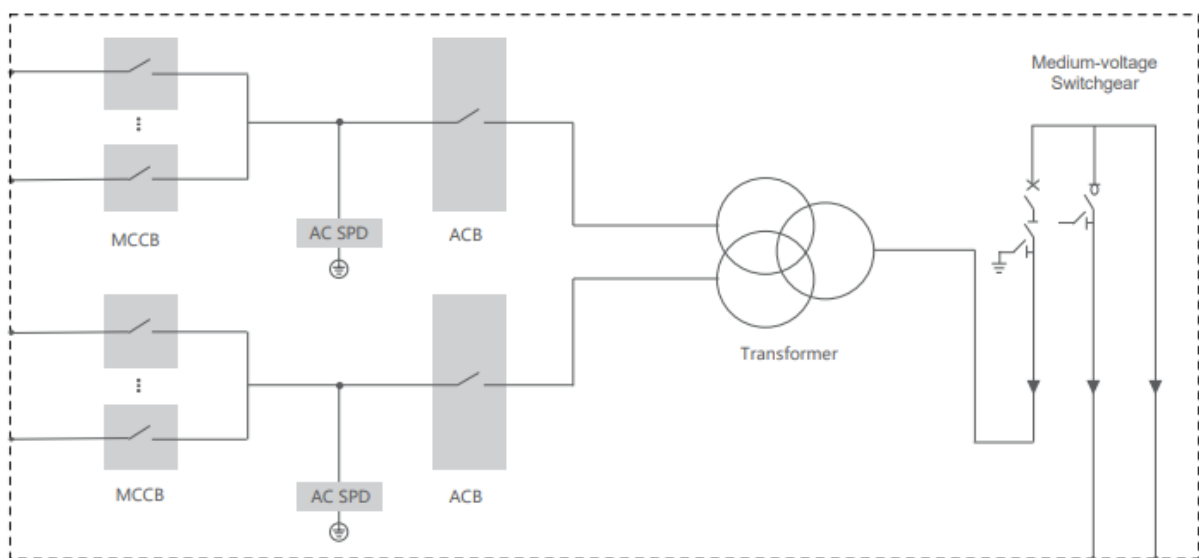


Figura 21. Diagrama del circuito del transformador. Fuente: Sungrow

4.3.7 PÉRDIDAS EN LA INSTALACIÓN

Para medir la calidad de una planta solar fotovoltaica, se utiliza el **Performance Ratio (PR)**. Este indicador mide la eficiencia de la conversión de energía solar en eléctrica, representa la relación entre la energía producida (y medida con el contador) y la que debería producirse de forma teórica.

El valor del PR (en porcentaje), se calcula teniendo en cuenta todas las pérdidas que se producen en la planta, y su rendimiento se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$PR (\%) = (1 - P\acute{e}rds_1) \cdot (1 - P\acute{e}rds_2) \cdot \dots \cdot (1 - P\acute{e}rds_n)$$

Para obtener el **Performance Ratio** de la planta se han tenido en cuenta las siguientes pérdidas:

- **Pérdidas por sombreado cercano**

Estas pérdidas son debidas a la sombra generada por objetos cercanos a los paneles generadores de energía. Al existir una mayor distancia entre paneles y seguidores, se consigue reducir estas pérdidas, sin embargo, aumenta la ocupación de la planta. Como las células de los paneles están conectadas en serie, cuando se tapan parte de ellas bloquean el paso de la energía por el resto.

Para la distancia entre seguidores seleccionada de 12 metros, las pérdidas por sombreado cercano son del 1,64%.

- **Pérdidas por sombreado lejano**

Las pérdidas por sombreado lejano representan las pérdidas ocasionadas por las sombras proyectadas sobre la planta debidas a la orografía del terreno. Son causadas principalmente debido a colinas, montañas y obstáculos. En este caso, las pérdidas de este tipo son del 0,19%

A continuación, se muestra el diagrama de recorrido solar obtenido a partir de la base de datos PVGIS y empleado en las simulaciones, que representa la trayectoria solar para siete días del año diferentes:

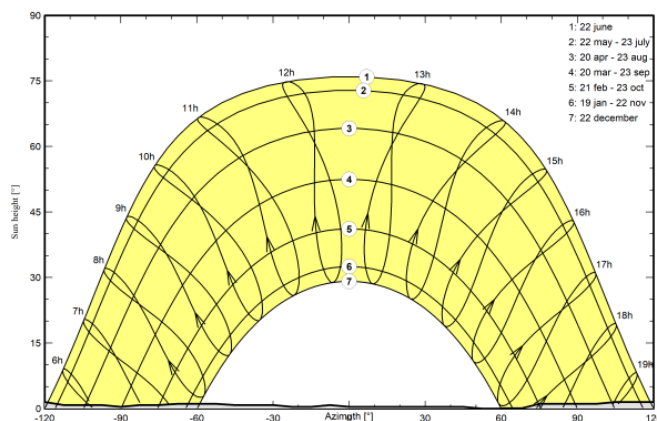


Figura 22. Dibujo lineal del horizonte en Villalba de Alcor. Fuente: PVGIS

- **Pérdidas por calidad del módulo**

Las pérdidas por calidad del módulo son unas pérdidas negativas, es decir, ganancias. Los fabricantes de paneles garantizan un correcto funcionamiento del panel durante toda la vida útil de la planta, teniendo en cuenta la degradación a lo largo del tiempo. En el proyecto se considera una ganancia de 0,75% con respecto a la potencia nominal del panel.

- **Pérdidas por LID (Degradación Inducida por la Luz)**

Estas pérdidas también están garantizadas por el fabricante, y consisten en la degradación en las células de silicio en las primeras horas de exposición al sol provocada por la reducción de la eficiencia fotovoltaica. En el proyecto, al emplearse módulos de silicio monocristalino, estas pérdidas alcanzan un valor de 1,5%.

- **Pérdidas por mismatch o desajuste**

Estas pérdidas se producen cuando unimos paneles en serie para crear cadenas o strings, ya que las características de ese circuito son las del peor elemento, y será el que limite la intensidad que circula. Las pérdidas por este mismatch se consideran de un 2,10%.

- **Pérdidas por suciedad**

La planta solar va a estar sometida a procesos de limpieza durante su operación y mantenimiento. Sin embargo, aun existiendo estos procesos, se va a producir una acumulación de suciedad a lo largo de la vida útil del panel que provocará una disminución de la intensidad y tensión entregadas por la planta. Al considerarse una zona en la que no va a haber un exceso de partículas y polvo en suspensión, se estima un factor de pérdida anual del 2%.

- **Pérdidas por nivel de irradiancia**

La eficiencia de los paneles asegurada por el fabricante viene referida a las condiciones estándar de medida (CEM), las cuales corresponden a una irradiancia de 1000 W/m². Sin embargo, durante la vida útil de la planta no es común que se llegue

a estos valores, por lo que la energía producida por los paneles y vertida a la red será menor que la de la hoja de características. Esta diferencia provoca unas pérdidas del 0,13% en la planta.

- **Pérdidas angulares (o IAM)**

Las pérdidas angulares se deben a la diferencia existente entre las condiciones estándar de medida (CEM), que corresponden a una irradiancia de 1000 W/m^2 , 25°C de temperatura, una incidencia de 90° y un espectro AM de 1,5G, y las condiciones a las que está sometido el panel. A medida que aumenta la diferencia, crecen las pérdidas debido a este fenómeno. En este proyecto, las pérdidas son del 1,04%.

- **Pérdidas por temperatura**

El voltaje producido en las células solares se encuentra directamente relacionado con la temperatura de los módulos. Una vez superados los 25°C , definidos en las CEM, un aumento de temperatura provoca una reducción en la tensión producida, y la consecuente disminución de la potencia.

En la hoja de características del panel **TSM-DEG18MC-20-(II)-500-Bifacial** se muestra su coeficiente de temperatura, que es de $-0,35\%/^\circ\text{C}$. Esto provoca unas pérdidas totales en la simulación debido a este factor del 6,45%.

- **Pérdidas eléctricas**

Se producen pérdidas óhmicas tanto en corriente continua como en corriente alterna. Las pérdidas en corriente continua son las que se producen en los cables entre los paneles y el inversor, siendo el valor establecido como máximo en el proyecto del 1,00%.

Las pérdidas en corriente alterna, que son aquellas que se producen entre el inversor y el transformador situado a continuación son inferiores, con un valor máximo establecido del 0,12%.

Los valores máximos establecidos difieren de los obtenidos en las simulaciones, siendo los valores de pérdidas en corriente continua y alterna, respectivamente, de 0,82% y 0,08%.

Por otra parte, se encuentran las pérdidas en las líneas de media tensión, definidas con un valor máximo de 0,55% y siendo estas del orden de 0,38% en la simulación.

- **Pérdidas en los transformadores**

En el circuito interno de los transformadores, al no ser un equipo ideal, existen pérdidas de potencia, tanto en el hierro como en el cobre. Los valores genéricos (que varían con respecto a la simulación) son:

- Transformadores AT: 0,1% en el hierro y 0,44% en el cobre.
- Transformadores MT: 0,2% en el hierro y 0,8% en el cobre.

Los valores obtenidos en la simulación corresponden a las pérdidas totales en el transformador, no se encuentran diferenciadas entre hierro y cobre, y son del 0,68% en el de alta tensión y del 1,32% en el de media.

- **Pérdidas en el inversor**

Las pérdidas en el inversor pueden ser de varios tipos y pueden tener diferentes valores, aunque estas se deben principalmente a la conversión de corriente alterna a continua (rendimiento o eficiencia del inversor). Además, si el ratio es muy superior a uno también supone una serie de pérdidas en la planta.

Teniendo en cuenta estos valores, las pérdidas obtenidas en las simulaciones son:

- Pérdidas del inversor durante la operación (eficiencia): 1,24%
- Pérdidas del inversor sobre potencia inv. nominal: 0,73%
- Pérdidas del inversor debidas al umbral de tensión: 0,02%

- **Pérdidas de energía auxiliares**

En la planta existen una serie de equipos que consumen energía para su correcto funcionamiento. Las pérdidas causadas por estas cargas son del 0,5%.

- **Pérdidas por indisponibilidad**

Durante el funcionamiento de la planta, esta se ve sometida a labores de limpieza y mantenimiento, pueden existir averías que provoquen indisposición de los equipos... Por lo tanto, deja de producir energía. Dicha pérdida es del 2% en este caso.

- **Pérdidas por envejecimiento**

Estas pérdidas son resultado de la degradación que se produce en los paneles a lo largo de su vida útil. La consecuencia directa de esta degradación es una pérdida de la eficiencia de los módulos, disminuyendo progresivamente. Se estima que la degradación interanual tiene un valor del 0,45%.

Todas las pérdidas mencionadas vienen desglosadas en un Diagrama de Sankey que forma parte del informe mostrado por el programa y que se obtiene tras la realización de cada simulación.

A continuación, se muestra el diagrama correspondiente a la planta:

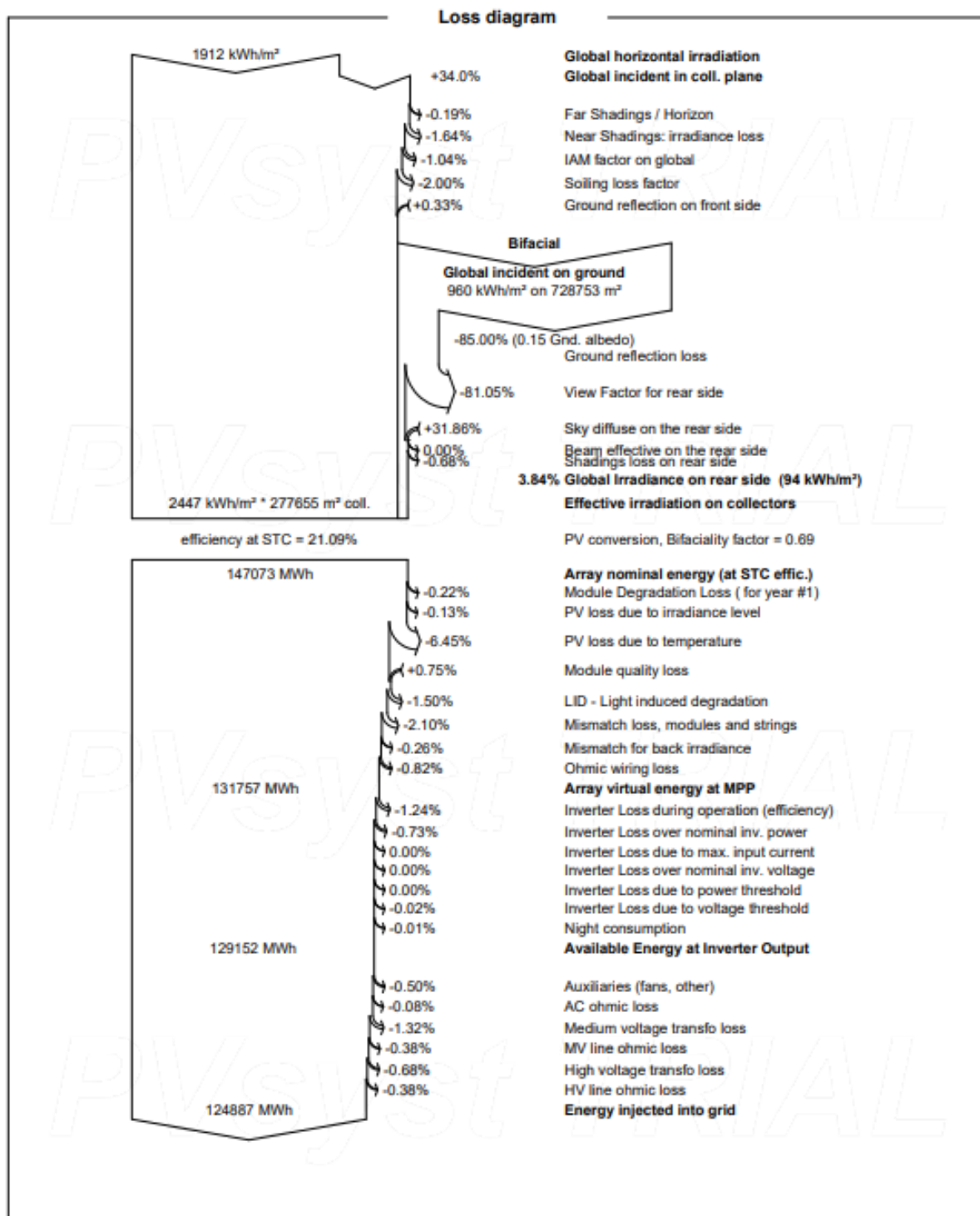


Figura 23. Diagrama de pérdidas de la PSF. Fuente: PVSyst

Capítulo 5. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En una planta solar fotovoltaica, la energía eléctrica se produce a partir de una radiación solar incidente sobre los módulos solares, obteniéndose de la siguiente manera:

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

Siendo:

- E_a : Energía anual obtenida
- G_a : Radiación global incidente en la inclinación y orientación del plano de módulos fotovoltaicos
- P_p : Potencia pico de módulos instalada
- G_{CEM} : Constante de condiciones estándar de medida 1kW/m^2

A partir de los datos importados al programa, PVSyst calcula la producción de energía de la instalación de manera mensual:

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	79.2	29.61	10.74	106.5	101.6	5851	5559	0.889
February	117.5	31.19	12.57	165.1	156.9	8840	8443	0.888
March	140.2	53.27	12.81	185.2	176.3	9894	9436	0.885
April	166.0	58.36	17.74	216.9	207.2	11205	10696	0.856
May	234.2	66.40	20.75	308.9	296.6	15443	14761	0.830
June	245.1	58.58	26.77	323.5	311.1	15925	15229	0.817
July	247.8	58.05	27.14	329.0	316.2	16212	15504	0.818
August	222.7	51.19	28.08	301.3	289.8	14970	14312	0.825
September	160.1	53.40	24.00	212.7	203.3	10869	10386	0.848
October	139.5	38.84	22.48	193.6	184.5	9968	9525	0.854
November	81.3	33.80	14.35	108.2	101.8	5814	5526	0.887
December	78.1	28.03	13.20	106.6	101.4	5796	5511	0.881
Year	1911.7	560.72	19.26	2561.6	2446.8	130786	124887	0.846

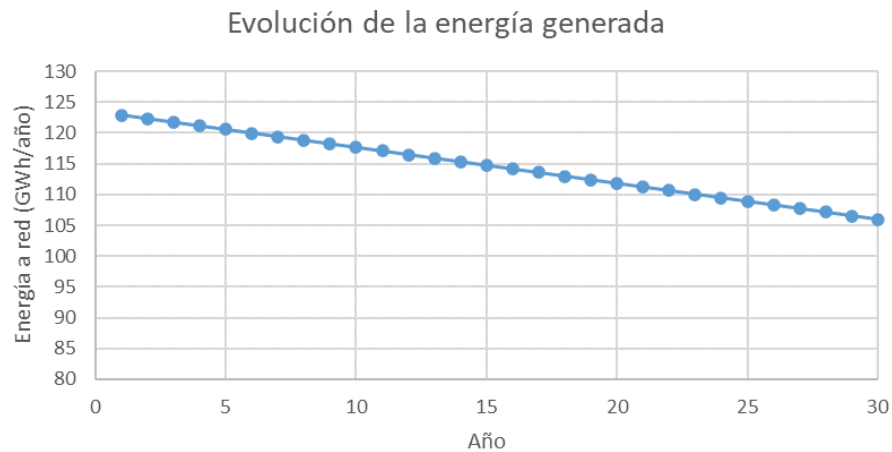
Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 24. Resultados principales de la simulación. Fuente: PVSyst

Por lo tanto, a raíz de los resultados obtenidos en la simulación, se observa que la energía inyectada a la red es **124.887 MWh**.

La energía durante los 30 años de vida útil de la planta no va a ser igual, además de existir las pérdidas por indisponibilidad y O&M, considerándose estas últimas de un 2%. Realizando las sucesivas simulaciones se obtiene la siguiente gráfica, con la energía que se espera verter a la red durante el funcionamiento de la planta es:



Gráfica 12. Evolución de la energía vertida a la red durante el funcionamiento de la planta

Los valores representados en la Gráfica 12, se pueden ver desglosados en la siguiente tabla, en la cual también se analizan las horas equivalentes y el factor de capacidad, además de los tres valores promedios:

Tabla 13. Energía generada año a año

AÑO	Energía a red (MWh/año)	Horas equivalentes (kWh/kWp)	Factor de capacidad (%)
1	122.886,5	2133	24,35%
2	122.303,0	2123	24,24%
3	121.719,5	2113	24,12%
4	121.136,0	2103	24,01%
5	120.552,5	2093	23,89%
6	119.969,0	2083	23,77%
7	119.385,5	2073	23,66%
8	118.802,0	2062	23,54%
9	118.218,5	2052	23,43%
10	117.635,0	2042	23,31%
11	117.051,5	2032	23,20%
12	116.468,0	2022	23,08%
13	115.884,5	2012	22,97%
14	115.301,0	2002	22,85%
15	114.717,5	1992	22,73%
16	114.134,0	1981	22,62%
17	113.550,5	1971	22,50%
18	112.967,0	1961	22,39%
19	112.383,5	1951	22,27%
20	111.800,0	1941	22,16%
21	111.216,5	1931	22,04%
22	110.633,0	1921	21,92%
23	110.049,5	1910	21,81%
24	109.466,0	1900	21,69%
25	108.882,5	1890	21,58%
26	108.299,0	1880	21,46%
27	107.715,5	1870	21,35%
28	107.132,0	1860	21,23%
29	106.548,5	1850	21,12%
30	105.965,0	1840	21,00%
Promedio	114.425,8	1986	22,68%

Capítulo 6. SISTEMA FOTOVOLTAICO

6.1 RESUMEN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

A raíz de los resultados obtenidos en el Capítulo 4. se obtiene el sistema fotovoltaico que se conecta a la red eléctrica, formado por los siguientes equipos:

- Sistema de generación fotovoltaica: Compuesto por los paneles solares, seguidores solares y la aparamenta relacionada (cables de corriente continua, dispositivos de protección...)
- 11 inversores con su correspondiente transformador BT/MT, incluyendo las conexiones y protecciones correspondientes.
- Subestación transformadora MT/AT
- Líneas de interconexión entre la instalación y la SET Chucena a 220kV

6.1.1 EQUIPOS: PANELES SOLARES

En la planta se emplearán 115206 módulos Trina Solar TSM-DEG18MC-20-(II)-500-Bifacial de 500Wp, que se encuentran repartidos en 4431 cadenas de 26 módulos en serie. Sus características son:

Tabla 14. Características del panel escogido en la PSF

Paneles solares TSM-DEG18MC-20-(II)-500	
Fabricante	Trina Solar
Potencia pico	500 Wp
Voltaje MPP	43,4 V
Corriente MPP	11,52 A
Corriente de cortocircuito	12,13 A
Tensión a circuito abierto	51,5 V
Tecnología	BIFACIAL MONO
Dimensiones	2187 x 1102 x 35 mm

6.1.2 EQUIPOS: SEGUIDORES SOLARES

En el proyecto se van a emplear seguidores 2V de la marca Soltec, siendo el escogido el SF8 Single-Axis Tracker. La configuración escogida en el proyecto es la 2x56, ya que es la menor de las disponibles y puede albergar 4 strings de 26 paneles sin problemas. Sus características son:

Tabla 15. Características del seguidor escogido en la PSF

SF8 Single-Axis Tracker	
Fabricante	Soltec
Configuración	2x56
Longitud	58,0 m
Alcance del seguimiento	Hasta $\pm 60^\circ$
Sistema de accionamiento	Enclosed Multidrive System, DC Motor
Rango de temperatura	Estándar: -20°C / 55°C
	Extendido: -40°C / 55°C

6.1.3 EQUIPOS: INVERSORES

En la planta se van a utilizar 10 inversores de la marca Siemens, siendo el modelo escogido el Sinacon PV4800. Sus características son:

Tabla 16. Características del inversor escogido en la PSF

Inversor Siemens Sinacon PV4800	
Fabricante	Siemens
Potencia nominal	4800 kVA
Voltaje FV máximo absoluto	1500 V
Rango de tensión MPP	962 V - 1500 V
Número de entradas MPP independientes	2
Dimensiones	3503 x 1142 x 3734 mm

La curva de eficiencia del inversor es:

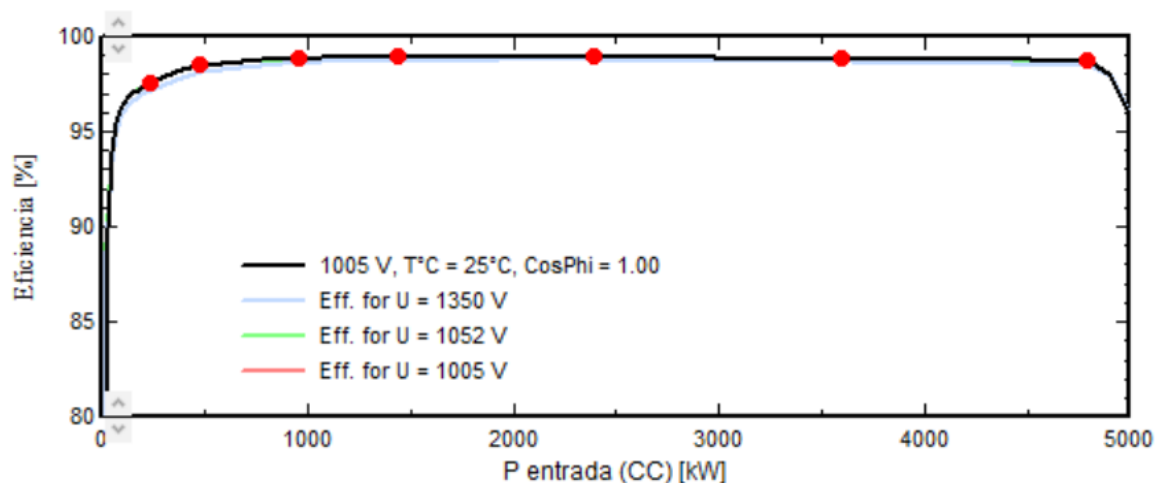


Figura 25. Curva de eficiencia del inversor seleccionado

6.1.4 EQUIPOS: TRANSFORMADORES

Los 5 transformadores BT/MT escogidos y situados seguidos a los inversores son de la marca Sungrow, siendo el modelo a utilizar el MVS3150-LV, cuyas características son:

Tabla 17. Características del transformador escogido en la PSF

Transformador Sungrow MVS6300-LV	
Fabricante	Sungrow
Tipo de transformador	Aceite
Voltaje BT/MT	0,8 kV / 20 - 35 kV
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Dimensiones	6058 x 2896 x 2438 mm
Peso	22 T

6.2 INSTALACIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

La instalación de corriente continua de la planta corresponde a los módulos, y los inversores, conectados mediante cables agrupados a través de las cajas de interconexión.

La planta solar fotovoltaica está compuesta por 115.206 módulos bifaciales monocristalinos del fabricante Trina Solar, siendo el modelo utilizado TSM-DEG18MC-20-(II)-500, agrupados en ramas formadas por 26 paneles.

La estructura de soporte utilizada es el SF8 Single-Axis Tracker de la marca Soltec. La configuración escogida para el seguidor es 2x56, la menor de las disponibles, con la que alberga 4 strings cada seguidor, que permite que se muevan de este a oeste con un ángulo de $\pm 60^\circ$.

Además, se utilizan 10 inversores de la marca Siemens, siendo el modelo escogido el Sinacon PV4800, para poder convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en alterna. Junto a estos inversores, para elevar la tensión se utiliza un transformador BT/MT Sungrow MV6300-LV. A este transformador se le conectarán dos inversores, por lo que solamente son necesarias 5 unidades.

Así, se obtiene una potencia pico de la planta de 57,6 MWp y una potencia nominal de 48MW, obteniendo un ratio de 1,2.

Los descritos son los equipos principales de la planta, a continuación, se describen el resto de ellos.

6.2.1 CONDUCTORES DE CORRIENTE CONTINUA

Los conductores escogidos para el conexionado de baja tensión de corriente continua, y que unen las cajas de interconexión con el inversor son los denominados AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S), de aluminio, y con una tensión asignada en corriente alterna de 1,5kV. Por otra parte, la temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente de

90°C, es decir, con un aislamiento XLPE. En cuanto a la instalación, se usarán cables de una sección de 240mm² enterrados bajo tubo por cada unión caja de continua - inversor.

6.2.2 PROTECCIONES ANTE SOBRETENSIONES Y SOBREINTENSIDADES

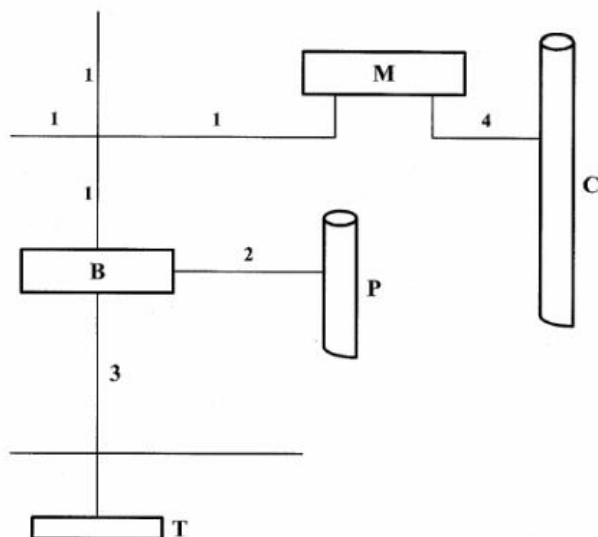
Para la protección del cableado de corriente continua, en este caso ante el peligro de sobreintensidades, se utilizan fusibles de tipo gPV, especializados en instalaciones fotovoltaicas.

La intensidad nominal del fusible seleccionado es de 250A.

Además, se deben seleccionar las puestas a tierra correspondientes para que, a la hora de existir un defecto a tierra, se pueda evacuar sin someter a las diferentes masas a las que está sometida la instalación a tensiones de contacto que puedan ser peligrosas.

Los principales componentes de esta puesta a tierra son:

- Toma de tierra compuesta de un electrodo sin picas de 6 x 4 (m) y un conductor de cobre enterrado y desnudo de 50 mm² de sección, situado a 0,5 m de profundidad.
- Conductores de tierra que conectan el punto de puesta a tierra con los electrodos que forman la toma de tierra.
- Bornes de tierra que unen la toma de tierra y el circuito de puesta a tierra.
- Conductores de protección para unir eléctricamente las masas de la instalación para asegurar la protección contra contactos indirectos.



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.

Figura 26. Esquema de puesta a tierra. Fuente: ITC-BT-18

6.3 INSTALACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA

La parte de la instalación de la planta solar fotovoltaica descrita en este apartado corresponde a todos aquellos componentes situados a la salida del inversor.

A continuación del inversor, lo primero que se encuentra son los cinco transformadores Sungrow MV6300-LV que aumentan el nivel de tensión de la instalación hasta los 30kV.

Debido a que la intensidad de cada bloque de generación es superior a la mitad de la máxima admisible por el interruptor automático (400A), existen también cinco líneas de generación en la planta que se conectarán a la subestación elevadora 30kV/220kV, que, a través de una línea de alta tensión, la planta se conectará a la SET Chucena, como se puede ver en el Plano IV.

6.3.1 CONDUCTORES DE CORRIENTE ALTERNA

En cuanto a los conductores de corriente alterna de baja tensión, aquellos que conectan el inversor con el transformador BT/MT, se van a utilizar los mismos cables de aluminio utilizados para la unión en corriente continua de las cajas de interconexión al inversor, AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S), con una tensión asignada en corriente alterna de 0,6kV/1kV, diferente a los límites existentes en los mismos cables en corriente continua. Por otra parte, la temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente de 90°C, es decir, con un aislamiento XLPE. En cuanto a la instalación, se usarán 11 cables de una sección de 630mm² enterrados bajo tubo por cada unión inversor - transformador. Toda la conexión desde los paneles solares hasta el transformador se puede ver en el Plano VI.

Para los conductores de corriente alterna de media tensión, se van a utilizar cables AL VOLTALENE H COMPACT – Al RH5Z1-OL, de aluminio, con una tensión asignada de 18/30kV y una temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente de 90°C, es decir, con un aislamiento XLPE. En cuanto a la instalación, se usarán cables de una sección de 95mm² directamente enterrados.

6.3.2 PROTECCIONES ANTE SOBRETENSIONES Y SOBREINTENSIDADES

Las protecciones ante sobretensiones y sobreintensidades de la instalación de corriente alterna corresponden con las de los transformadores Sungrow MV6300-LV, que son:

Tabla 18. Protecciones integradas en el transformador BT/MT

Protection	
AC input protection	Circuit breaker
Transformer protection	Oil-temperature, Oil-level, Oil-Pressure
Relay protection	50 / 51,50N / 51N
LV overvoltage protection	AC Type II (Optional: AC Type I+II)

Como ya se ha comentado en el apartado anterior, a estas protecciones las acompaña un vallado perimetral sobre los equipos más críticos para evitar cualquier accidente que pueda ser causado por un contacto directo de una persona.

Además, se deben seleccionar las puestas a tierra correspondientes para que, a la hora de existir un defecto a tierra, se pueda evacuar sin someter a las diferentes masas a las que está sometida la instalación a tensiones de contacto que puedan ser peligrosas.

En el caso de los centros de transformación, existe una puesta a tierra independiente. Esta puesta a tierra está formada por dos sistemas de tierra:

- Puesta a tierra de servicio formada por una pica de 4 m de longitud a 0,5 m de profundidad, conectada al neutro de baja tensión a través de cables unipolares de cobre, enterrados y desnudos, de 50 mm² de sección.
- Puesta a tierra de protección formada por un electrodo de 8 picas en hilera de 4 m de longitud, unidas a través de un conductor de cobre enterrado y desnudo de 50 mm² de sección, enterrado a 0,5 m de profundidad

6.3.3 CELDAS DE INTERCONEXIÓN

Para conectar los diferentes bloques de generación con la subestación transformadora 30kV/220kV, existen en la instalación las líneas de generación.

Sin embargo, en esta planta, al existir por cada bloque de dos inversores + transformador una intensidad superior a la mitad de la máxima permitida por el interruptor automático (400A), no se puede conectar más de un transformador en cada línea de generación.

Por lo tanto, existen cinco líneas de generación de 205A en la planta.

Existen diferentes posiciones en una línea de generación, dependiendo de si uno se encuentra ante la posición inicial o existe tanto entrada como salida. En este caso, las cinco celdas de las cinco líneas de generación tienen la misma posición:

- Posición inicial: Se emplean las celdas de interconexión de tipo 0L + 1V, compuestas únicamente por una celda de protección del transformador y una celda de salida en línea.

Si se pudiese conectar dos transformadores a través de la misma línea de generación, también existiría la posición intermedia o final de línea, en la que las celdas empleadas son de tipo 0L + 1L + 1P, en la que además de las anteriores, existe la celda de entrada en línea.

Los bloques de generación ha sido representados en el Plano III.

6.3.4 SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 30kV/220kV

Las líneas de generación situadas a la salida del transformador de media tensión se conectarán a una subestación transformadora para poder elevar la tensión a 220kV, que es la tensión de la subestación a la que se va a conectar la planta, y la tensión de la línea de alta tensión utilizada para conectar la instalación con la subestación.

Las cinco líneas de generación existentes en la planta se conectan al lado de media tensión de la subestación transformadora 30kV/220kV a través de sus celdas de media tensión, compuestas por un seccionador y el interruptor automático previamente descrito.

La subestación tiene la siguiente configuración, aunque se contempla mejor representada en su correspondiente plano:

- Embarrado de media tensión al que se conectan las cinco líneas de generación a través de las correspondientes celdas compuestas de un interruptor automático de 400A y un seccionador.
- Conexión embarrado de media tensión – celda de media tensión dl transformador. La celda está compuesta de un interruptor automático de 800A y un seccionador.
- Transformador 30kV/220kV
- Aparamenta de corte y protección. Ejemplos de esta aparamenta son los interruptores automáticos, transformadores de tensión e intensidad, seccionadores de puesta a tierra...

6.4 OBRA CIVIL

Para que se pueda realizar de forma correcta la instalación fotovoltaica, junto a todo el tendido eléctrico, se ve como necesaria la realización de una serie de tareas de obra civil, como pueden ser:

- Explanación del terreno
- Movimiento de tierras
- Vallado perimetral
- Zanjas para la canalización del cableado
- Drenajes
- Caminos

6.4.1 EXPLANACIÓN DEL TERRENO

Si bien es cierto que el emplazamiento elegido para la instalación de la planta solar fotovoltaica puede considerarse viable para ésta, ya que la pendiente existente en ningún caso es superior al 10%, es necesario que el terreno en el que se situarán las estructuras sobre las que descansan los módulos solares sea completamente plano.

6.4.2 MOVIMIENTOS DE TIERRA

La existencia de movimientos de tierra no se considera óptima para el desarrollo de la instalación, por lo que se intenta minimizar al máximo la realización de estos trabajos.

Los movimientos de tierra que se van a llevar a cabo son:

- Cimentaciones, tanto para la subestación como para los inversores y transformadores.
- Zanjas para la distribución del tendido eléctrico
- Eliminación de la cubierta vegetal existente
- Caminos

6.4.3 VALLADO PERIMETRAL

Para que no ingrese personal no autorizado a la planta, esta va a contar con un vallado perimetral que cuenta como un cerramiento fijo.

Junto a este vallado se construyen dos puntos de acceso, uno para los vehículos que deban acceder a la instalación y el correspondiente para el personal, muy próximos el uno del otro para poder ser vigilados con mayor facilidad desde la garita de seguridad, además de las diferentes señales para evitar las colisiones por parte de la fauna.

La altura del vallado es de 2,5 metros sobre el nivel del suelo, siendo la puerta de acceso de los vehículos de 6 metros (formada por dos hojas de 3 metros cada una) y la del personal de 2 metros de ancho.

6.4.4 ZANJAS

Las dimensiones de las zanjas a realizar para el tendido del cableado de BT y MT (y de las redes de comunicación) dependen de la disposición de los cables, ya definidas en los anteriores el capítulo correspondiente de los anexos. A una mayor profundidad de los cables, mayor será la zanja, mientras que, a mayor número de cables por circuito, mayor anchura tendrá.

Una vez realizada la zanja correspondiente, se rellena con el la tierra de la excavación y se debe señalar con la indicación “Peligro cables eléctricos” correspondiente.

6.4.5 DRENAJES

Para evitar que las aguas pluviales erosionen los caminos y accesos de la planta, se realizarán drenajes ligados a los movimientos de tierra y excavaciones.

El sistema de drenajes va a constar de cunetas de anchura 1 metro y profundidad 0,4 metros paralelos a los caminos, y a ambos lados. Estas cunetas son reforzadas con los drenajes transversales, que desviarán agua de unos a otros, ya que serán perpendiculares a los caminos.

6.4.6 CAMINOS

Para la realización de los caminos y accesos interiores de la planta, se debe realizar una limpieza del terreno correspondiente, para que sea firme y se pueda circular de forma segura por ellos.

6.5 ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN

Como resumen, y para entender de forma esquemática la instalación, se presenta el siguiente diagrama:

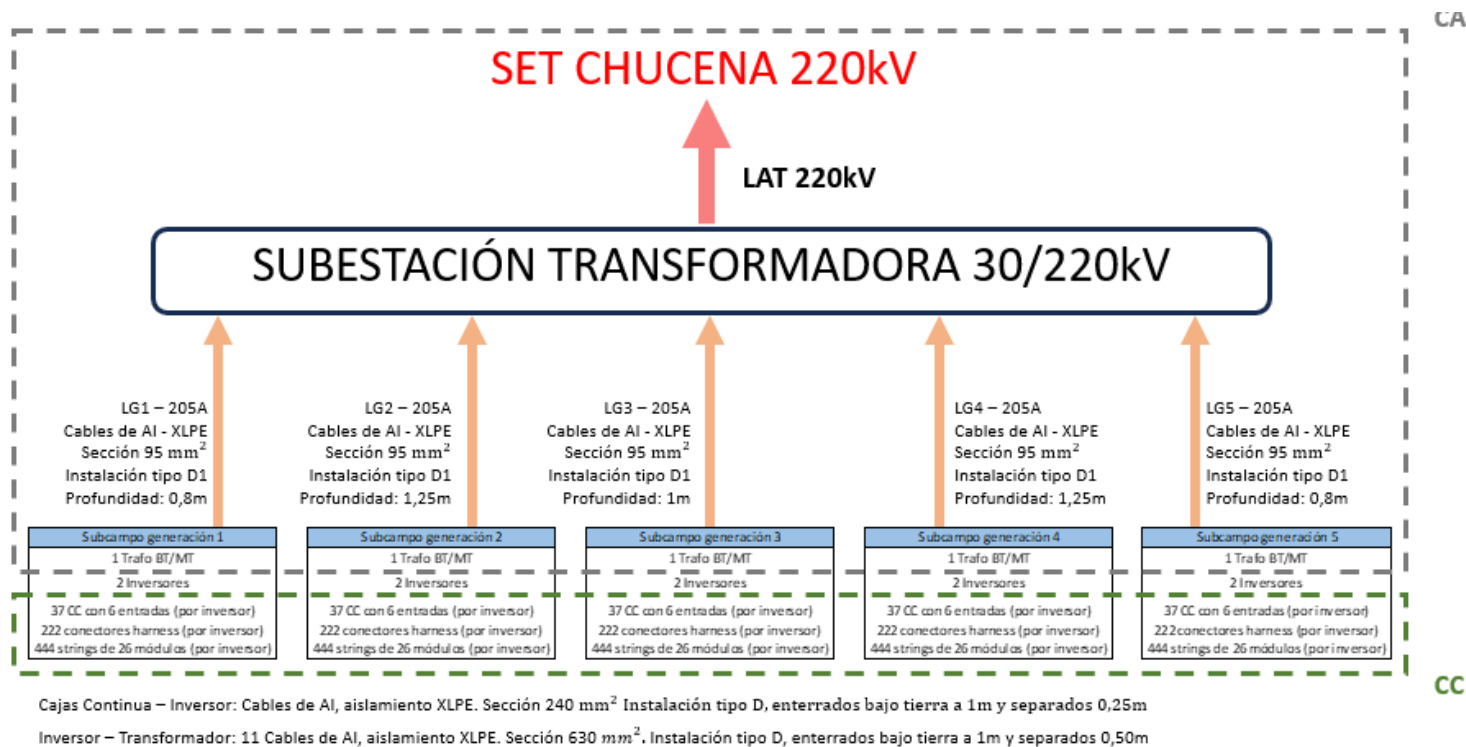


Figura 27. Diagrama resumen de la instalación. Fuente: Elaboración propia

Capítulo 7. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

7.1 OBJETO

El objeto de este capítulo es resumir el presupuesto de ejecución mostrado en el Documento III.

7.2 DESARROLLO DEL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

- **Costes de inversión**

A la hora de calcular la inversión que se debe realizar para llevar a cabo la construcción de la planta solar fotovoltaica, se deben tener en cuenta diferentes presupuestos.

El **Presupuesto de Ejecución Material (PEM)**, es el importe del coste de los materiales y toda la mano de obra necesaria para la construcción de la obra. (LeukosArquitectura, s.f.)

Para calcular la inversión a realizar, se deben tener en cuenta todos los gastos que se realizan. Existen los gastos directos en activos fijos, más fáciles de tener en cuenta, como pueden ser el coste de los diferentes equipos de los que se compone la planta, el cableado, el coste de los terrenos o la instrumentación y control, y, por otra parte, también existen los costes indirectos, como la supervisión o el beneficio que obtiene el constructor.

En cuanto al **Presupuesto de Contrata (PC)**, es aquel que va a cobrar el contratista. Al PEM ya calculado se le deben de añadir la parte proporcional de sus gastos generales y el beneficio industrial que se va a obtener gracias a la obra. (LeukosArquitectura, s.f.)

Al PEM calculado en el Documento III se le deben de añadir los porcentajes asociados al beneficio industrial y a los gastos generales, que en este caso son del 6% y del 16%.

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)	40.789.316,16 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	2.447.358,97 €
GASTOS GENERALES (16%)	6.526.290,59 €
PRESUPUESTO DE CONTRATA (PC)	49.762.965,72 €
 PRESUPUESTO FINAL	 49.762.965,72 €

- **Costes de operación y mantenimiento**

A los costes de inversión previamente calculados, durante la vida útil de 30 años de la planta se les debe de añadir los gastos que se asocian a su operación y mantenimiento.

Tomando como referencia el valor actual de la O&M, que ronda los 5 – 8€/kWp en la gran mayoría de las instalaciones actuales, se escoge el valor medio de 6,5€/kWp para el cálculo (El periodico de la energía, 2020).

Además, teniendo como dato el tamaño de la instalación (57,6 MWp), se obtiene fácilmente el OPEX:

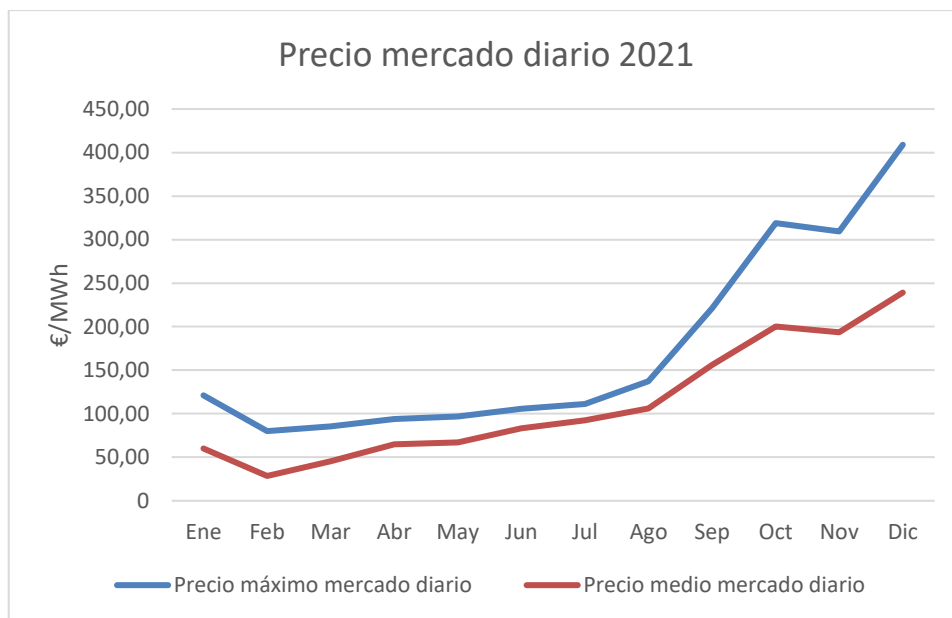
$$OPEX (\text{€}) = 57,6 \text{ MWp} \cdot 6,5 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} \cdot 1000 \frac{\text{kWp}}{\text{MWp}}$$

7.3 INGRESOS DE LA PSF

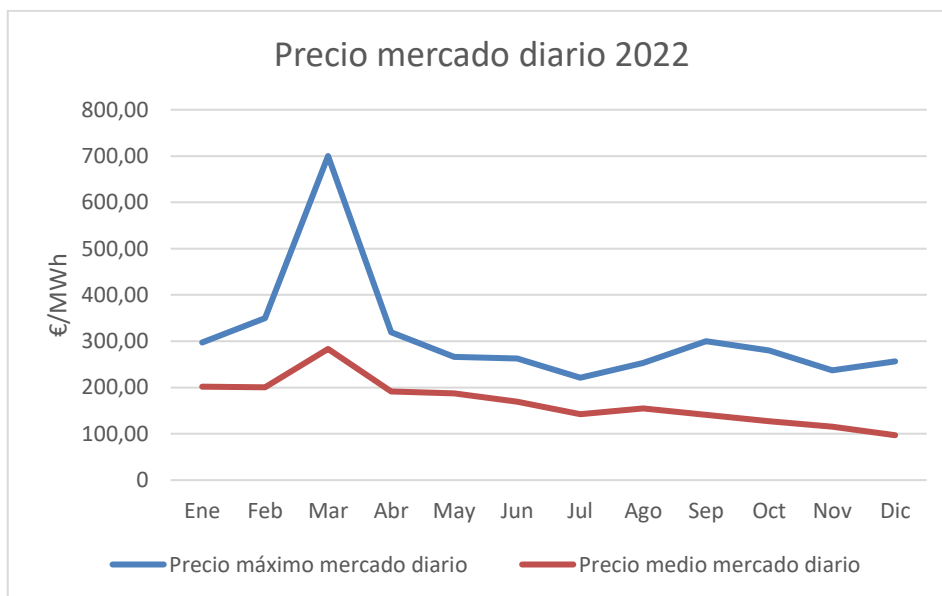
Los ingresos del proyecto se deben a las ganancias generadas por el vertido de electricidad a la red, al mercado eléctrico. Estos ingresos son variables, dependen del precio del mercado diario.

A partir de la segunda mitad del año 2021, el precio medio de casación del mercado diario se ha multiplicado, existiendo una gran oportunidad de mercado para aquellas tecnologías, como la solar fotovoltaica, que no dependen de un combustible cuyo precio se ha incrementado. (OMIE, 2023)

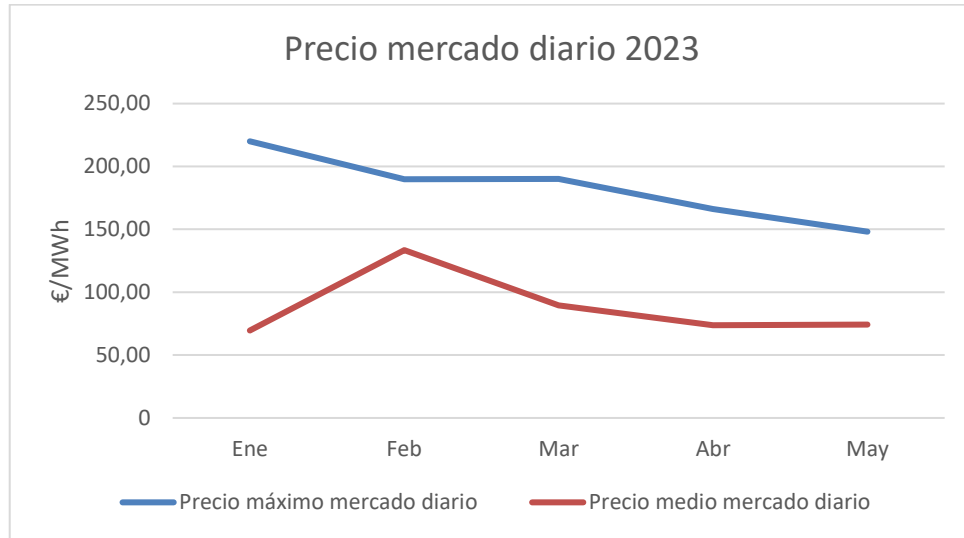
Las tres gráficas mostradas a continuación muestran el precio medio y máximo de casación durante los años 2021, 2022 y 2023.



Gráfica 13. Precio del mercado diario en 2021. Fuente: OMIE



Gráfica 14. Precio del mercado diario en 2022. Fuente: OMIE



Gráfica 15. Precio del mercado diario en 2023. Fuente: OMIE

Por lo tanto, realizando la media aritmética de estos meses, se estima un valor de 122,39 €/MWh. Sin embargo, este precio medio es desorbitado, por lo que se utilizan los valores de los años anteriores para obtener un valor más cercano a la realidad.

Se toma como referencia el precio de la electricidad de la serie histórica sin tener en cuenta los 2 últimos años, entre unos 45 - 50 €/MWh. Se escoge el valor más desfavorable, para analizar el peor escenario posible en términos de ingresos, que es 45 €/MWh.

Además, se debe de considerar la inflación. Asumiendo que el valor de la inflación anual de los próximos años no será tan elevado como el actual, se asume un valor medio del 2,5%.

$$\sum_i \text{Ingresos}_{\text{año } i} (\text{€}) = \sum_i \text{Energía}_{\text{año } i} (\text{MWh}) \cdot 45 \text{ €/MWh} \cdot (1 + \text{Inflación}_{\text{año } i})$$

7.4 CUENTA DE RESULTADOS

AÑO	1	2	3	4	5	6
Ingresos	5.529.892,50 €	5.613.707,70 €	5.696.472,60 €	5.778.187,20 €	5.858.851,50 €	5.938.465,50 €
COGS	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €
EBITDA	5.152.242,50 €	5.236.057,70 €	5.318.822,60 €	5.400.537,20 €	5.481.201,50 €	5.560.815,50 €
Amortización	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €
EBIT	3.792.598,63 €	3.876.413,83 €	3.959.178,73 €	4.040.893,33 €	4.121.557,63 €	4.201.171,63 €
Impuestos	796.445,71 €	814.046,90 €	831.427,53 €	848.587,60 €	865.527,10 €	882.246,04 €
Beneficio Neto	2.996.152,92 €	3.062.366,92 €	3.127.751,20 €	3.192.305,73 €	3.256.030,53 €	3.318.925,59 €

AÑO	7	8	9	10	11	12
Ingresos	6.017.029,20 €	6.094.542,60 €	6.171.005,70 €	6.246.418,50 €	6.320.781,00 €	6.394.093,20 €
COGS	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €
EBITDA	5.639.379,20 €	5.716.892,60 €	5.793.355,70 €	5.868.768,50 €	5.943.131,00 €	6.016.443,20 €
Amortización	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €
EBIT	4.279.735,33 €	4.357.248,73 €	4.433.711,83 €	4.509.124,63 €	4.583.487,13 €	4.656.799,33 €
Impuestos	898.744,42 €	915.022,23 €	931.079,48 €	946.916,17 €	962.532,30 €	977.927,86 €
Beneficio Neto	3.380.990,91 €	3.442.226,50 €	3.502.632,34 €	3.562.208,46 €	3.620.954,83 €	3.678.871,47 €

AÑO	13	14	15	16	17	18
Ingresos	6.466.355,10 €	6.537.566,70 €	6.607.728,00 €	6.676.839,00 €	6.744.899,70 €	6.811.910,10 €
COGS	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €
EBITDA	6.088.705,10 €	6.159.916,70 €	6.230.078,00 €	6.299.189,00 €	6.367.249,70 €	6.434.260,10 €
Amortización	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €
EBIT	4.729.061,23 €	4.800.272,83 €	4.870.434,13 €	4.939.545,13 €	5.007.605,83 €	5.074.616,23 €
Impuestos	993.102,86 €	1.008.057,29 €	1.022.791,17 €	1.037.304,48 €	1.051.597,22 €	1.065.669,41 €
Beneficio Neto	3.735.958,37 €	3.792.215,53 €	3.847.642,96 €	3.902.240,65 €	3.956.008,60 €	4.008.946,82 €

AÑO	19	20	21	22	23	24
Ingresos	6.877.870,20 €	6.942.780,00 €	7.006.639,50 €	7.069.448,70 €	7.131.207,60 €	7.191.916,20 €
COGS	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €
EBITDA	6.500.220,20 €	6.565.130,00 €	6.628.989,50 €	6.691.798,70 €	6.753.557,60 €	6.814.266,20 €
Amortización	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €
EBIT	5.140.576,33 €	5.205.486,13 €	5.269.345,63 €	5.332.154,83 €	5.393.913,73 €	5.454.622,33 €
Impuestos	1.079.521,03 €	1.093.152,09 €	1.106.562,58 €	1.119.752,51 €	1.132.721,88 €	1.145.470,69 €
Beneficio Neto	4.061.055,30 €	4.112.334,04 €	4.162.783,05 €	4.212.402,31 €	4.261.191,85 €	4.309.151,64 €

AÑO	25	26	27	28	29	30
Ingresos	7.251.574,50 €	7.310.182,50 €	7.367.740,20 €	7.424.247,60 €	7.479.704,70 €	7.534.111,50 €
COGS	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €	377.650,00 €
EBITDA	6.873.924,50 €	6.932.532,50 €	6.990.090,20 €	7.046.597,60 €	7.102.054,70 €	7.156.461,50 €
Amortización	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €
EBIT	5.514.280,63 €	5.572.888,63 €	5.630.446,33 €	5.686.953,73 €	5.742.410,83 €	5.796.817,63 €
Impuestos	1.157.998,93 €	1.170.306,61 €	1.182.393,73 €	1.194.260,28 €	1.205.906,27 €	1.217.331,70 €
Beneficio Neto	4.356.281,70 €	4.402.582,02 €	4.448.052,60 €	4.492.693,45 €	4.536.504,55 €	4.579.485,93 €

7.5 FLUJOS DE CAJA

AÑO	0	1	2	3	4	5	6
Beneficio	-	2.996.152,92 €	3.062.366,92 €	3.127.751,20 €	3.192.305,73 €	3.256.030,53 €	3.318.925,59 €
Amortización	-	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €
Inversión	- 49.762.965,72 €	-	-	-	-	-	-
FC Operativo	- 49.762.965,72 €	4.355.796,79 €	4.422.010,80 €	4.487.395,07 €	4.551.949,60 €	4.615.674,40 €	4.678.569,46 €

AÑO	7	8	9	10	11	12
Beneficio	3.380.990,91 €	3.442.226,50 €	3.502.632,34 €	3.562.208,46 €	3.620.954,83 €	3.678.871,47 €
Amortización	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €
Inversión	-	-	-	-	-	-
FC Operativo	4.740.634,78 €	4.801.870,37 €	4.862.276,22 €	4.921.852,33 €	4.980.598,70 €	5.038.515,34 €

AÑO	13	14	15	16	17	18
Beneficio	3.735.958,37 €	3.792.215,53 €	3.847.642,96 €	3.902.240,65 €	3.956.008,60 €	4.008.946,82 €
Amortización	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €
Inversión	-	-	-	-	-	-
FC Operativo	5.095.602,24 €	5.151.859,41 €	5.207.286,83 €	5.261.884,52 €	5.315.652,48 €	5.368.590,69 €

AÑO	19	20	21	22	23	24
Beneficio	4.061.055,30 €	4.112.334,04 €	4.162.783,05 €	4.212.402,31 €	4.261.191,85 €	4.309.151,64 €
Amortización	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €
Inversión	-	-	-	-	-	-
FC Operativo	5.420.699,17 €	5.471.977,91 €	5.522.426,92 €	5.572.046,19 €	5.620.835,72 €	5.668.795,51 €

AÑO	25	26	27	28	29	30
Beneficio	4.356.281,70 €	4.402.582,02 €	4.448.052,60 €	4.492.693,45 €	4.536.504,55 €	4.579.485,93 €
Amortización	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €	1.359.643,87 €
Inversión	-	-	-	-	-	-
FC Operativo	5.715.925,57 €	5.762.225,89 €	5.807.696,47 €	5.852.337,32 €	5.896.148,43 €	5.939.129,80 €

7.6 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Existen varias formas de analizar la rentabilidad de un proyecto.

La primera de ellas es mediante el VAN (Valor Actual Neto). El VAN consiste en actualizar los ingresos y pagos que se van a realizar durante el proyecto para saber si se va a ganar o se va a perder dinero con esa inversión. Todos estos ingresos y pagos vienen representados en el flujo de caja operativo, que ya se ha calculado en el apartado anterior, para el año correspondiente.

A partir de estos flujos, y descontándolos a un tipo de interés determinado, obtenemos el VAN. Si el resultado de aplicar la fórmula es positivo, significa que se van a generar beneficios con la inversión, en cambio, si es negativo, generará pérdidas.

La tasa de descuento estimada del proyecto es del 7%, por lo tanto, tras aplicar la siguiente fórmula:

$$VAN (\text{€}) = -FC_0 + \sum_{i=1}^{30} \frac{FC_i}{(1+k)^i}$$

El valor del VAN que se obtiene es muy superior a cero, por lo que se puede concluir que es una inversión rentable.

La segunda forma de analizar la rentabilidad de un proyecto es mediante el TIR (Tasa Interna de Retorno), muy relacionado con el VAN.

Con el TIR, se calcula aquel porcentaje que corresponde a la tasa de descuento necesaria para obtener un VAN = 0. Cuanto mayor sea el TIR, más rentable será el proyecto.

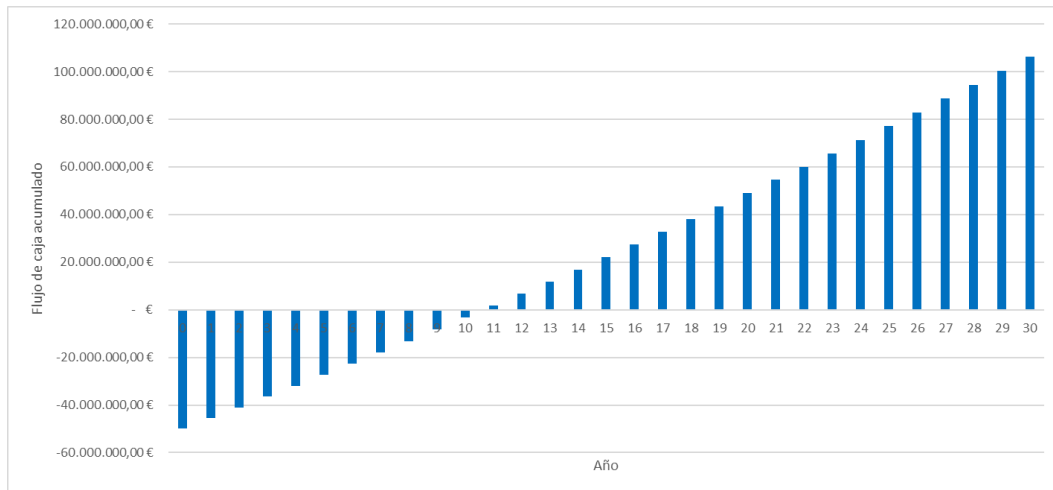
Si el porcentaje calculado es superior a la tasa de descuento utilizada para hallar el VAN, se puede concluir que el proyecto es rentable.

$$VAN (\text{€}) = -FC_0 + \sum_{i=1}^{30} \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} = 0 \text{ €}$$

Para obtener un VAN = 0 €, es necesario que el TIR sea del 9,1%, por lo que se puede considerar también por este criterio que la inversión realizada es rentable.

Por último, se calcula el PRI (Período de Recuperación de la Inversión), es decir, cuanto tiempo va a tardar un inversor en recuperar el dinero que ha desembolsado al comienzo de la vida útil de la planta.

La manera más fácil de poder saber el PRI de un proyecto es gráficamente, por lo que se construye la Gráfica 16, a partir de los flujos de caja del proyecto, dando como resultado que a partir del año 11 se espera obtener beneficios:



Gráfica 16. Flujo de caja acumulado de la inversión

7.7 COSTE NORMALIZADO DE LA ENERGÍA

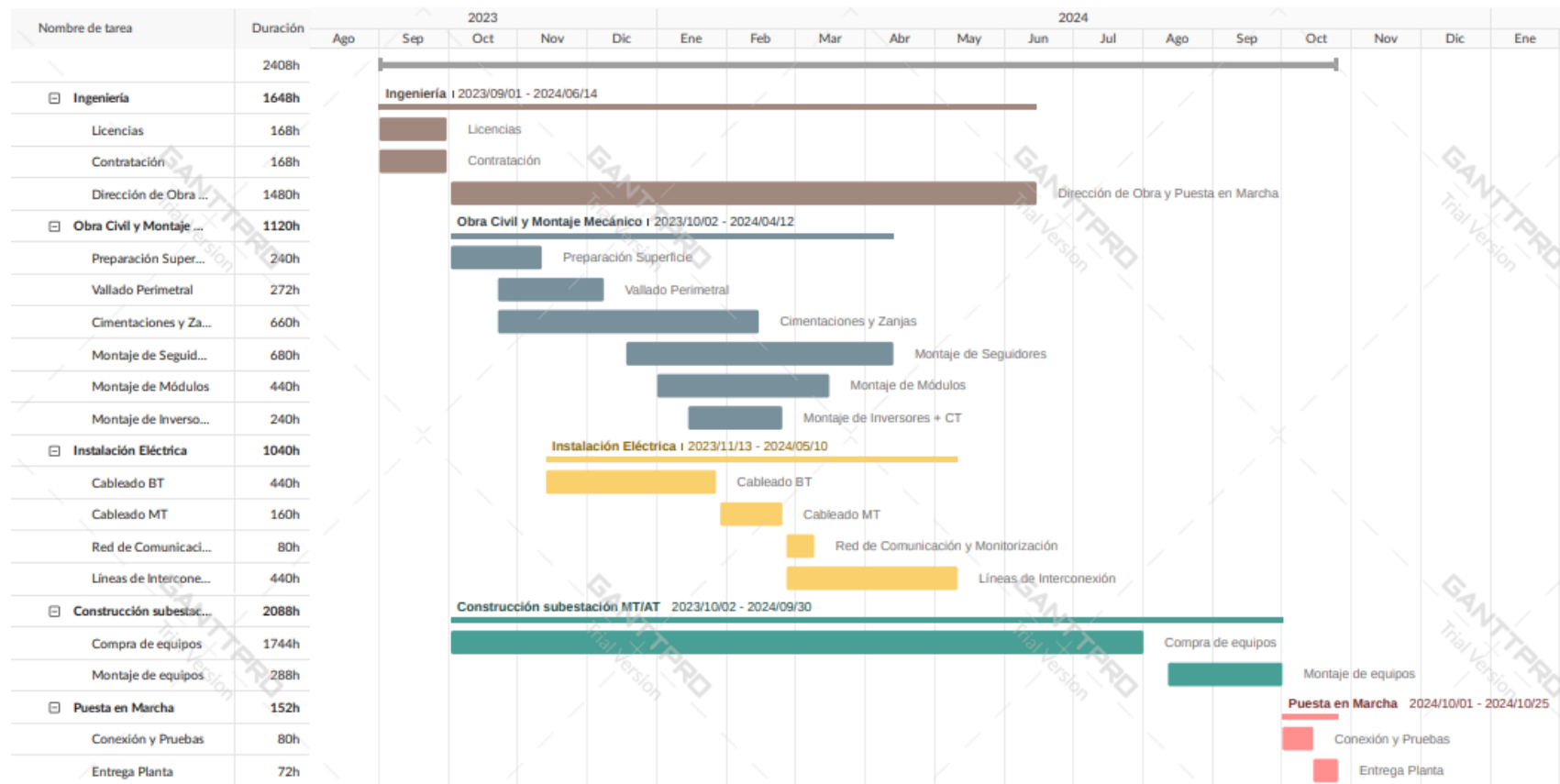
El coste normalizado de la energía (LCOE, Levelized Cost of Energy), corresponde al coste total de inversión y de operación y mantenimiento de una planta generadora de energía durante toda su vida útil. Se utiliza para poder comprobar fácilmente el coste de las diferentes fuentes de energía, y poder discernir entre aquellas más económicas y otras más caras.

El LCOE se calcula a partir de la siguiente fórmula, utilizando la misma tasa de descuento que se ha utilizado para calcular el VAN:

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) = \frac{FC_0 + \sum_{i=1}^{30} \frac{O\&M_i}{(1+k)^i}}{\sum_{i=1}^{30} \frac{E_i}{(1+k)^i}}$$

Se obtiene un LCOE de 37,44 €/MWh. Este LCOE se encuentra entre los valores normales que se pueden ver en la Figura 3 como coste de las plantas solares fotovoltaicas de gran potencia, que, en el año 2021 rondaba entre los 31\$/MWh y los 40\$/MWh.

Capítulo 8. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO



Capítulo 9. ANÁLISIS MEDIOAMBIENTAL

La reducción en la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) de los últimos años viene derivada de dos tendencias: la eficiencia energética, es decir, la utilización de una menor energía para realizar o producir el mismo producto o servicio, y la penetración en el mix energético de las energías renovables (solar y eólica principalmente, debido a su madurez).

Durante los últimos años, se ha producido una reducción en la media de emisiones desde la $250 \text{ t CO}_{2eq}/GWh$ en 2018 hasta las $160 \text{ t CO}_{2eq}/GWh$ emitidas en 2022.

Tabla 19. Emisiones totales por GWh durante los últimos 5 años. Fuente: Elaboración propia

AÑO	MEDIA DE EMISIONES TOTAL (t CO _{2eq} / GWh)
2018	248,83
2019	191,70
2020	143,72
2021	138,10
2022	160,80

Este descenso se debe principalmente a la reducción de la contribución del carbón en el mix energético, pasando de superar el 14% de la generación en 2018 a unos valores inferiores al 3% durante los últimos tres años. (REE, s.f.)

A partir de los valores de emisiones de los últimos 5 años, y considerando el ratio de emisiones por GWh en el año 2022, se estima que las emisiones evitadas a lo largo de la vida útil de la planta son:

$$\text{Emisiones evitadas} = \sum_i 160,80 \frac{t_{CO_2}}{GWh} \cdot Gwh_{\text{año } i} = 551.978 t_{CO_2}$$

Capítulo 10. CONCLUSIONES

La planta solar fotovoltaica de 57,6 MWp diseñada en este trabajo, supone una clara aportación en el objetivo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de evolucionar desde los 4,8 GWp de potencia solar fotovoltaica instalada hasta los 39,2 GWp marcados como objetivo para el 2030, además de contribuir a los objetivos de 2030 y finales de siglo de conseguir llegar a un mix que sea 100% renovable.

Este aumento de generación renovable permite disminuir el número de emisiones de gases de efecto invernadero durante toda su vida útil, evitando durante esos 30 años la emisión de 551.978 toneladas de CO₂ a la atmósfera.

Los beneficios que aporta la planta no son solo medioambientales, sino que también sociales, puesto que la construcción de estos parques implica un aumento de la empleabilidad en la zona y una contribución al PIB del país, a partir de la inversión de más de 49 millones de euros.

Esta inversión se considera enormemente rentable, ya que se obtienen unos valores de tasa interna de retorno del 9,1% y periodo de retorno de la inversión de 11 años, obteniéndose un LCOE de 37,44 €/MWh.

Esta planta solar de 57,6 MWp, que producirá en el primer año una energía de 124.887 MWh está formada por 115.206 módulos bifaciales monocristalinos de 500 Wp, divididos en 4431 cadenas de 26 módulos, 370 cajas de interconexión, y 10 inversores que serán conectados a 5 transformadores para elevar la tensión a 30 kV.

Esta tensión posteriormente será elevada a 220 kV, ya que la planta se conecta a la red a través de la SET Chucena 220 kV de REE.

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

Albasolar. (2022). *Tipos de soportes para paneles solares*. Obtenido de <https://albasolar.es/tipos-de-soportes-para-paneles-solares/>

alusínsolar. (2020). Obtenido de <https://alusinsolar.com/precio-energia-fotovoltaica-en-espana/#:~:text=modificaciones%20legislativas%20realizadas,-,Tarifas%20de%20la%20energ%C3%ADa%20fotovoltaica%20en%20Espa%C3%B1a,25%20y%2030%20cents%2FkWh.>

Autosolar. (2021). *Inclinación placas solares*. Obtenido de <https://autosolar.es/placas-fotovoltaicas/inclinacion-placas-solares>

CHINT ENERGY. (s.f.). Obtenido de CHINT ENERGY: <https://chintenergy.com/>

El periodico de la energía. (2020). Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/las-plantas-fotovoltaicas-tienen-cada-vez-una-vida-mas-larga-y-menos-costes-operativos/>

Energía Solar. (2019). Obtenido de <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar/irradiacion-solar>

Energías Renovables. (Mayo de 2021). Obtenido de <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/la-solar-fotovoltaica-bate-record-del-mundo-20210505>

Fega. (2023). *Visor SigPac*. Obtenido de <https://sigpac.mapama.gob.es/fega/visor/>

Hogarsense. (2023). *Tipos de conexiones de paneles solares*. Obtenido de <https://www.hogarsense.es/placas-solares/conexiones-paneles-solares>

IDEAM. (s.f.). *Generalidades del Sol*. Obtenido de <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/generalidades-del-sol>

Instituto Geográfico Nacional. (s.f.). *Caminos de Santiago en Europa*. Obtenido de <https://nco.ign.es/CaminoSantiago/>

IRENA. (2023). *RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2023*.

Junta de Andalucía. (s.f.). *REDIAM*. Obtenido de https://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/portal/landing-page-servicio-ogc/-/asset_publisher/1qlWV3LW9vV6/content/rediam.-wms-inventario-de-vvpp-y-lugares-asociados-y-l-c3-adneas-bases-de-vvpp-deslindadas-con-anchura-necesaria/20151

Lazard. (2021). Obtenido de <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>

LeukosArquitectura. (s.f.). *Presupuesto de ejecución material. ¿Qué es y qué incluye?* Obtenido de [https://leukosarchitecture.es/es/presupuesto-ejecucion-material-que-es/#:~:text=El%20Presupuesto%20de%20Contrata%20\(PC,a%20obtener%20de%20la%20obra.](https://leukosarchitecture.es/es/presupuesto-ejecucion-material-que-es/#:~:text=El%20Presupuesto%20de%20Contrata%20(PC,a%20obtener%20de%20la%20obra.)

LONGi Solar. (s.f.). *LONGi Solar*. Obtenido de <https://www.longi.com/es/>

Meteoblue. (s.f.). *Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Villalba del Alcor*. Obtenido de https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/villalba-del-alcor_espa%C3%B1a_2509587

Ministerio de la Presidencia. (2021). *España 2050: Fundamentos y propuestas para una Estrategia Nacional de Largo Plazo*. Madrid.

Ministerio de Transportes. (2023). *Sistema de Información Urbana*. Obtenido de <https://mapas.fomento.gob.es/VisorSIU/>

MITECO. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*.

- MITECO. (2023). *SNCZI-IPE*. Obtenido de <https://sig.mapama.gob.es/snczi/>
- Mpptsolar. (s.f.). *Orientación e Inclinación de los Paneles*. Obtenido de <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>
- NextCity Labs. (2021). *Diferencias entre inversores centrales y de cadena*. Obtenido de <https://nextcitylabs.com/global/es/diferencias-entre-inversores-centrales-y-de-cadena/>
- OMIE. (2023). *Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2023&system=9>
- pvmagazine. (2023). *Pv magazine*. Obtenido de <https://www.pvmagazine.com/2023/04/17/the-world-installed-240-gw-of-solar-in-2020/>
- PVSyst. (s.f.). *PVSyst*. Obtenido de <https://www.pvsyst.com/fr/>
- Red Eléctrica. (2022). *El sistema eléctrico español. Sistema eléctrico 2021*.
- REE. (s.f.). *Detalle de emisiones de CO2 en la generación no renovable*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- Renovablesverdes. (s.f.). *Las naciones del cinturón solar*. Obtenido de <https://www.renovablesverdes.com/las-naciones-del-cinturon-solar-o-sunbelt/#:~:text=Los%20pa%C3%ADses%20que%20se%20encuentran,%2C%20Sud%C3%A1frica%2C%20Brasil%2C%20M%C3%A9xico.>
- Seslab. (s.f.). Obtenido de http://seslab.org/fotovoltaico/6_el_concepto_de_hora_solar_pico.html
- Siemens Energy. (s.f.). *Siemens*. Obtenido de <https://www.siemens-energy.com/mx/es/soluciones/energia-renovable.html>
- SIGCAR. (s.f.). *SIGCAR*. Obtenido de <http://beta.sigcar.es/sigc.php#>

SMA. (s.f.). SMA. Obtenido de <https://www.sma.de/en/>

SolarPlak. (s.f.). *Diferencias entre silicio monocristalino y policristalino*. Obtenido de <https://solarplak.es/energia/diferencias-entre-silicio-monocristalino-y-policristalino/>

Sotysolar. (2022). *Placas solares: todo lo que se necesita saber*. Obtenido de <https://sotysolar.es/placas-solares>

Statista. (2022). Obtenido de <https://es.statista.com/estadisticas/635724/volumen-de-energia-renovable-consumido-a-nivel-mundial/>

Trina Solar. (s.f.). *Trina Solar*. Obtenido de <https://www.trinasolar.com/es>

UNEF. (2022). *Informe Anual UNEF 2022*.

Universidad de Jaén. (s.f.). Obtenido de http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/3_celula_00.htm

DOCUMENTO II.

PLANOS

LISTADO DE PLANOS

PLANO I. LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA

PLANO II. IMPLANTACIÓN DE LA PLANTA

PLANO III. UNIFILAR MEDIA TENSIÓN

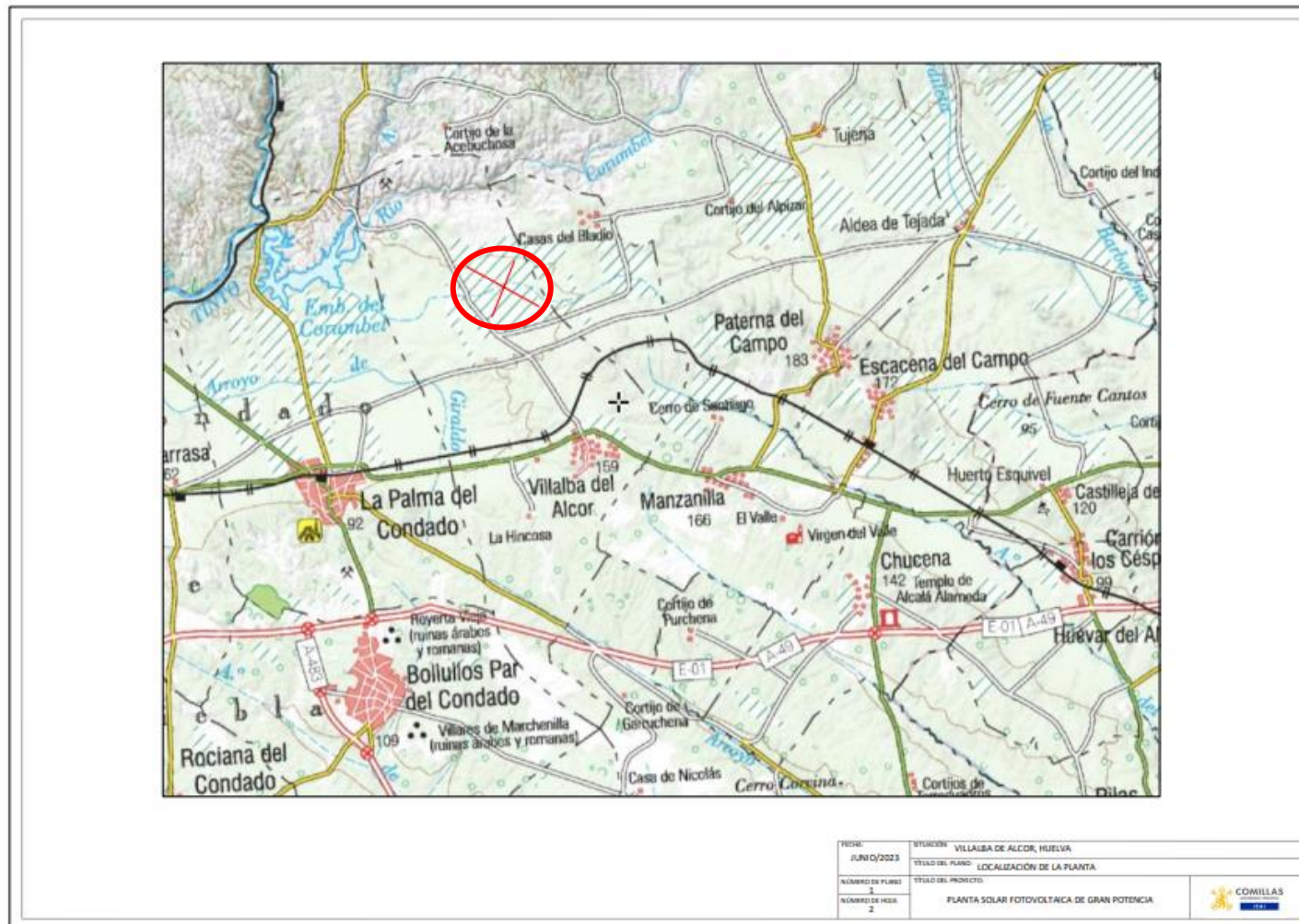
PLANO IV. UNIFILAR SUBESTACIÓN MT/AT

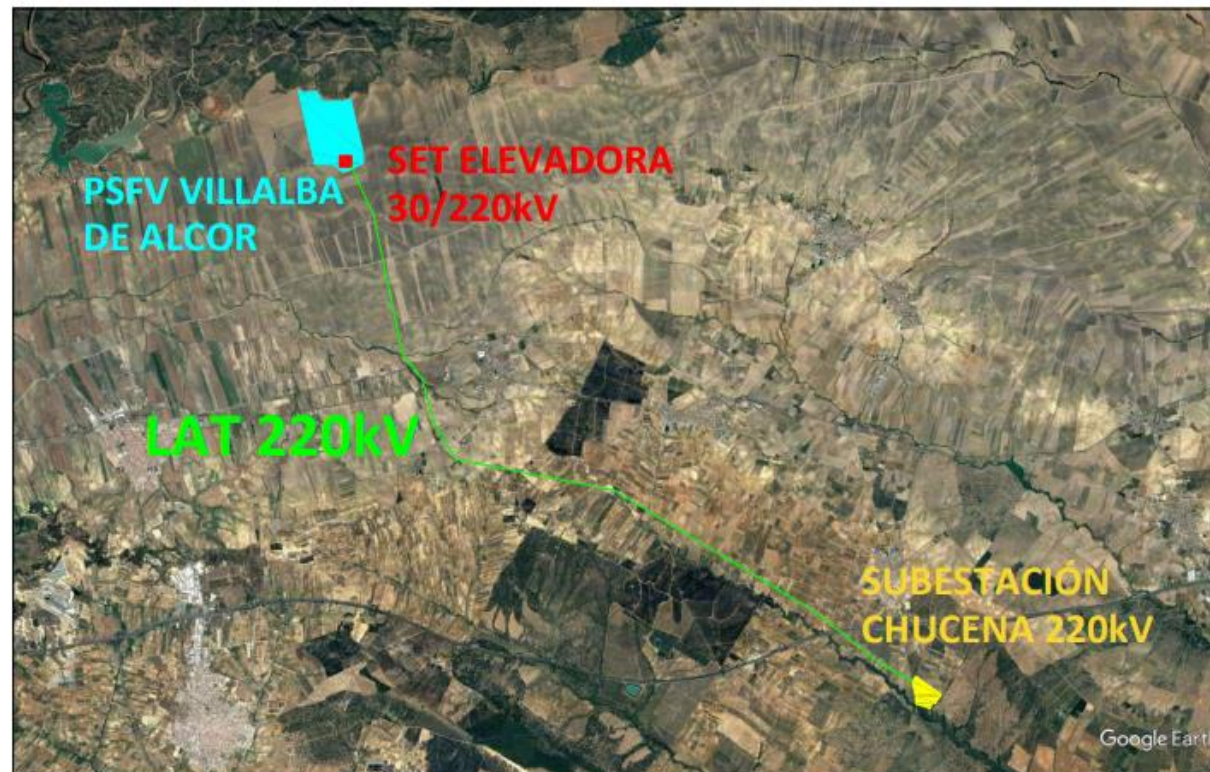
PLANO V. UNIFILAR CONEXIÓN PSFV Y SUBESTACIÓN

PLANO VI. UNIFILAR BAJA TENSIÓN

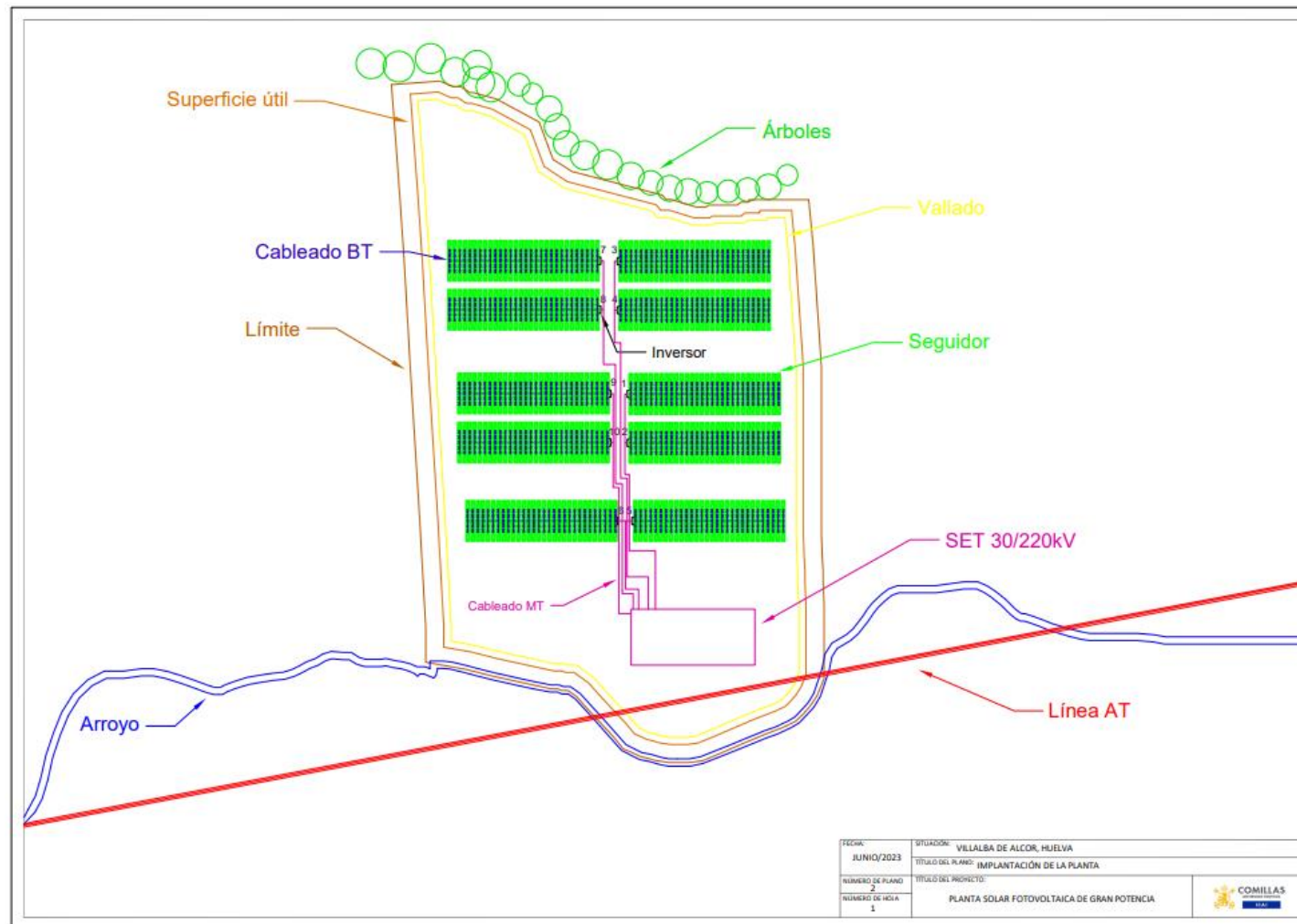


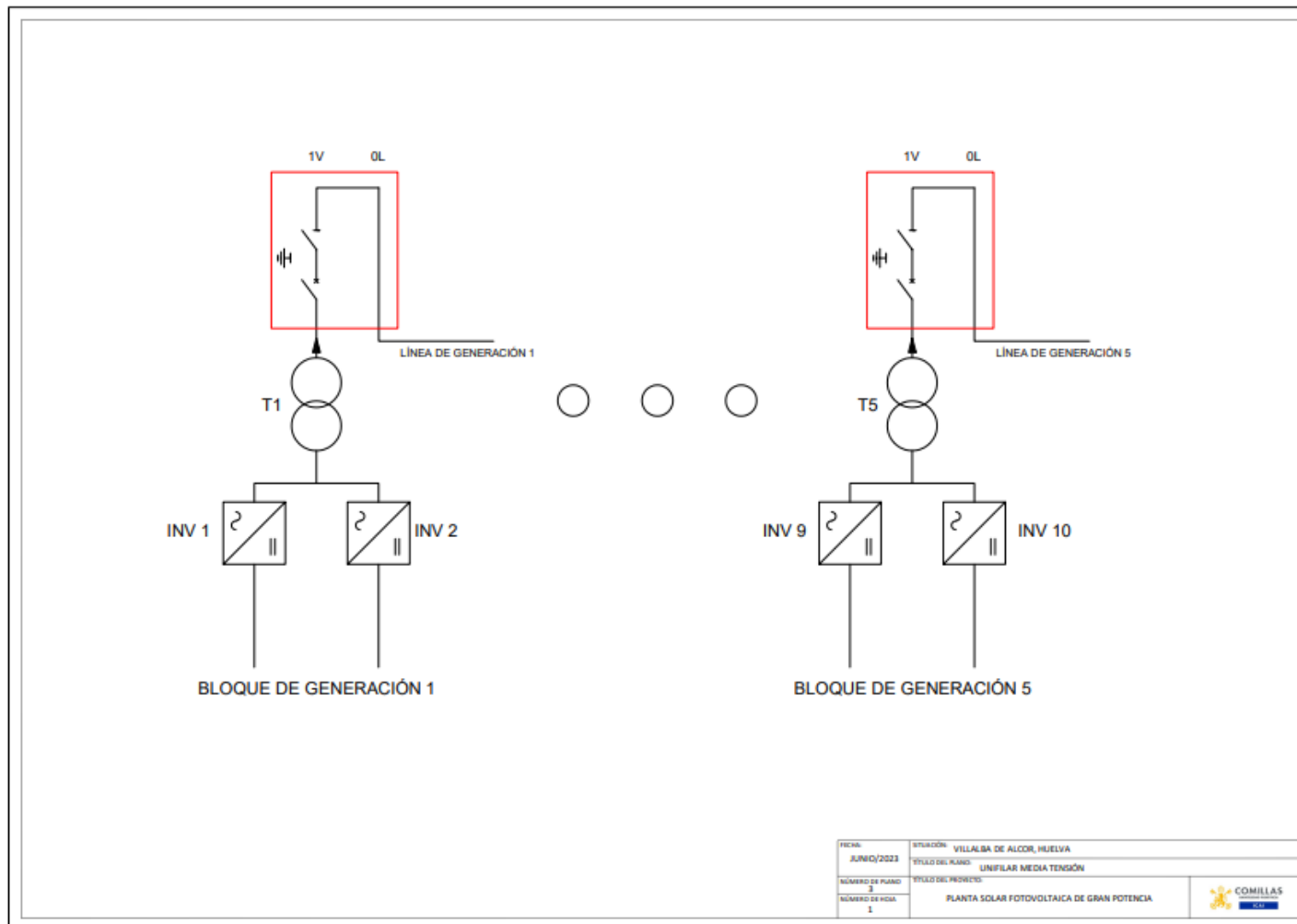
FECHA	ESTACIÓN	VILLALBA DE ALCOR, HUELVA	
JUNIO/2023	PROYECTO	LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA	
REVISIÓN DE PLANO	TRAZO DEL PROYECTO		
1			
REVISIÓN DE HECHA		PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA	
2			

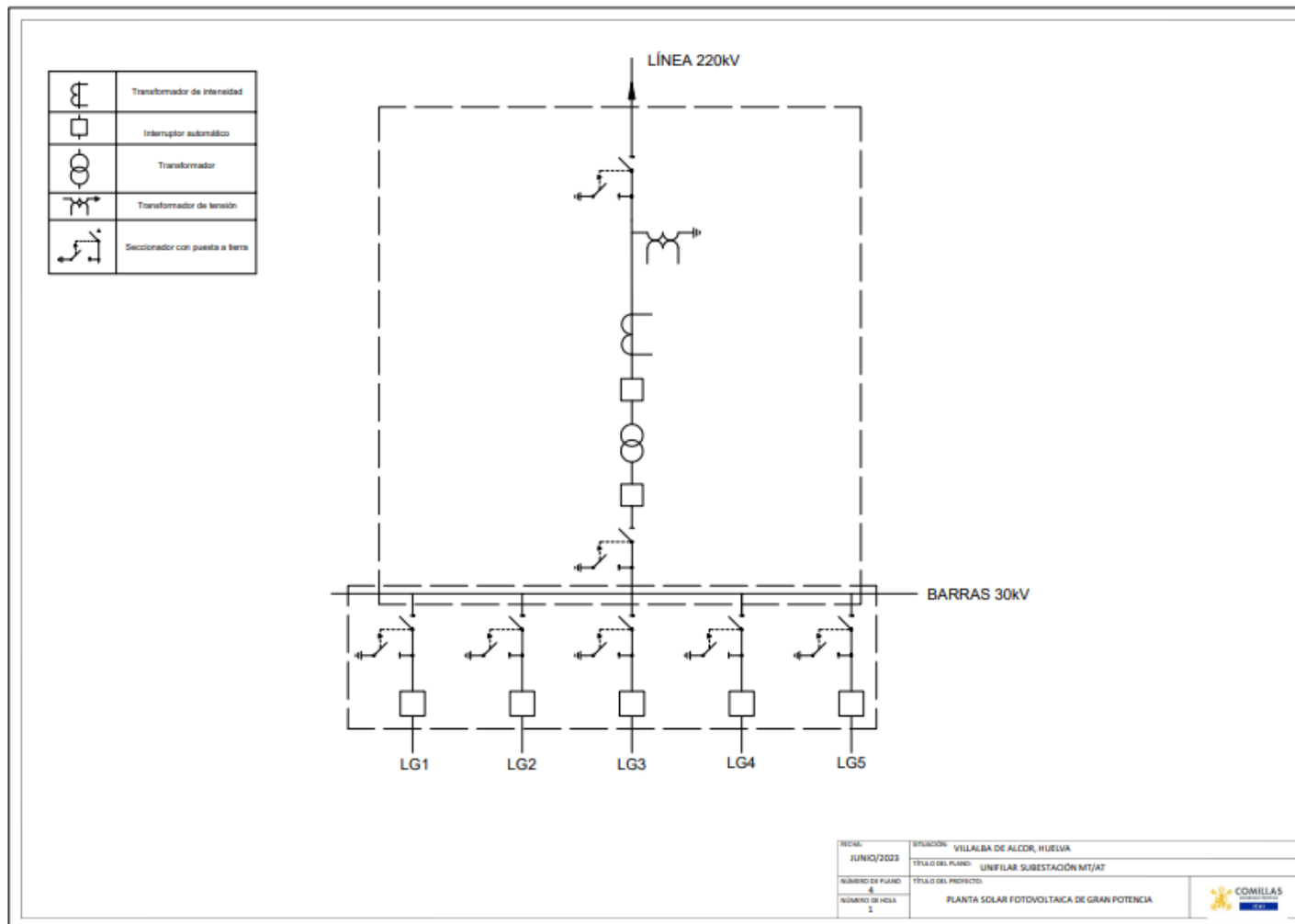


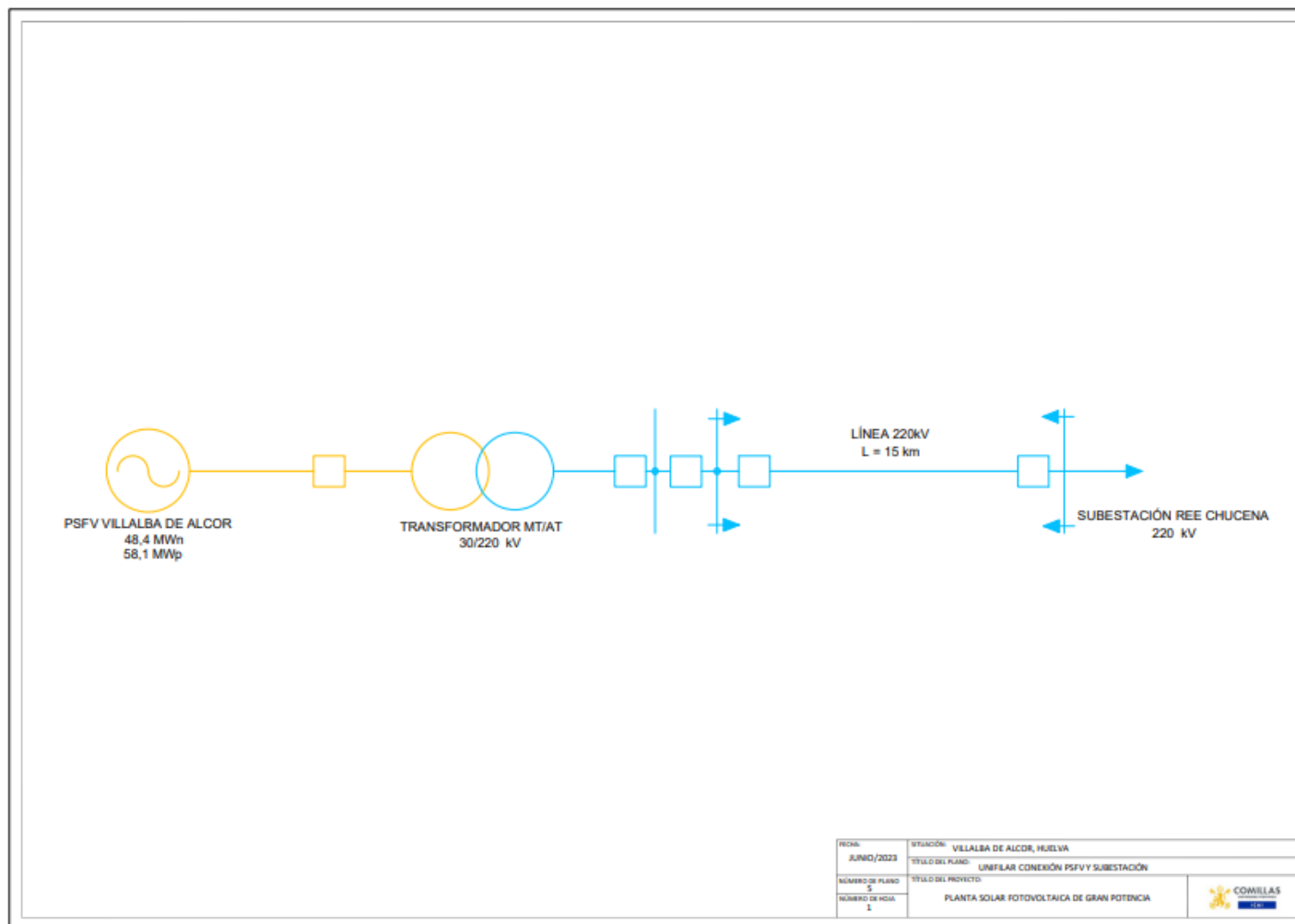


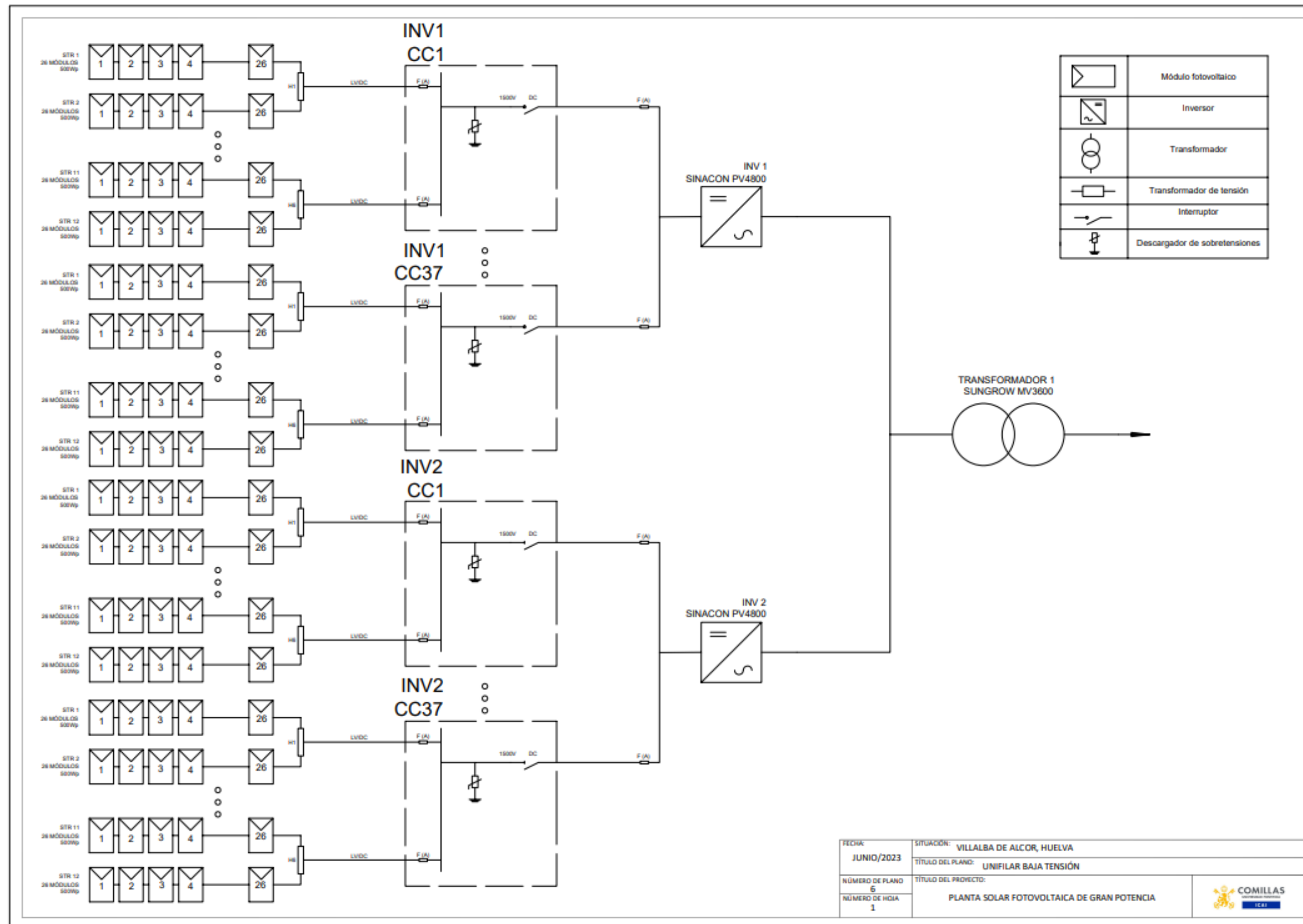
FECHA:	SITUACIÓN:
JUNIO/2021	VILLALBA DE ALCOR, HUELVA
TÍTULO DEL PLANO:	LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA
NÚMERO DE PLANO:	1
NÚMERO DE HOJA:	3
TÍTULO DEL PROYECTO:	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA
	COMILLAS











DOCUMENTO III.

PRESUPUESTO

PSF VILLALBA DE ALCOR 57,6 MWp		
Estimación del coste de la inversión	0,7081 €/Wp	40.789.316,16 €
1. Suministro de equipos y montaje electromecánico	0,30306 €/Wp	17.456.461,92 €
Paneles solares	0,22032 €/Wp	
Equipos de seguimiento	0,10076 €/Wp	
Centros de transformación (inversores + trafos)	0,05532 €/Wp	
2. BOS (Balance Of System)	0,3735 €/Wp	21.513.352,41 €
Obra Civil		
Montaje Electromecánico		
Subestación		
SCADA		
3. Línea de AT e Interconexión	0,0075 €/Wp	430.267,05 €
4. Contingencias	0,0134 €/Wp	774.480,69 €
5. Gastos de Desarrollo	0,0107 €/Wp	614.754,10 €

DOCUMENTO IV.

ANEXOS

Índice de los anexos

Capítulo 1. Estudio de Alternativas de Emplazamiento.....	6
1.1 Objeto.....	6
1.2 Metodología.....	6
1.3 Posibles Emplazamientos.....	7
1.3.1 Distancia a Línea de Alta Tensión o Subestación.....	9
1.3.2 Orografía.....	10
1.3.3 Accesibilidad del Emplazamiento.....	11
1.3.4 Superficie del Emplazamiento.....	11
1.3.5 Red Natura 2000.....	13
1.3.6 Radiación Solar.....	14
1.4 Elección del Emplazamiento.....	17
Capítulo 2. Alineación con los ODS.....	19
2.1 Objeto.....	19
2.1 Objetivo 7. Energía Asequible y No Contaminante.....	20
2.2 Objetivo 9. Industria, Innovación e Infraestructura.....	21
2.3 Objetivo 13. Acción por el Clima.....	23
Capítulo 3. Cálculos Eléctricos.....	26
3.1 Objeto.....	26
3.2 Dimensionamiento del Parque Solar.....	26
3.3 Dimensionamiento del Cableado de BT.....	29
3.3.1 Criterio 1. Intensidad Máxima Admisible BT.....	29
3.3.2 Criterio 2. Máxima Caída de Tensión BT.....	31
3.3.3 Protección del Sistema de Continua de Baja Tensión.....	33
3.4 Dimensionamiento del Cableado de MT.....	34
3.4.1 Criterio 1. Intensidad Máxima Admisible MT.....	34
3.4.2 Criterio 2. Máxima Caída de Tensión MT.....	36
3.4.3 Criterio 3. Intensidad de Cortocircuito MT.....	37
3.5 Puesta a Tierra.....	39
Capítulo 4. ITC-BT-07.....	46

4.1	Objeto	46
4.2	Documentación Utilizada	46
Capítulo 5.	ITC-LAT-06.....	51
5.1	Objeto	51
5.2	Documentación Utilizada	51
Capítulo 6.	Resultados Cálculos MT	55
Capítulo 7.	Resultados Cálculos BT	56
7.1	Resultados Cálculos Inversor – Transformador	56
7.2	Resultados Cálculos Cableado Cajas de Continua – Inversor	57
Capítulo 8.	Simulación con PVsyst.....	58
Capítulo 9.	Fichas Técnicas.....	68
Capítulo 10.	Bibliografía.....	87

Índice de figuras

Figura 1. Posible emplazamiento Alcalá de Guadaira. Fuente: Google Earth	8
Figura 2. Posible emplazamiento Villalba de Alcor. Fuente: Google Earth	8
Figura 3. Posible emplazamiento Puertollano. Fuente: Google Earth.....	9
Figura 4. Vista emplazamiento Alcalá de Guadaira. Fuente: Google Earth.....	12
Figura 5. Vista emplazamiento Villalba de Alcor. Fuente: Google Earth.....	12
Figura 6. Vista emplazamiento Puertollano. Fuente: Google Earth	13
Figura 7. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Naciones Unidas.....	19
Figura 8. Estructura de la generación de energía en España en 2020. Fuente: Energías Renovables	20

Índice de tablas

Tabla 1. Coordenadas de los tres emplazamientos seleccionados junto a las subestaciones a las que serán conectados. Fuente: Elaboración propia	10
Tabla 2. Pendientes máximas y medias de los tres emplazamientos. Fuente: Elaboración propia	10
Tabla 3. Registros obtenidos en el emplazamiento de Alcalá de Guadaira. Fuente: Elaboración propia.....	15
Tabla 4. Registros obtenidos en el emplazamiento de Villalba de Alcor. Fuente: Elaboración propia.....	16
Tabla 5. Registros obtenidos en el emplazamiento de Puertollano. Fuente: Elaboración propia.....	16
Tabla 6. Matriz elección del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia	18
Tabla 7. Características del panel a utilizar en la PSF.....	26
Tabla 8. Características del inversor a utilizar en la PSF	27
Tabla 9. Resistencias a 20°C del cableado seleccionado en función de su sección.....	32
Tabla 10. Resistencia y reactancia del cable en función de su sección	37
Tabla 11. Densidades de corriente máximas admisibles en A/mm ² para conductores de aluminio.....	38
Tabla 12. Puesta a tierra del generador fotovoltaico	41
Tabla 13. Puesta a tierra de protección de los centros de transformación, SET y centros de seccionamiento	42
Tabla 14. Tensión de contacto aplicada admisible en función de la corriente de falta. Fuente: ITC-RAT-13	43
Tabla 15. Comprobación de la puesta a tierra seleccionada.....	45
Tabla 16. ITC-BT-07 Tabla C-52-1 bis. Intensidad admisible (A) para cables no enterrados. T ^a amb. 40°C en el aire.	47
Tabla 17. ITC-BT-07 Tabla C-52-2 bis. Intensidad admisible (A) para cables enterrados. T ^a amb. 25°C en el terreno.	48

Tabla 18. ITC-BT-07 Tabla A.1. Factores de corrección por temperatura para cables no enterrados.....	48
Tabla 19. ITC-BT-07 Tabla A.52-D2. Factores de corrección por temperatura para cables enterrados.....	49
Tabla 20. ITC-BT-07 Tabla A.52-D3. Factores de corrección para una resistividad térmica del terreno diferente de 2,5 K·m/W	49
Tabla 21. ITC-BT-07 Tabla A.7. Factor de corrección para diferentes profundidades de soterramiento	49
Tabla 22. ITC-BT-07 Tabla C.52.3. Factores de reducción para agrupamiento de varios circuitos	50
Tabla 23. ITC-BT-07 Tabla B.52.19. Factores de corrección para más de un circuito, cables multipolares en tubos individuales, enterrados	50
Tabla 24. ITC-LAT-06. Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30kV directamente enterrados.....	52
Tabla 25. ITC-LAT-06. Tabla 7. Factores de corrección por temperatura para temperaturas del terreno distintas a 25°C	52
Tabla 26. ITC-LAT-06. Tabla 11. Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas a 1m.....	53
Tabla 27. ITC-LAT-06. Tabla 8. Factores de corrección para una resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W	53
Tabla 28. ITC-LAT-06. Tabla 9. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad	54
Tabla 29. ITC-LAT-06. Tabla 10. Factores de corrección para distancia entre ternos o cables tripolares	54

Capítulo 1. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTO

1.1 OBJETO

El objeto de este Anexo será analizar las diferentes características de tres emplazamientos seleccionados previamente, cuyo resultado final será la correcta elección del lugar en el que la planta será implantada.

1.2 METODOLOGÍA

Para que esta decisión se tome de manera adecuada, será necesario analizar las diferentes características de cada emplazamiento. Las características analizadas son:

- La superficie a buscar será entre 60 y 100 hectáreas. Se asume que la proporción potencia/ superficie será de 1 MWp por cada 2 hectáreas, y la potencia deseada de la planta rondará entre 30 MWp y 50MWp.
- La orografía del emplazamiento debe ser llana, en la superficie elegida no puede existir una pendiente superior al 10%.
- El emplazamiento debe situarse próximo (menos de 20km) a una subestación o línea eléctrica de alta tensión, teniendo la capacidad suficiente (o que exista en los próximos años una ampliación de la capacidad) para soportar este incremento de potencia. Los planes de ampliación de capacidad de los próximos años ya están determinados en el “Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026”.
- El emplazamiento debe estar fuera de la Red Natura 2000 de espacios protegidos, compuesta por las capas LIC (Lugar de Importancia Comunitaria) y ZEPA (Zona Especial de Protección para las Aves).

- Debe existir fácil accesibilidad al emplazamiento, así no se incrementa el coste de la inversión de la planta. La accesibilidad de un emplazamiento se determina por los caminos existentes a su alrededor.
- La radiación solar en el punto debe ser óptima. Por ello, los lugares escogidos se encontrarán en la mitad sur de la Península Ibérica, principalmente en las Comunidades Autónomas de Andalucía, Castilla-La Mancha y Murcia.

A partir de que todos estos aspectos sean analizados, a través de una matriz (en la que se ponderarán por importancia), se determinará cuál de los tres lugares es el idóneo para la construcción de la planta.

1.3 POSIBLES EMPLAZAMIENTOS

Los tres emplazamientos seleccionados, en los que se cumplen todas las características que debe tener una zona para que exista la posibilidad de que pueda construirse una planta fotovoltaica son los siguientes:



Figura 1. Posible emplazamiento Alcalá de Guadaira. Fuente: Google Earth



Figura 2. Posible emplazamiento Villalba de Alcor. Fuente: Google Earth



Figura 3. Posible emplazamiento Puertollano. Fuente: Google Earth

1.3.1 DISTANCIA A LÍNEA DE ALTA TENSIÓN O SUBESTACIÓN

Los tres emplazamientos seleccionados se encuentran a menos de 20 km de una subestación en la cual se planea que exista un aumento de capacidad entre el año 2021 y 2026:

Distancia Subestación Guadaira – Emplazamiento 1: 16,7 km

Distancia Subestación Chucena – Emplazamiento 2: 15 km

Distancia Subestación Puertollano – Emplazamiento 3: 8,5 km

Esta restricción de distancia viene determinada por el coste, ya que lugares más lejanos a líneas o subestaciones eléctricas necesitan de una mayor inversión económica para la evacuación de la energía generada en ella

Si bien es cierto que existen subestaciones y líneas de alta tensión a las cuales se podría conectar la planta fotovoltaica, la falta de capacidad haría imposible esta conexión. Además,

una petición de aumento de potencia de un elemento de la red de transporte (subestación o línea) no es inmediata, ya que tienen que producirse y aceptarse una serie de trámites administrativos, permisos y licencias.

En la siguiente tabla se muestran junto a las coordenadas de los tres emplazamientos las de las subestaciones:

Tabla 1. Coordenadas de los tres emplazamientos seleccionados junto a las subestaciones a las que serán conectados. Fuente: Elaboración propia

	Coordenadas subestación (Guadaira)	Coordenadas emplazamiento (lat; long)
PSF 1	37,3371°; -5,9909°	37,2870°; -5,8108°
	Coordenadas subestación (Chucena)	
PSF 2	37,3408°; -6,3876°	37,4396°; -6,5103°
	Coordenadas subestación (Puertollano)	
PSF 3	38,6831°; -4,1180°	38,7578°; -4,1345°

1.3.2 OROGRAFÍA

Uno de los puntos más importantes a la hora de instalar una planta solar fotovoltaica es la orografía, que no existan notables diferencias de altura entre los diferentes puntos a situar los paneles, que no produzcan sombras entre ellos.

Se establece una pendiente máxima del $\pm 10\%$ en los tres terrenos seleccionados, que bajo ningún concepto se deberá sobrepasar. Un mínimo valor de pendiente implicará una menor necesidad de efectuar movimientos de tierra para adecuar el terreno a la instalación, que se traducirá en un menor coste.

Tabla 2. Pendientes máximas y medias de los tres emplazamientos. Fuente: Elaboración propia

	Pendientes máximas (%)	Pendientes medias (%)
Alcalá de Guadaira	6,1; -5,9	1,0; -1,1
Villalba de Alcor	9,9; -6,7	2,0; -1,5
Puertollano	7,3; -5,7	1,4; -1,5

1.3.3 ACCESIBILIDAD DEL EMPLAZAMIENTO

En los tres emplazamientos ya existen caminos que permiten la fácil accesibilidad a las localizaciones. Además de los caminos rurales de la zona, existen:

Para la PSF 1, a menos de 1 km se encuentra la autovía A-360. Para la PSF 2, se puede acceder a través de la HV-5135 y para la PSF 3, la CM-4115.

La existencia de caminos y carreteras, al igual que la orografía, implica un menor movimiento de tierras durante la ejecución del terreno, con su correspondiente ahorro en materia de tiempo y dinero.

1.3.4 SUPERFICIE DEL EMPLAZAMIENTO

Una planta fotovoltaica de tamaño Utility Scale son aquellas que generan una potencia entre los 30 MWp y los 50 MWp. Para conseguir esta potencia, existiendo una relación potencia-superficie de, aproximadamente, 2 MW/ha disponible, se necesita un terreno de un área entre 70 ha y 100 ha.

La primera opción para la construcción de la PSF se encuentra en las proximidades de Alcalá de Guadaira (Sevilla), con una superficie total de 78,6 ha.



Figura 4. Vista emplazamiento Alcalá de Guadaira. Fuente: Google Earth

La segunda opción, que se encuentra al norte del municipio de Villalba de Alcor (Huelva), dejando las correspondientes servidumbres respecto a la carretera y arroyos, tiene una superficie total de 99,4 ha.

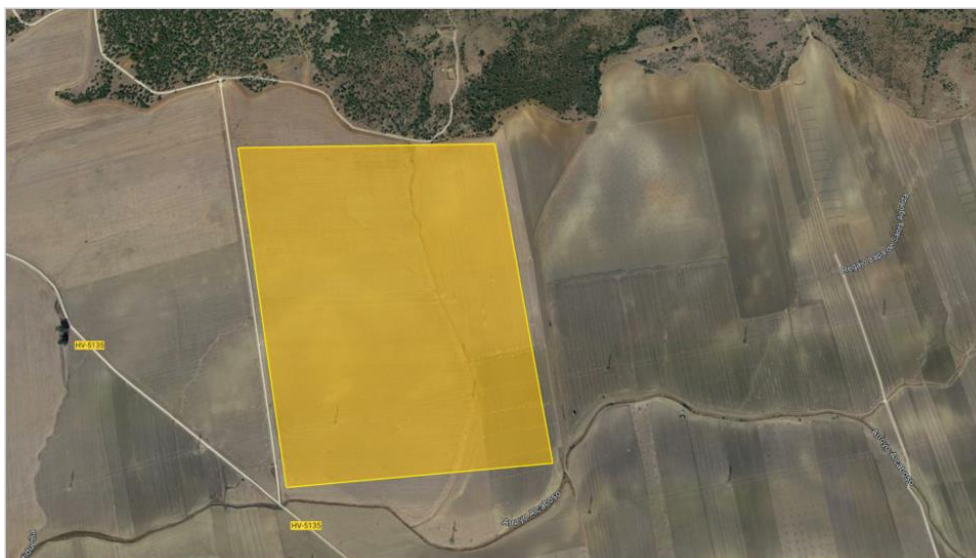


Figura 5. Vista emplazamiento Villalba de Alcor. Fuente: Google Earth

Por último, se encuentra la tercera opción, en el municipio de Puertollano (Ciudad Real). Esta superficie tiene un área de 92,4 ha.



Figura 6. Vista emplazamiento Puertollano. Fuente: Google Earth

Los tres emplazamientos cumplen con los requisitos para la realización de la planta, aunque sí que es cierto que los dos últimos permiten una generación de potencia de entre 7 MWp y 10 MWp más.

1.3.5 RED NATURA 2000

La red Natura 2000 son lugares designados para proteger zonas fundamentales para un subconjunto de especies o tipos de hábitats, ambos recogidos en Directivas Europeas. La importancia de estos lugares a nivel europeo puede darse debido a que están en peligro, son especies vulnerables o ejemplos de alguna de las diferentes regiones biogeográficas de Europa. (European Commission, s.f.)

Los lugares que forman esta red son las Zonas de Especial Conservación (ZEC), los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) y las Zonas Especiales de Protección para las Aves (ZEPA). Siendo, los dos primeros designados conforme a la Directiva de hábitats y el último, a la Directiva de aves.

Las zonas ZEC y LIC se refieren a los mismos lugares, la única diferencia se encuentra en el nivel de protección de la zona.

Para la búsqueda del emplazamiento, se han habilitado estas capas para que ninguno de los tres posibles lugares se encuentre en una de estas zonas.

1.3.6 RADIACIÓN SOLAR

Para el análisis del recurso solar de la zona se va a tener en cuenta el registro histórico de la radiación global horizontal y difusa del emplazamiento, la temperatura ambiental y la velocidad del viento de la zona. Antes de analizar estos aspectos, se definen los siguientes conceptos:

Irradiación: Cantidad total de energía radiante acumulada que llega a una superficie determinada en un tiempo determinado. Se mide en kWh/m²-año.

Radiación Global Horizontal (GHI): Suma de todas las radiaciones recibidas por una superficie

Radiación Difusa Horizontal (DHI): Parte de la radiación que incide sobre el panel de manera no perpendicular.

Para obtener los valores de los diferentes datos, se han utilizado las bases de datos de Meteonorm, NASA, NREL y PVGIS.

El software Meteonorm (Meteonorm, s.f.) cuenta con los valores de irradiación, temperatura y velocidad del viento registrados en el lugar entre los años 1996 y 2015.

La base de datos estadounidense de la NASA (NASA, s.f.) cuenta con el registro de radiación global, temperaturas y velocidad del viento de la zona desde el año 1981 hasta ahora.

A partir de la base de datos del Laboratorio Nacional de Energía Renovable estadounidense (NREL) (NREL, s.f.) se puede obtener la tendencia actual de la radiación solar global y difusa, ya que se obtienen los valores mensuales de los últimos tres años.

Por último, se encuentra la base PVGIS, de la Unión Europea (PVGIS, s.f.), para obtener valores de radiación y temperatura en el continente europeo y africano.

A partir de las cuatro bases de datos se obtienen valores diferentes, por lo que se debe seleccionar cuáles serán los más precisos y cercanos a la realidad.

Para la obtención de los datos, quedan descartadas las bases de datos de NREL, debido a la lejanía de sus datos con respecto a las demás, y NASA, ya que es un software desarrollado en Estados Unidos y su precisión en lugares europeos no es la adecuada.

EN el caso de la GHI, ya que los valores correspondientes a las otras bases (PVGIS y Meteonorm) son similares, se hará la media de los dos.

Para la DHI y la temperatura, se utilizarán directamente los valores provenientes del software PVGIS, ya que existen amplias diferencias entre éste y Meteonorm, y se ha optado por el cálculo más conservador.

En cuanto a la velocidad del viento se utilizan directamente los valores obtenidos por Meteonorm ya que PVGIS no la proporciona.

Por lo tanto, los valores obtenidos en los tres emplazamientos son:

Tabla 3. Registros obtenidos en el emplazamiento de Alcalá de Guadaira. Fuente: Elaboración propia

	GHI (kWh/m2)	DHI (kWh/m2)	T(°C)	v(m/s)
ENERO	79,5	24,8	10,4	2,4
FEBRERO	97,6	29,1	11,8	2,7
MARZO	146,0	42,8	14,3	2,9
ABRIL	174,2	50,8	17,0	3
MAYO	215,2	54,0	21,2	2,8
JUNIO	230,3	49,2	25,3	2,9
JULIO	243,3	43,8	28,1	2,8
AGOSTO	217,8	40,6	28,3	2,6
SEPTIEMBRE	162,7	39,3	24,6	2,5
OCTUBRE	122,5	33,1	20,2	2,4
NOVIEMBRE	84,3	25,1	14,3	2,4
DICIEMBRE	70,9	21,9	11,5	2,5
TOTAL	1844,1	454,6	18,9	2,7

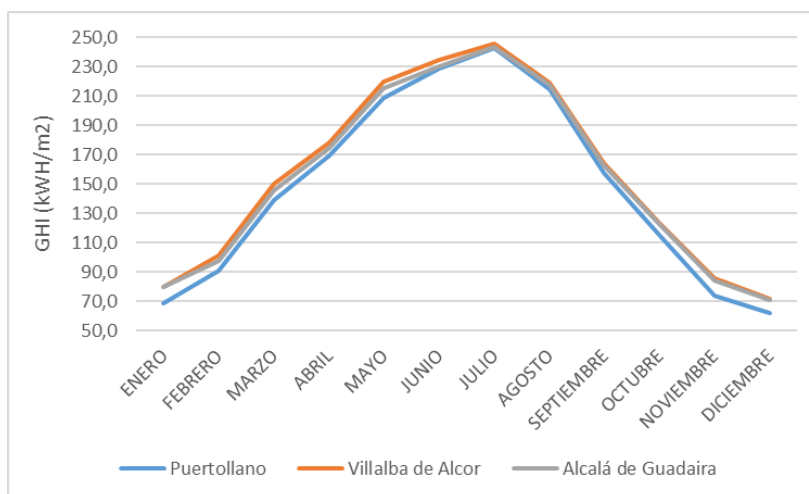
Tabla 4. Registros obtenidos en el emplazamiento de Villalba de Alcor. Fuente: Elaboración propia

	GHI (kWh/m2)	DHI (kWh/m2)	T(°C)	v(m/s)
ENERO	80,0	25,8	10,4	2,5
FEBRERO	100,9	29,9	11,5	2,8
MARZO	150,0	43,5	13,9	3
ABRIL	178,3	50,7	16,4	3,1
MAYO	220,0	54,5	20,6	2,9
JUNIO	234,4	49,4	24,5	3
JULIO	245,4	44,0	27,6	2,9
AGOSTO	218,9	40,5	27,8	2,7
SEPTIEMBRE	164,0	38,9	23,9	2,6
OCTUBRE	123,3	33,5	19,6	2,4
NOVIEMBRE	85,5	26,1	14,0	2,4
DICIEMBRE	71,4	22,7	11,4	2,6
TOTAL	1872,0	459,6	18,5	2,7

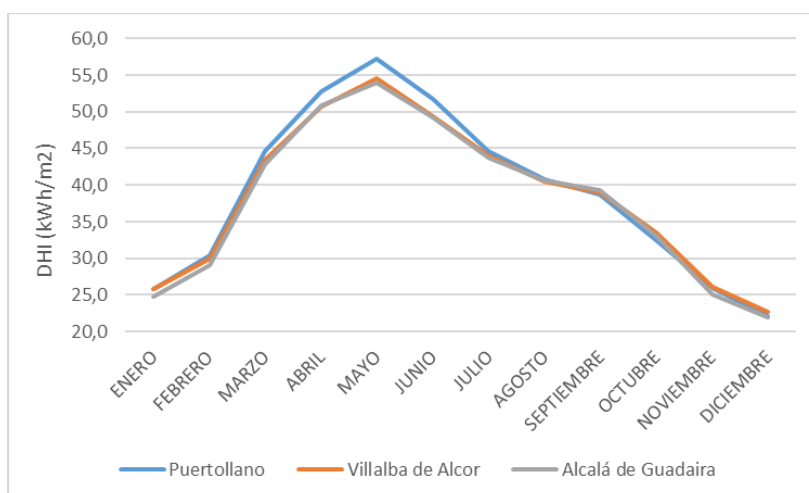
Tabla 5. Registros obtenidos en el emplazamiento de Puertollano. Fuente: Elaboración propia

	GHI (kWh/m2)	DHI (kWh/m2)	T(°C)	v(m/s)
ENERO	68,6	25,8	5,8	1,9
FEBRERO	90,6	30,4	7,2	2,4
MARZO	139,0	44,6	10,1	2,6
ABRIL	169,2	52,7	13,1	2,5
MAYO	208,4	57,2	17,9	2,3
JUNIO	228,7	51,7	23,1	2,4
JULIO	242,8	44,6	27,3	2,3
AGOSTO	214,4	40,8	26,8	2,2
SEPTIEMBRE	157,5	38,8	21,6	2,1
OCTUBRE	115,2	32,5	16,3	2
NOVIEMBRE	73,6	26,0	9,8	2,1
DICIEMBRE	61,6	22,1	6,8	2
TOTAL	1769,6	467,2	15,5	2,2

A raíz de estas tres tablas, y para una mejor comparación entre las tres localizaciones, se realizan dos gráficas en las que se muestran la radiación global horizontal (GHI) y la radiación difusa horizontal (DHI) distribuidas por meses.



Gráfica 1. Radiación global horizontal (GHI) de las tres localizaciones distribuida por meses. Fuente:
Elaboración propia



Gráfica 2. Radiación difusa horizontal (DHI) de las tres localizaciones distribuida por meses. Fuente:
Elaboración propia

1.4 ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para justificar la elección del emplazamiento, se realiza la siguiente matriz:

- En las filas, se seleccionan todas las características que debe tener la planta, justificadas en los anteriores apartados.

- En cuanto a las columnas, primero está la ponderación de cada característica (ordenadas de menor a mayor según su importancia, siendo 10 la radiación solar). A continuación, están los tres lugares candidatos, cuya adecuación a las distintas características se ordena del 1 al 5 (siendo la máxima puntuación el 5).

Tabla 6. Matriz elección del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia

Característica	Ponderación característica	Alcalá de Guadaira	Villalba de Alcor	Puertollano
Distancia a subestación	8	2	2	4
Orografía	5	4	1	3
Accesibilidad	2	5	5	5
Superficie	5	3	5	4
Red Natura 2000	-	-	-	-
Radiación	10	4	5	2
Total	30	101	106	97

Por lo tanto, se selecciona el segundo emplazamiento, en Villalba de Alcor (Huelva), como el idóneo para la construcción de la planta fotovoltaica.

Capítulo 2. ALINEACIÓN CON LOS ODS

2.1 OBJETO

El objetivo de la redacción de este anexo es estudiar la alineación del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2015-2030 (ODS), surgidos para dar continuidad a los Objetivos de Desarrollo del Milenio, ocho propósitos de desarrollo humano fijados en el año 2000, cuya consecución fue acordada para el año 2015.

Algunos de los fines de los Objetivos de Desarrollo Sostenible son el acabar con la desigualdad, el garantizar una educación de calidad o el cuidar los ecosistemas naturales de la Tierra y garantizar el agua limpia y su saneamiento.

En la Figura 7 se presentan todos los Objetivos:



Figura 7. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Naciones Unidas

Al ser la cuestión del proyecto la creación de una planta solar fotovoltaica, es decir, una firme apuesta hacia el progreso y crecimiento de las energías renovables, éste está alineado con estos Objetivos. Aquellos a los que hace una mayor referencia son: Energía Asequible y No Contaminante; Industria, Innovación e Infraestructura y Acción por el Clima.

A continuación, en los siguientes apartados, se desarrolla de una manera más extendida los tres puntos y su relación con el proyecto

2.1 OBJETIVO 7. ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE

Existen indicios alentadores que se están tomando medidas en los últimos años para la consecución de este objetivo, ya que se ha producido una aceleración en cuanto al acceso a la electricidad en los países más pobres, y en los ya desarrollados se ha producido en auge en la eficiencia energética y la incorporación de las energías renovables en el mix energético. (Naciones Unidas, s.f.)

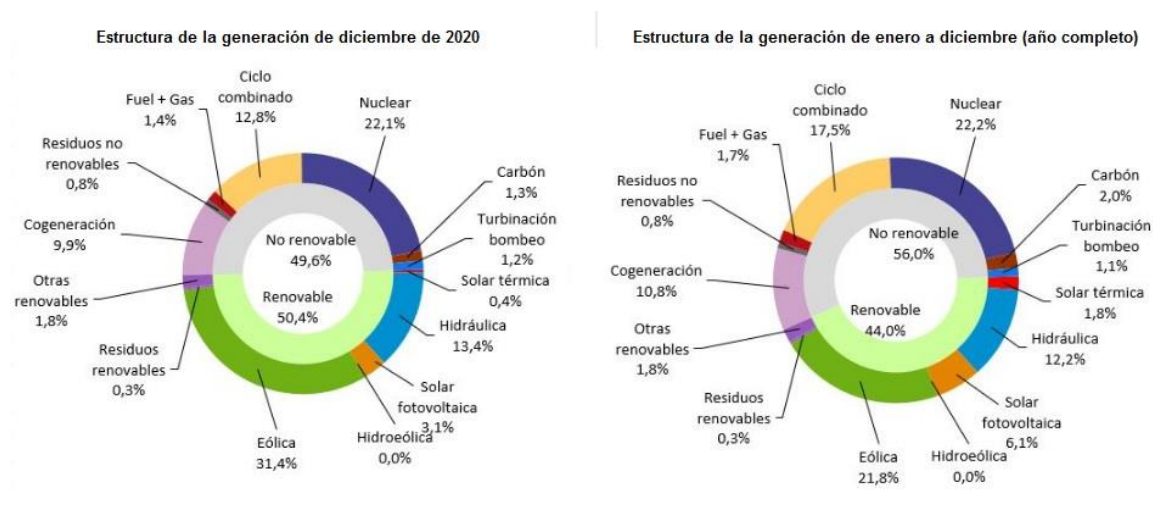


Figura 8. Estructura de la generación de energía en España en 2020. Fuente: Energías Renovables

A nivel internacional, algunos datos destacables en esta materia, que en parte explican la injusticia y el desbalance que acarrea la falta de disponibilidad de energía limpia son (Naciones Unidas, s.f.):

- El 13% de la población mundial carece de acceso a servicios de electricidad modernos.
- Casi el 40% de la población mundial depende de la madera, el carbón, el carbón vegetal o los desechos de origen animal para preparar la comida.
- Las emisiones de gases de efecto invernadero representadas por la energía son de alrededor del 60% del total de las emisiones mundiales.
- Según datos de 2015, las energías renovables solo generan el 17,5% del consumo final de energía.

Si bien es cierto que esta situación se da con una mayor normalidad en países no europeos, principalmente en África y Sudamérica, esta situación se da también en nuestro país.

La Comunidad Autónoma de Andalucía, según un informe elaborado por la Universidad de Comillas., se encuentra a la cabeza en pobreza energética en 2021. (Canal Sur, 2022)

Principalmente debido al encarecimiento del precio de la energía, se estima que los hogares andaluces durante el año 2021 gastaron de media menos de una cuarta parte de lo que realmente necesitaban para calentar o enfriar sus hogares. Siendo el número de afectados el doble al de 2019.

Por ello, la apuesta por el uso de tecnologías renovables (en este caso una planta solar fotovoltaica) para reducir así la dependencia hacia los combustibles fósiles (más caros y muy perjudiciales para el medioambiente) es fundamental para el progreso, alineándose con este Objetivo.

2.2 OBJETIVO 9. INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA

El poderío económico de un país, aquel que genera más empleo y de una mayor calidad, pasa en parte por una industrialización inclusiva, sostenible e innovadora. Esta meta, principalmente en aquellos países en desarrollo y con menos recursos, no se está cumpliendo,

especialmente debido a la falta de inversión en investigación científica e innovación. (Naciones Unidas, s.f.)

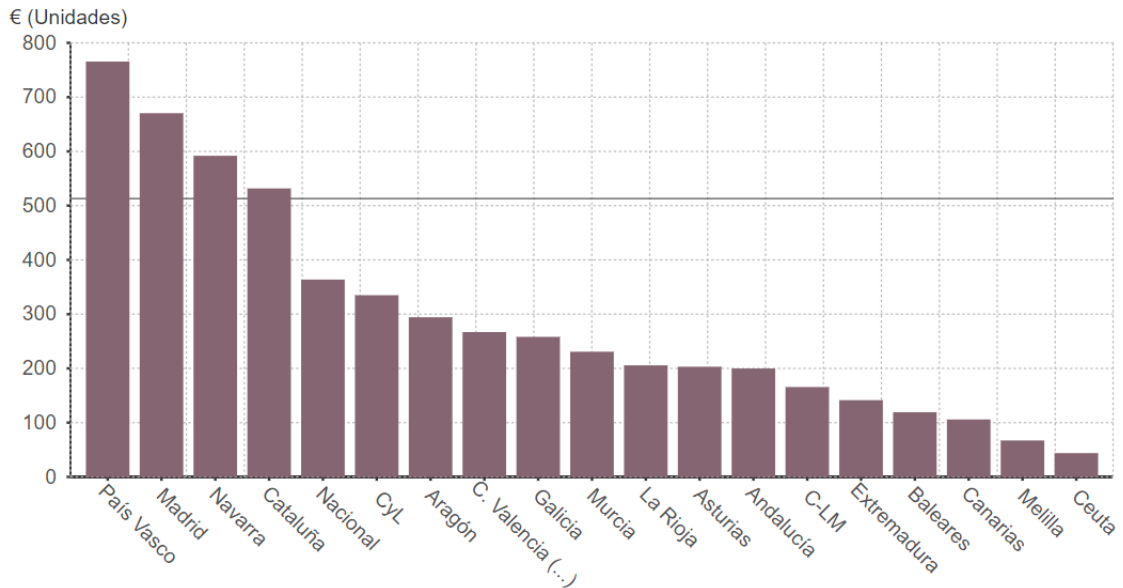
A nivel internacional, la crisis causada por el Covid-19 no puede ser utilizada por los diferentes dirigentes para excusar la falta de evolución en este ámbito, ya que, el crecimiento del sector a nivel internacional va disminuyendo constantemente.

La inversión en investigación y desarrollo (I+D) ha pasado de suponer un 1,5% del porcentaje del PIB mundial en el año 2000 a ser un 1,7% en 2015. Estos porcentajes son realmente dispares entre el mundo desarrollado y los países en vías de desarrollo, en los cuales esta inversión no llega a superar el 1%. (Naciones Unidas, s.f.)

Algunos datos que reflejan la importancia de realizar una gran inversión en innovación y su criticidad para ser considerada como uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible son (Naciones Unidas, s.f.):

- En muchos países en desarrollo la infraestructura básica, como las carreteras, el saneamiento, la energía eléctrica y el agua, sigue siendo escaso.
- Un 16% de la población mundial carece de acceso a redes de banda ancha móvil.
- Cada trabajo en la industria crea 2,2 empleos en otros sectores.

En lo que se refiere a España, el gasto en innovación y desarrollo (I+D) es totalmente desigual si se realiza una comparación entre CC.AA. o incluso entre zonas geográficas. Mientras que el gasto en el norte de la Península Ibérica (País Vasco, Madrid, Navarra o Cataluña) es superior a los 500€ por habitante, en el archipiélago balear y canario, las ciudades autónomas y Extremadura el gasto es inferior a 150€. En el caso de Andalucía, donde se sitúa el proyecto, el gasto es de aproximadamente 200€. (Epdata, 2022)



Gráfica 3. Gasto en I+D por habitante en las diferentes Comunidades Autónomas. Fuente: Epdata

2.3 OBJETIVO 13. ACCIÓN POR EL CLIMA

Durante las últimas décadas, se ha producido un aumento de la temperatura media de la Tierra a nivel global. Prueba de ello es el año 2019, considerado como el segundo año más caluroso de todos los tiempos, además de marcar el fin de la década más calurosa jamás registrada por el ser humano. (Naciones Unidas, s.f.)

Este cambio climático afecta a todos los países, mientras que aquellos costeros se ven afectados por el crecimiento del nivel del mar, otros pueden ser golpeados por fenómenos extremos, como pueden ser grandes nevadas o sequías sin precedentes.

Si bien es cierto que estas emisiones se redujeron en un 6% en el año 2020, esto es solamente un espejismo ocasionado por la pandemia y todas las restricciones de libre circulación que se adoptaron como medida. Una vez que se recuperen los niveles industriales previos a ese año, las emisiones volverán a sus valores habituales y crecientes.

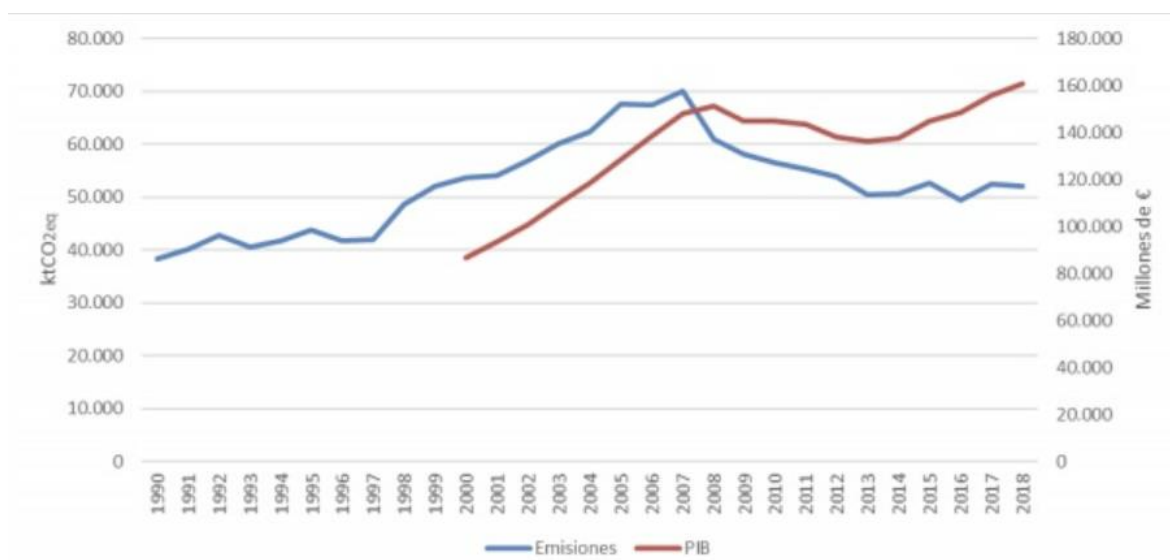
Para contrarrestar este aumento, se aprobó en el año 2015 el Acuerdo de París, fijando un aumento de temperatura máximo para finales de siglo de 2°C, con respecto a niveles preindustriales.

Algunos datos destacables con respecto al Cambio Climático son (Naciones Unidas, s.f.):

- La temperatura media global de la Tierra ha aumentado 0,85°C entre 1880 y 2012.
- Entre los años 1901 y 2010, se ha producido un aumento del nivel del mar de 19 cm. Al mismo tiempo que se ha provocado una pérdida de 1,07 millones de km² por decenio desde 1979.
- Desde 1990 las emisiones de CO₂ han aumentado un 50%, mientras que en la década entre el año 2000 y 2010 el incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero ha sido superior al de las tres décadas anteriores.

Realizando este análisis de emisiones de CO₂ en Andalucía, lugar en el que se realizará el proyecto, se pueden diferenciar tres distintas etapas desde 1990 (Junta de Andalucía, s.f.):

- Desde 1990 hasta 2007, se produce un aumento de emisiones paralelo al desarrollo económico de la región.
- Desde 2007 hasta 2012, con motivo de la recesión económica que sufre el país, se produce una reducción de las emisiones en consonancia con la disminución del PIB de la Comunidad Autónoma.
- Entre 2013 y 2018 se produce una estabilización de las emisiones en torno a las 50000 ktCO₂ mientras existe un crecimiento económico en la región.



Gráfica 4. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero y el PIB de Andalucía entre 1990 y 2018. Fuente: Junta de Andalucía

Capítulo 3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

3.1 OBJETO

En este anexo se muestra el procedimiento utilizado para los diferentes cálculos eléctricos de la planta solar fotovoltaica, desde los cálculos de generación de energía realizados con la herramienta PVSyst hasta los cálculos del cableado de media baja tensión.

3.2 DIMENSIONAMIENTO DEL PARQUE SOLAR

El dimensionamiento de la planta solar fotovoltaica ha sido realizado para la potencia pico de la misma (57 MWp), además de haberse tenido en cuenta las características de los equipos empleados:

Tabla 7. Características del panel a utilizar en la PSF

PANEL SOLAR	
Fabricante	Trina Solar
Modelo	TSM-DEG18MC-20-(II)-500
Potencia pico	500 Wp
Tensión en el punto de máxima potencia	43,4 V
Corriente en el punto de máxima potencia	11,52 A
Corriente de cortocircuito	12,13 A
Tensión a circuito abierto	51,5 V

Tabla 8. Características del inversor a utilizar en la PSF

INVERSOR	
Fabricante	Siemens
Modelo	Sinacon PV4800
Potencia nominal	4800 kVA
Voltaje FV máximo absoluto	1500 V
Rango de tensión MPP	962 V - 1500 V
Máxima corriente de entrada	6400 A
Máxima corriente de cortocircuito en DC	7000 A

Para calcular el número de paneles por string (rama), primero se debe obtener la tensión a la entrada del inversor. Para calcularla, se utiliza la media del rango de tensión de máxima potencia:

$$Tensión\ entrada\ inversor = \frac{962 + 1500}{2} = 1.231\ V$$

Una vez obtenida, el número de paneles que se van a situar por rama se calcula dividiendo este último número por la tensión en el punto de máxima potencia del panel:

$$Número\ de\ paneles\ por\ string = \frac{1231}{43,4} = 28,36\ \frac{paneles}{rama} \approx 29\ \frac{paneles}{rama}$$

Una vez calculado el número de paneles, se debe comprobar que en una string no se superan los 1.500 V establecidos como tensión máxima a la entrada cuando trabajan a circuito abierto:

$$Tensión\ máxima = 29\ \frac{paneles}{rama} \cdot 51,5\ V = 1460,75\ V < 1.500\ V$$

De esta manera, se ha comprobado que las ramas pueden estar formadas hasta de 29 paneles, sin embargo, la configuración implantada es de 26, ya que es la recomendada por PVSyst tras sus cálculos de optimización.

Por lo tanto, la potencia por rama con la configuración de 26 paneles establecida es:

$$Potencia\ rama = 26 \frac{paneles}{rama} \cdot 500\ W_p = 13.000\ W_p$$

Una vez calculada la potencia instalada por rama, se calcula el número de inversores necesarios. Para ello se necesita el ratio de la planta (en este caso se ha visto ya que el ratio óptimo es 1,2 tras las simulaciones con la herramienta) y la potencia de la planta estimada, que es 57 MW. A partir de estos dos datos, se calcula el número de inversores:

$$Número\ de\ inversores = \frac{57.000\ kW}{1,2 \cdot 4.800\ kVA/inversor} = 10\ inversores$$

Definido el número de inversores, se puede obtener el número de paneles y ramas a utilizar, además del número de ramas destinadas a cada inversor:

$$Número\ de\ paneles = \frac{10\ inversores \cdot 4.800\ kVA/inversor \cdot 1,2}{0,5\ kW_p/módulo} = 115.206\ paneles$$

$$Número\ de\ ramas = \frac{115.206\ paneles}{26\ paneles/rama} = 4431\ ramas$$

Por lo tanto, si hay 10 inversores:

$$Número\ de\ strings\ por\ inversor = \frac{4431\ ramas}{10\ inversores} = 443,1 \approx 444\ ramas/inversor$$

Una vez definida la configuración, se tiene que comprobar que los límites de intensidad de los inversores tanto en el punto de máxima potencia como en cortocircuito son inferiores a los límites:

$$I_{entrada\ inversor\ MPP} = 444\ ramas/inversor \cdot 11,52\ A = 5.114,9\ A < 6.400\ A$$

$$I_{entrada\ inversor\ CC} = 444\ ramas/inversor \cdot 12,13\ A = 5.385,7\ A < 6.400\ A$$

3.3 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO DE BT

A continuación, se muestra el proceso seguido para el diseño del cableado de la instalación de BT, el modelo a utilizar, su modo de conexión y la sección a emplear.

El dimensionamiento se realizará a partir de dos criterios; máxima intensidad admisible y máxima caída de tensión. Además, para el cableado que interconecta las cajas de continua con los inversores, se halla el mínimo calibre de fusible a ser instalado en la planta solar fotovoltaica. Estos criterios siguen la normativa asociada al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), y las tablas utilizadas para los cálculos, que se encuentran en la ITC-BT-07 “Redes Subterráneas BT”.

El cable seleccionado para la conexión en corriente continua entre las cajas de continua e inversores y la conexión en corriente alterna desde el inversor al transformador es el mismo, de aluminio y aislamiento XLPE, AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S). Los conductores van a ser enterrados en tubos, con la configuración D.

A continuación, se explican con detenimiento los dos criterios de selección de conductores, que deberá de ser aquella que cumpla con el criterio de una caída de tensión máxima del 1,5% tanto en corriente alterna como continua.

3.3.1 CRITERIO 1. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BT

La intensidad máxima admisible será aquella que puede circular de manera permanente por el cable sin causar daño alguno en él, a raíz del calentamiento que ocurre si la intensidad que circula por el conductor es mayor a la permitida.

Para el caso de los cables que unen las cajas de continua con el inversor, según la ITC-BT-40 “Instalaciones Generadoras de BT”, los cables de interconexión en una instalación solar fotovoltaica deben dimensionarse para una intensidad superior o igual al 125% de la máxima del generador de energía.

La máxima intensidad que puede ser generada (si se produce algún fallo) es la de cortocircuito, por lo que se dimensionará el cableado para ésta.

Por lo tanto, para cumplir con los requisitos de la Instrucción Técnica Complementaria, habrá que asegurarse que se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_{z \text{ corregida}}$$

$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc}$$

$$I_{z \text{ corregida}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot I_z$$

Siendo:

- I_b : Intensidad máxima del generador de energía (A)
- $I_{z \text{ corregida}}$: Intensidad máxima admisible del cable corregida (A)
- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito del módulo (A)
- K_1 : Factor de corrección por temperatura
- K_2 : Factor de corrección por resistividad térmica del terreno
- K_3 : Factor de corrección por profundidad del soterramiento
- K_4 : Factor de corrección por agrupación

Para los cables de baja tensión de corriente alterna, no existe el margen del 25% existente, y, simplemente, la intensidad máxima admisible del cable corregida debe ser superior a la máxima que existirá a la salida del inversor.

Los cuatro factores considerados que corregirán la intensidad calculada y la intensidad máxima admisible del cable se encuentran en la ITC-BT-07, siendo las tablas incluidas en el Capítulo 4. ITC-BT-07.

Para la conexión en corriente continua, los cables escogidos son de 240 mm² en todas ellas, de aislamiento XLPE y enterrados bajo tubo, según el tipo de instalación D.

Para la conexión en corriente alterna, debido a la alta intensidad existente, se necesitan once cables de 630 mm² para que pueda circular la elevada intensidad máxima del transformador. Este cableado también se realiza con cables de aluminio de aislamiento XLPE y enterrados bajo tubo, según el tipo de instalación D.

3.3.2 CRITERIO 2. MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN BT

La caída de tensión entre el origen y el final de un cable que se produce cuando pasa una intensidad por ellos es debida a la resistencia y reactancia de estos.

Para calcular la caída de tensión (que en una instalación fotovoltaica no debe superar el 1,5%), la fórmula varía en función de si la corriente que circula por el cable es continua o alterna.

En el caso de ser corriente continua, la fórmula que se utiliza es:

$$\Delta U = 2 \cdot I_n \cdot L \cdot \frac{R}{1000}$$

Siendo:

- I_n : Intensidad nominal que circula por el cable (A)
- L : Longitud total del cable (m)
- R : Resistencia del cableado (Ω/km)

Sin embargo, para corriente alterna, la utilizada es esta otra:

$$\Delta U (V) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_b \cdot L \cdot (R_c \cdot \cos\varphi + X_c \cdot \sin\varphi)}{1000}$$

Siendo:

- I_b : Intensidad del bloque de generación (A)
- L : Longitud del cable (m)
- R_c : Resistencia del conductor (Ω/km)

- X_c : Reactancia del conductor (Ω/km)

Por otra parte, a mayor intensidad circulando por el cable, mayor es su temperatura. Además, la resistencia de un cable no es constante, sino que varía con la temperatura, por lo que es necesaria la aplicación de las siguientes dos fórmulas:

$$T = T_{amb} + (T_{m\acute{a}x} - T_{amb}) \cdot \left(\frac{I_b}{I_{m\acute{a}x}}\right)^2$$

$$R_t = R_{20^\circ\text{C}} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20))$$

Siendo:

- T: Temperatura del cable ($^\circ\text{C}$)
- T_{amb} : Temperatura del terreno ($^\circ\text{C}$). Se considera una máxima de 30°C
- $T_{m\acute{a}x}$: Temperatura máxima del cable ($^\circ\text{C}$). Para XLPE es 90°C
- I_b : Intensidad del bloque de generación (A)
- $I_{m\acute{a}x}$: Intensidad máxima del cable (A)
- R_t : Resistencia del cable a la temperatura de trabajo (Ω/km)
- $R_{20^\circ\text{C}}$: Resistencia del cable a 20°C
- α : Coeficiente de temperatura. Para el aluminio, es 0,00403

Los valores de resistencia del cable seleccionado para 20°C son:

Tabla 9. Resistencias a 20°C del cableado seleccionado en función de su sección

Sección (mm ²)	Resistencia a 20°C (Ω/km)
70	0,443
95	0,32
120	0,253
150	0,206
185	0,164
240	0,125
300	0,1
400	0,0778
500	0,0605
630	0,0469

Sin embargo, el valor calculado a partir de las tres fórmulas descritas es en voltios, mientras que la norma habla de porcentajes, por lo que para comparar de una manera más sencilla el resultado obtenido con el límite superior de la instalación (1,5%), se utiliza la siguiente fórmula:

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U (V)}{U_n} \cdot 100$$

Siendo:

- ΔU : Caída de tensión (V)
- U_n : Tensión nominal (V)

3.3.3 PROTECCIÓN DEL SISTEMA DE CONTINUA DE BAJA TENSIÓN

Una vez calculado el cableado de BT de corriente continua, se calcula el sistema de protecciones necesario para que, cuando el sistema opere dentro de sus límites, el suministro sea asegurado.

En el caso de la protección contra sobreintensidades, se van a utilizar fusibles los cuales deben cumplir las siguientes dos características:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1,45 \cdot I_z \geq 1,45 \cdot I_n$$

Siendo:

- I_b : Intensidad máxima del generador solar fotovoltaico corregida (A)
- I_n : Intensidad nominal del fusible (A)
- I_z : Intensidad máxima del cable (A)

La intensidad nominal del calibre seleccionado será de 250A, empleándose un fusible gPV, destinado a proteger instalaciones solares fotovoltaicas.

3.4 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO DE MT

En este apartado, se diseñará el cableado de la instalación de MT, el modelo a utilizar, su modo de conexión y sección a emplear.

El dimensionamiento de los cables se realizará a partir de tres criterios: máxima intensidad admisible, máxima caída de tensión y corriente de cortocircuito. Para el oportuno cálculo del cableado, se han seguido las pautas y tablas mostradas en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT-06 “Líneas Subterráneas con Cables Aislados”.

Los cables seleccionados son de aluminio y aislamiento XLPE, de Prysmian Group, el modelo AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL. Estos conductores van a ser instalados directamente enterrados, con la configuración D.

3.4.1 CRITERIO 1. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE MT

La intensidad máxima admisible será aquella que puede circular de manera permanente por el cable sin causar daño alguno en él, a raíz del calentamiento que ocurre si la intensidad que circula por el conductor es mayor a la permitida.

Para asegurar la inexistencia de daños en régimen permanente, se debe cumplir el siguiente requisito:

$$\frac{I_b}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4} \leq I_{\text{máx cable}}$$

Siendo:

- I_b : Intensidad del bloque de generación (A)
- K_1 : Factor de corrección por temperatura
- K_2 : Factor de corrección por resistividad térmica del terreno
- K_3 : Factor de corrección por profundidad del soterramiento
- K_4 : Factor de corrección por agrupación
- $I_{\text{máx cable}}$: Intensidad máxima admisible por el cable (A)

El primer paso para calcular la intensidad del bloque de generación es saber cuantos bloques de generación hay. Al existir un transformador por cada dos inversores, existen 5 bloques de generación fotovoltaicos, compuestos por un transformador y dos inversores, a los cuales, les llega la energía producida por 11.520 paneles fotovoltaicos.

Una vez definidos, se puede calcular la intensidad que aportará cada bloque de generación, a partir de la siguiente fórmula:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

Siendo:

- P = Potencia nominal de dos inversores
- U = Tensión en el lado de MT (30kV)
- Cos ϕ = Factor de potencia (0,9)

Como la intensidad nominal del interruptor de la cabina de MT de la subestación de cada línea de generación es de 400 A, se determina que el número de bloques por línea de generación es uno, por lo que se tendrán 5 líneas de generación de solamente un bloque cada una.

Al no existir más de un bloque por línea, la configuración de todas las celdas será la misma, 0L + 1P.

Los cuatro factores considerados que corregirán la intensidad calculada y la intensidad máxima admisible del cable se encuentran en la ITC-LAT-06, siendo las tablas incluidas en el Capítulo 5. ITC-LAT-06

Se decide optar por cables de 95 mm² en todas ellas, de aislamiento XLPE y directamente enterrados, según el tipo de instalación D1.

3.4.2 CRITERIO 2. MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN MT

La resistencia al paso de la corriente eléctrica provoca una caída de tensión en los cables entre su origen y su fin.

En esta instalación solar fotovoltaica, se establece un límite máximo del 1,5% para decidir si la caída de tensión es asumible o no. Para calcularla, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\Delta U (V) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_b \cdot L \cdot (R_c \cdot \cos\varphi + X_c \cdot \sin\varphi)}{1000}$$

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U (V)}{U_n} \cdot 100$$

Siendo:

- I_b : Intensidad del bloque de generación (A)
- L : Longitud del cable (m)
- R_c : Resistencia del conductor (Ω/km)
- X_c : Reactancia del conductor (Ω/km)
- ΔU : Caída de tensión (V)
- U_n : Tensión nominal (V)

El valor de la resistencia del conductor depende de su temperatura. Para calcular la temperatura de trabajo del cable, se utiliza la siguiente fórmula:

$$T = T_{amb} + (T_{m\acute{a}x} - T_{amb}) \cdot \left(\frac{I_b}{I_{m\acute{a}x}}\right)^2$$

Siendo:

- T : Temperatura del cable ($^{\circ}\text{C}$)
- T_{amb} : Temperatura del terreno ($^{\circ}\text{C}$). Se considera una máxima de 30°C
- $T_{m\acute{a}x}$: Temperatura máxima del cable ($^{\circ}\text{C}$). Para XLPE es 90°C
- I_b : Intensidad del bloque de generación (A)

- $I_{\text{máx}}$: Intensidad máxima del cable (A)

Una vez obtenido este valor, que será mayor cuanto más cerca se encuentre del límite máximo de intensidad del cable, es posible calcular su resistencia:

$$R_t = R_{20^\circ\text{C}} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20))$$

Siendo:

- R_t : Resistencia del cable a la temperatura de trabajo (Ω/km)
- $R_{20^\circ\text{C}}$: Resistencia del cable a 20°C
- α : Coeficiente de temperatura. Para el aluminio, es 0,00403
- T : Temperatura del cable ($^\circ\text{C}$)

Los valores de la resistencia del cable a 20°C y su reactancia vienen en la hoja de datos del mismo, siendo estos:

Tabla 10. Resistencia y reactancia del cable en función de su sección

Sección (mm ²)	Resistencia a 20°C (Ω/km)	Reactancia (Ω/km)
95	0,32	0,132
150	0,206	0,123
240	0,125	0,114
400	0,078	0,106

Una vez establecidos los valores, se calcula la caída de tensión del cable, siendo esta menor del 1,5% en todos los casos.

3.4.3 CRITERIO 3. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO MT

El último criterio establecido en la ITC-LAT-06 para el dimensionamiento del cableado eléctrico se encuentra relacionado con el cortocircuito, un aumento brusco de la intensidad que provoca desde un deterioro en los aislantes hasta incendios.

En esta Instrucción Técnica Complementaria, se indican unas densidades de corriente máximas admisibles de la corriente de cortocircuito, en función del material del conductor y de la duración del cortocircuito.

Como los conductores son de aluminio, se adjunta la tabla solo referente a este material.

Tabla 11. Densidades de corriente máximas admisibles en A/mm² para conductores de aluminio

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 kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

A partir de esta tabla, se puede calcular la intensidad máxima de cortocircuito del cable, a partir de la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}} \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_s + \beta}\right)}}$$

Siendo:

K: Densidad de corriente de cortocircuito máxima admisible en los conductores en función de los tiempos de duración del cortocircuito

S: Sección del conductor (mm²)

t_{cc}: Duración del cortocircuito (s)

θ_{cc} : Temperatura máxima en cortocircuito (°C)

θ_i : Temperatura de trabajo ($^{\circ}\text{C}$)

θ_s : Temperatura máxima en régimen permanente del cable ($^{\circ}\text{C}$)

β : Constante. Su valor es de 228 si el material del conductor es aluminio

Una vez calculada, se comprueba que esta es superior a la máxima de la instalación, permitida por el transformador en el lado de media tensión:

$$I_{cc} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \leq I_{cc\text{máxcable}}$$

Siendo:

S: Potencia del transformador (kVA)

U: Tensión del transformador (V)

Siguiendo los tres criterios establecidos se comprueba que la elección de cables de 95mm^2 es la adecuada, ya que no se sobrepasa ninguno de los tres límites establecidos. Si bien es cierto que la homogeneidad en el cableado es la solución que sale mediante los cálculos, siempre es recomendable que exista para minimizar el riesgo de fallos a la hora de la operación y el mantenimiento de la planta por parte de los operarios.

3.5 PUESTA A TIERRA

Las puestas a tierra de una instalación se establecen principalmente con el objetivo de limitar la tensión que se podría presentar en un momento dado en las masas metálicas que la componen con respecto a tierra. De esta manera, se puede asegurar la actuación de las protecciones que la componen y se elimina el riesgo que se genera al existir una avería en los materiales eléctricos de la instalación.

La puesta a tierra se puede definir como la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o una parte conductora que no pertenece al mismo con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo a través de una toma de tierra.

Con la instalación de la puesta a tierra, se consigue que ni en la instalación ni en sus inmediaciones aparezcan diferencias de potencial peligrosas, peor permitiéndose el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

Haciendo uso de la ITC-BT-18, “Puesta a Tierra”, se va a considerar un valor de resistencia de tierra tal para no llega a tensiones de contacto superiores a 24V.

Para calcular la resistencia de puesta a tierra, se utiliza la siguiente fórmula:

$$R_a \cdot I_d < 24 \text{ V}$$

Siendo:

R_a : Resistencia a tierra de la instalación receptora (Ω)

I_d : Sensibilidad del diferencial (A). Se toma el valor de 300 mA.

Por lo tanto, se obtiene el siguiente valor de R_a :

$$R_a < \frac{24}{0,3} ; R_a < 80 \Omega$$

Por otra parte, el valor de la resistencia de puesta a tierra se obtiene a partir de la siguiente ecuación (en función de la configuración escogida):

$$R_a = k_r \cdot \rho$$

Siendo:

k_r : Coeficiente de resistencia de puesta a tierra

ρ : Resistividad del terreno. Al ser pizarra, se estima un valor de 300 $\Omega \cdot \text{m}$

- **Puesta a tierra del generador fotovoltaico**

Para la puesta a tierra del conjunto generador de la instalación se implantará un electrodo sin picas y un conductor de tierra de cobre enterrado y desnudo de 50 mm² de sección, situado a 0,5 m de profundidad.

Utilizando las fórmulas anteriores se comprueba que el valor de la resistencia del electrodo de puesta a tierra es de 30,6 Ω, valor muy inferior a la condición límite impuesta anteriormente de 80 Ω.

Tabla 12. Puesta a tierra del generador fotovoltaico

Configuración	Código	Longitud de la pica (m)	Dimensiones del rectángulo	Kr	R (Ω)
Sin picas	60-40/5	-	6x4 (m)	0,102	30,6

- **Puesta a tierra de los centros de transformación y de la SET**

En los centros de transformación se distingue entre dos sistemas de puesta a tierra diferentes, la puesta a tierra de protección, y la de servicio (ambos independientes al resto de la instalación).

Para la **puesta a tierra de servicio**, se conectan a tierra los elementos de la instalación necesarios, como el neutro de los transformadores, el de los alternadores o los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida o protección.

Esta conexión a tierra del neutro de baja tensión se realiza a través de cables unipolares de cobre, enterrados y desnudos, de 50 mm².

El electrodo utilizado en este caso es una pica vertical, cuya resistencia se calcula a partir de la siguiente fórmula:

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

Siendo:

ρ : Resistividad del terreno. Al ser pizarra, se estima un valor de $300 \Omega \cdot m$

L: Longitud de la pica

Al igual que en el caso anterior, la resistencia límite es de 80Ω , por lo tanto, el valor mínimo de longitud de la pica es 4 m, obteniéndose así una resistencia de puesta a tierra de servicio de 75Ω .

En cuanto a la **puesta a tierra de protección**, que es aquella que conecta a tierra las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente pero que pueden estarlo a consecuencia de averías, accidentes o descargas atmosféricas.

Para esta protección, se usará un electrodo compuesto por 2 picas en hilera unidas por un conductor de cobre enterrado y desnudo a 0,5 metros de profundidad y de 50 mm^2 de sección.

Tabla 13. Puesta a tierra de protección de los centros de transformación, SET y centros de seccionamiento

Configuración	Código	Kr	R (Ω)
Picas en hilera unidas por un conductor horizontal Separación entre picas: 6m Longitud de la pica: 4m	5/84	0,0311	9,33

Como esta parte de la instalación va a estar sometida a tensiones de forma continuada, según la ITC-RAT-13, se debe comprobar que existen unos valores admisibles de tensión de paso y contacto aplicadas máximos en aquellos puntos en los que las personas puedan circular y permanecer.

La **tensión de paso** aquella diferencia de potencial entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso (1 metro), en la dirección del gradiente de potencial máximo, entonces, la **tensión de paso aplicada (U_{pa})** es la que resulta

directamente aplicada entre los pies de un hombre. Se tienen en cuenta las resistencias que intervienen en el circuito y la del cuerpo humano se estima de 1000Ω .

Por su parte, la **tensión de contacto** se define como la diferencia de potencial entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro, en la dirección del gradiente de potencial máximo. Mientras tanto, la **tensión de contacto aplicada (U_{ca})** es la parte de la tensión de contacto que resulta directamente aplicada entre dos puntos del cuerpo humano. Se tienen en cuenta las resistencias que intervienen en el circuito y la del cuerpo humano se estima de 1000Ω .

Los valores máximos admisibles de tensión de contacto aplicada (U_{ca}) varían en función de la duración de la corriente de falta:

Tabla 14. Tensión de contacto aplicada admisible en función de la corriente de falta. Fuente: ITC-RAT-13

Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

En cuanto a los valores máximos admisibles de tensión de paso aplicada, se definen como diez veces el valor máximo admisible de la tensión de contacto aplicada. $U_{pa} = U_{ca} \cdot 10$

Para este proyecto, se considera un tiempo de actuación de las protecciones de 0,5 segundos; por lo que se definen unos valores máximos de U_{ca} y U_{pa} , respectivamente, de 204 V y 2040 V.

Una vez establecidos estos valores, se determinan los máximos valores de la tensión de contacto y de paso a partir de las siguientes fórmulas:

$$U_c (V) = U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{1000 + 1,5 \cdot \rho_{sup.aparente}}{1000} \right) = 1.039,8 V$$

Siendo:

ρ : La resistividad del suelo cerca de la superficie.

$$U_{paso\ terreno} (V) = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{4000 + 6 \cdot \rho}{1000} \right) = 13.872 V$$

$$U_{paso\ acera-terreno} (V) = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{4000 + 3 \cdot \rho + 3 \cdot \rho_{sup.aparente}}{1000} \right) = 24.671,9 V$$

$\rho_{sup.aparente}$: Es el producto de la resistividad de la capa de terreno adicional por un coeficiente reductor.

$$\rho_{sup.aparente} (\Omega \cdot m) = \rho_s \cdot \left(1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \rho/\rho_s}{2 \cdot h_s + 0,106} \right) \right) = 2.064,7 \Omega \cdot m$$

Siendo:

h_s : Espesor de la capa superficial (m)

Se decide provisionar los centros de transformación y seccionamiento de una acera equipotencial de 10 cm de espesor de hormigón, de resistividad $3000 \Omega \cdot m$. De esta manera, la tensión de contacto deja de ser un problema.

En cuanto a la tensión de paso, se puede calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$U'_p = k_p \cdot \rho \cdot I_E$$

Siendo:

k_p : Coeficiente de tensión de paso del electrodo seleccionado

I_E : Intensidad de defecto a tierra que circula por el electrodo (10.000A)

Una vez definidos los límites a partir de las anteriores fórmulas, se calcula U'_p :

Tabla 15. Comprobación de la puesta a tierra seleccionada

Configuración	Código	K_p	U'_p (V)
Picas en hilera unidas por un conductor horizontal Separación entre picas: 6m Longitud de la pica: 4m	5/84	0,00432	12960

Capítulo 4. ITC-BT-07

4.1 OBJETO

En este anexo se recogen las tablas utilizadas para el dimensionamiento del cableado de baja tensión, correspondientes a la norma ITC-BT-07.

4.2 DOCUMENTACIÓN UTILIZADA

Las tablas que van a ser utilizadas en este proyecto son:

- Tablas de intensidades máximas admisibles:
 - Tabla C-52-1 bis y Tabla C-52-2 bis. Muestran las intensidades máximas admisibles para cables no enterrados (T^a amb. 40°C en el aire) y enterrados (resistividad térmica del terreno: 2,5 K·m/W, temperatura del terreno: 25°C, profundidad de la instalación: 0,70 m)
- Corrección por temperatura:
 - Tabla A.1 y Tabla A.52-D2. Muestran los factores de corrección para temperaturas ambientales distintas a 40°C en el aire y para temperaturas del terreno diferentes de 25°C, respectivamente.
- Corrección por resistividad térmica:
 - Tabla A.52-D3. Muestra los factores de corrección por valores de resistividad térmica del terreno diferentes de 2,5 K·m/W, para cables enterrados.
- Corrección por agrupación:
 - Tabla C.52.3 y Tabla B.52.19. Muestra los factores de corrección por agrupación en función del número de circuitos o cables multiconductores y la disposición de los cables contiguos y el factor de agrupación para cables enterrados, en función de la distancia entre conductos y el número de cables.

Tabla 16. ITC-BT-07 Tabla C-52-1 bis. Intensidad admisible (A) para cables no enterrados. T° amb. 40°C en el aire.

Método de instalación		Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
A1			3x PVC	2x PVC					3x XLPE		2x XLPE								
A2		3x PVC	2x PVC				3x XLPE		2x XLPE										
B1						3x PVC		2x PVC					3x XLPE				2x XLPE		
B2					3x PVC	2x PVC				3x XLPE			2x XLPE						
C								3x PVC				2x PVC			3x XLPE			2x XLPE	
E									3x PVC				2x PVC				3x XLPE		2x XLPE
F											3x PVC					2x PVC		3x XLPE	2x XLPE
mm²		2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Cobre (no enterrado)	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	—
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	—
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	—
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	—
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	—
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	—
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	—	—	—	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	—	—	—	116	121	122	128	133	139	145	151	156	162	167	174	188	204	220
	70	—	—	—	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	—	—	—	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	—	—	—	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	—	—	—	—	—	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	—	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	—	—	—	—	—	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
Aluminio (no enterrado)	2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	—
	4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	—
	6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	—
	10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	—
	16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	—
	25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
	35	—	—	—	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
	50	—	—	—	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
	70	—	—	—	115	121	121	127	130	136	139	145	151	156	162	170	180	192	215
	95	—	—	—	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
	120	—	—	—	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
	150	—	—	—	—	—	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353
	185	—	—	—	—	—	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406
	240	—	—	—	—	—	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482

Tabla 17. ITC-BT-07 Tabla C-52-2 bis. Intensidad admisible (A) para cables enterrados. T° amb. 25°C en el terreno.

Método de instalación		Sección mm²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
			2PVC	3PVC	2XLPE	3XLPE
D1/D2	Cobre (enterrado)	1,5	20	17	24	21
		2,5	27	22	32	27
		4	36	29	42	35
		6	44	37	53	44
		10	59	49	70	58
		16	76	63	91	75
		25	98	81	116	96
		35	118	97	140	117
		50	140	115	166	138
		70	173	143	204	170
		95	205	170	241	202
		120	233	192	275	230
		150	264	218	311	260
		185	296	245	348	291
		240	342	282	402	336
		300	387	319	455	380
	Aluminio (enterrado)	mm²	2PVC	3PVC	2XLPE	3XLPE
		2,5	20	17,5	24	21
		4	27	22	32	27
		6	34	28	40	34
		10	45	38	53	45
		16	58	49	70	58
		25	76	62	89	74
		35	91	76	107	90
		50	107	89	126	107
		70	133	111	156	132
		95	157	131	185	157
		120	179	149	211	178
		150	202	169	239	201
		185	228	190	267	226
		240	263	218	309	261
		300	297	247	349	295

Tabla 18. ITC-BT-07 Tabla A.1. Factores de corrección por temperatura para cables no enterrados

Aislamiento	Temperatura ambiente (°C)									
	10	15	20	25	30	35	45	50	55	60
PVC	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	0,91	0,82	0,7	0,57
XLPE o EPR	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	0,96	0,9	0,83	0,78

Tabla 19. ITC-BT-07 Tabla A.52-D2. Factores de corrección por temperatura para cables enterrados

Aislamiento	Temperatura del terreno (°C)						
Temperatura	10	15	20	30	35	40	45
PVC	1,16	1,11	1,06	0,94	0,88	0,81	0,75
XLPE o EPR	1,11	1,08	1,05	0,97	0,93	0,86	0,83
Temperatura	50	55	60	65	70	75	80
PVC	0,66	0,58	0,47	-	-	-	-
XLPE o EPR	0,79	0,74	0,68	0,62	0,55	0,48	0,39

Tabla 20. ITC-BT-07 Tabla A.52-D3. Factores de corrección para una resistividad térmica del terreno diferente de 2,5 K·m/W

Resistividad térmica K · m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección para cables en conductos enterrados	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Factor de corrección para cables enterrados directamente	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Tabla 21. ITC-BT-07 Tabla A.7. Factor de corrección para diferentes profundidades de soterramiento

Profundidad (m)	Cables de 0,6/1kV. Profundidad tipo 0,7 m	
	Soterrado	En tubo
0,50	1,04	1,03
0,60	1,02	1,01
0,70	1	1
0,80	0,99	0,99
1,00	0,97	0,97
1,25	0,95	0,96
1,50	0,93	0,95
1,75	0,92	0,94
2,00	0,91	0,93
2,50	0,89	0,91
3,00	0,88	0,90

Tabla 22. ITC-BT-07 Tabla C.52.3. Factores de reducción para agrupamiento de varios circuitos

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	–	–	–
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	–	–	–
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	–	–	–
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	–	–	–

Tabla 23. ITC-BT-07 Tabla B.52.19. Factores de corrección para más de un circuito, cables multipolares en tubos individuales, enterrados

A) Cables multipolares en conductos individuales				
Número de cables	Distancia entre conductos ^a			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,78	0,88
9	0,52	0,73	0,77	0,87
10	0,49	0,72	0,76	0,86
11	0,47	0,70	0,75	0,86
12	0,45	0,69	0,74	0,85
13	0,44	0,68	0,73	0,85
14	0,42	0,68	0,72	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,71	0,83
17	0,38	0,65	0,70	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82

Capítulo 5. ITC-LAT-06

5.1 *OBJETO*

En este anexo se recogen las tablas utilizadas para el dimensionamiento del cableado de media tensión, correspondientes al Reglamento de Líneas de Alta Tensión:

5.2 *DOCUMENTACIÓN UTILIZADA*

Las tablas que van a ser utilizadas en este proyecto son:

- Tablas de intensidades máximas admisibles:
 - Tabla 6. Muestra las intensidades máximas admisibles en servicio permanente y con corriente alterna para conductores de aluminio unipolares aislados de hasta 18/30kV directamente enterrados.
- Corrección por temperatura:
 - Tabla 7. Muestra los factores de corrección para temperaturas del terreno diferentes de 25°C.
- Corrección por profundidad:
 - Tabla 11. Muestran los factores de corrección para profundidades de instalación distintas de 1m, tanto para cables directamente enterrados o en tubo.
- Corrección por resistividad térmica:
 - Tablas 8 y 9. Muestra los factores de corrección por valores de resistividad térmica del terreno diferentes de 1,5 K·m/W directamente soterrados y soterrados en tubos, además de las diferentes resistividades térmicas del terreno en función de su naturaleza

- Corrección por agrupación:
 - Tabla 21. Muestra los factores de corrección por agrupación de cables unipolares en función de la distancia entre ternos.

Tabla 24. ITC-LAT-06. Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30kV directamente enterrados

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Tabla 25. ITC-LAT-06. Tabla 7. Factores de corrección por temperatura para temperaturas del terreno distintas a 25°C

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

Tabla 26. ITC-LAT-06. Tabla 11. Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas a 1m

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

Tabla 27. ITC-LAT-06. Tabla 8. Factores de corrección para una resistividad térmica del terreno distinta de $1,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$

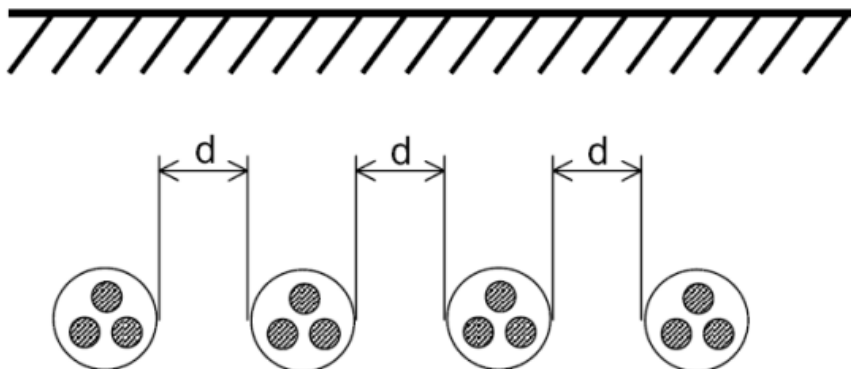
Tipo de instalación	Sección del conductor mm^2	Resistividad térmica del terreno, $\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27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

Tabla 28. ITC-LAT-06. Tabla 9. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad

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

Tabla 29. ITC-LAT-06. Tabla 10. Factores de corrección para distancia entre ternos o cables tripolares

		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	-	-	-	-	



Capítulo 6. RESULTADOS CÁLCULOS MT

Cableado			Corriente Continua		Corriente Alterna						Datos cableado				Criterio 1. Int. Máxima Admisible								Criterio 2. Máx. Caída de Tensión						Criterio 3. Máx. Icc			
Nombre	Inicio	Fin	Longitud (m)	Potencia (kW)	Frecuencia (Hz)	S (kVA)	cos ϕ	sin ϕ	P (kW)	Un(kV)	Ib (A)	Tipo de instalación	Circuitos por zanja	Profundidad (m)	Sección cable (mm2)	Imáx cable (A)	K1	K2	K3	K4	Ktotal	Icorregida (A)	Icable > Icorr?	Temp. Cable (°C)	R(Ω/km)	X(Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)	ΔU (%) < 1%?	Icc máx cable (kA)	Icc máx instalación (kA)	Iinst < Icable?
LG1	CT1	ST	650	9600	50	10667	0,9	0,44	9600	30	205,3	D1	1	0,8	95	190	0,96	1,18	1,03	1	1,17	175,9	OK	81,4	0,26	0,13	57,21	0,19	OK	18,46	6,12	OK
LG2	CT2	ST	700	9600	50	10667	0,9	0,44	9600	30	205,3	D1	1	1,25	95	190	0,96	1,18	0,98	1	1,11	184,9	OK	86,8	0,16	0,13	44,91	0,15	OK	18,09	6,12	OK
LG3	CT3	ST	250	9600	50	10667	0,9	0,44	9600	30	205,3	D1	1	1	95	190	0,96	1,18	1	1	1,13	181,2	OK	84,6	0,10	0,13	11,46	0,04	OK	18,24	6,12	OK
LG4	CT4	ST	700	9600	50	10667	0,9	0,44	9600	30	205,3	D1	1	1,25	95	190	0,96	1,18	0,98	1	1,11	184,9	OK	86,8	0,16	0,13	44,91	0,15	OK	18,09	6,12	OK
LG5	CT5	ST	650	9600	50	10667	0,9	0,44	9600	30	205,3	D1	1	0,8	95	190	0,96	1,18	1,03	1	1,17	175,9	OK	81,4	0,26	0,13	57,21	0,19	OK	18,46	6,12	OK

Capítulo 7. RESULTADOS CÁLCULOS BT

7.1 RESULTADOS CÁLCULOS INVERSOR – TRANSFORMADOR

Cable Inversor - Transformador																											
Características de la rama						Instalación y características cableado						Criterio 1. Máx Intensidad Admisible										Criterio 2. Máx. Caída de Tensión					
Comienzo	Fin	Ltot (m)	Pinv(kW)	Vn (V)	cos ϕ	sen ϕ	Instalación	Material	Aislante	Circuitos / Canalización	Separación circuitos (m)	Sección (mm2)	I máx cable (A)	I cálculo (A)	K1	K2	K3	K4	Ktotal	I máx corregida (A)	I máx >= I cálculo	T cable (°C)	R (Ω/km)	X (Ω-km)	ΔU (V)	ΔU (%)	ΔU (%) < 1,5%?
Inv1	Trafo1	50	4320	660	0,9	0,44	D	Al	XLPE	11	0,5	630	5060	4199	0,97	1,18	0,97	0,75	0,83	4213	OK	89,6	0,060	0	1,79	0,27%	OK
Inv2	Trafo1	50	4320	660	0,9	0,44	D	Al	XLPE	11	0,5	630	5060	4199	0,97	1,18	0,97	0,75	0,83	4213	OK	89,6	0,060	0	1,79	0,27%	OK
Inv3	Trafo2	50	4320	660	0,9	0,44	D	Al	XLPE	11	0,5	630	5060	4199	0,97	1,18	0,97	0,75	0,83	4213	OK	89,6	0,060	0	1,79	0,27%	OK
Inv4	Trafo2	50	4320	660	0,9	0,44	D	Al	XLPE	11	0,5	630	5060	4199	0,97	1,18	0,97	0,75	0,83	4213	OK	89,6	0,060	0	1,79	0,27%	OK
Inv5	Trafo3	50	4320	660	0,9	0,44	D	Al	XLPE	11	0,5	630	5060	4199	0,97	1,18	0,97	0,75	0,83	4213	OK	89,6	0,060	0	1,79	0,27%	OK
Inv6	Trafo3	50	4320	660	0,9	0,44	D	Al	XLPE	11	0,5	630	5060	4199	0,97	1,18	0,97	0,75	0,83	4213	OK	89,6	0,060	0	1,79	0,27%	OK
Inv7	Trafo4	50	4320	660	0,9	0,44	D	Al	XLPE	11	0,5	630	5060	4199	0,97	1,18	0,97	0,75	0,83	4213	OK	89,6	0,060	0	1,79	0,27%	OK
Inv8	Trafo4	50	4320	660	0,9	0,44	D	Al	XLPE	11	0,5	630	5060	4199	0,97	1,18	0,97	0,75	0,83	4213	OK	89,6	0,060	0	1,79	0,27%	OK
Inv9	Trafo5	50	4320	660	0,9	0,44	D	Al	XLPE	11	0,5	630	5060	4199	0,97	1,18	0,97	0,75	0,83	4213	OK	89,6	0,060	0	1,79	0,27%	OK
Inv10	Trafo5	50	4320	660	0,9	0,44	D	Al	XLPE	11	0,5	630	5060	4199	0,97	1,18	0,97	0,75	0,83	4213	OK	89,6	0,060	0	1,79	0,27%	OK

7.2 RESULTADOS CÁLCULOS CABLEADO CAJAS DE CONTINUA – INVERSOR

INVERSOR 1																											
Características de la rama							Instalación y características cableado						Criterio 1. Máx Intensidad Admisible								Criterio 2. Máx. Caída de Tensión					Protección cable	
Nº Ramas	CC	Ltot	Ppmp(kW)	Vpmp (V)	Isc (A)	Ib=1,25-Isc (A)	Instalación	Material	Aislante	Circuitos / Canalización	Separación circuitos (m)	Sección (mm2)	I máx cable (A)	K1	K2	K3	K4	Ktotal	Ib corregida (A)	I máx >= Ib?	T cable (°C)	R (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)	ΔU (%) < 1,5%?	Calibre	Ib < In < Iz?
12	1	296	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	16,2	1,44%	OK	250	OK
12	2	288	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	15,765	1,40%	OK	250	OK
12	3	280	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	15,327	1,36%	OK	250	OK
12	4	272	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	14,889	1,32%	OK	250	OK
12	5	264	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	14,451	1,28%	OK	250	OK
12	6	256	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	14,013	1,24%	OK	250	OK
12	7	248	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	13,575	1,20%	OK	250	OK
12	8	240	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	13,137	1,16%	OK	250	OK
12	9	232	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	12,699	1,13%	OK	250	OK
12	10	224	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	12,262	1,09%	OK	250	OK
12	11	216	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	11,824	1,05%	OK	250	OK
12	12	208	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	11,386	1,01%	OK	250	OK
12	13	200	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	10,948	0,97%	OK	250	OK
12	14	192	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	10,510	0,93%	OK	250	OK
12	15	184	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	10,072	0,89%	OK	250	OK
12	16	176	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	9,634	0,85%	OK	250	OK
12	17	168	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	9,196	0,81%	OK	250	OK
12	18	160	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	8,758	0,78%	OK	250	OK
12	19	152	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	8,320	0,74%	OK	250	OK
12	20	144	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	7,882	0,70%	OK	250	OK
12	21	136	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	7,445	0,66%	OK	250	OK
12	22	128	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	7,007	0,62%	OK	250	OK
12	23	120	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	6,569	0,58%	OK	250	OK
12	24	112	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	6,131	0,54%	OK	250	OK
12	25	104	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	5,693	0,50%	OK	250	OK
12	26	96	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	5,255	0,47%	OK	250	OK
12	27	88	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	4,817	0,43%	OK	250	OK
12	28	80	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	4,379	0,39%	OK	250	OK
12	29	72	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	3,941	0,35%	OK	250	OK
12	30	64	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	3,503	0,31%	OK	250	OK
12	31	56	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	3,065	0,27%	OK	250	OK
12	32	48	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	2,627	0,23%	OK	250	OK
12	33	40	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	2,190	0,19%	OK	250	OK
12	34	32	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	1,752	0,16%	OK	250	OK
12	35	24	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	1,314	0,12%	OK	250	OK
12	36	16	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	0,876	0,08%	OK	250	OK
12	37	8	156	1128,4	145,6	181,95	D1	Al	XLPE	3	0,25	240	307	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	192,8	OK	53,7	0,142	0,4	0,04%	OK	250	OK

Capítulo 8. SIMULACIÓN CON PVSYST



Version 7.1.1

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM_PSF_VILLALBA

Variant: ALTERNATIVA_SELECCIONADA_AÑO1

Trackers single array, with backtracking

System power: 57.60 MWp

PSFV VILLALBA DE ALCOR - España

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

| Author



PVsyst V7.1.1
Simulation date:
07/04/23 11:21
with v7.1.1

Project: TFM_PSF_VILLALBA

Variant: ALTERNATIVA_SELECCIONADA_AÑO1

Project summary

Geographical Site

PSFV VILLALBA DE ALCOR
España

Situation

Latitude 37.44 °N
Longitude -6.51 °W
Altitude 94 m
Time zone UTC

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

PSFV VILLALBA DE ALCOR
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 1

Trackers single array, with backtracking

PV Field Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 115206 units
Pnom total 57.60 MWp

Inverters

Nb. of units 10 units
Pnom total 48.00 MWac
Pnom ratio 1.200

Results summary

Produced Energy 124887 MWh/year Specific production 2168 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 84.64 %

Table of contents

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



PVsyst V7.1.1

Simulation date:
07/04/23 11:21
with v7.1.1

Project: TFM_PSF_VILLALBA
Variant: ALTERNATIVA_SELECCIONADA_AÑO1

General parameters

Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking	
PV Field Orientation		Backtracking strategy	
Orientation		Nb. of trackers	137 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Single array	
Axis azimuth	0 °	Sizes	
		Tracker Spacing	12.0 m
		Collector width	4.53 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	37.8 %
		Top inactive band	0.02 m
		Bottom inactive band	0.02 m
		Backtracking limit angle	
		Phi limits	+/- 67.5 °
Horizon		Near Shadings	
Average Height	1.1 °	Linear shadings	
Bifacial system		User's needs	
Model	2D Calculation unlimited trackers	Unlimited load (grid)	
Sizes			
Tracker Spacing	12.00 m		
Tracker width	4.57 m		
Backtracking limit angle	67.5 °		
GCR	38.1 %		
Axis height above ground	2.30 m		
Bifacial model definitions			
Ground albedo	0.15		
Bifaciality factor	69 %		
Rear shading factor	0.7 %		
Rear mismatch loss	7.0 %		
Module transparency	0.0 %		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-DEG18MC-20-(II)-500-Bifacial (Original PVsyst database)	Model	Sinacón PV4800 (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	500 Wp	Unit Nom. Power	4800 kWac
Number of PV modules	115206 units	Number of inverters	20 * MPPT 50% 10 units
Nominal (STC)	57.60 MWp	Total power	48000 kWac
Modules	4431 Strings x 26 in series	Operating voltage	962-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.20
Pmpp	53.42 MWp		
U mpp	988 V		
I mpp	54056 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	57603 kWp	Total power	48000 kWac
Total	115206 modules	Nb. of inverters	10 units
Module area	277655 m²	Pnom ratio	1.20



PVsyst V7.1.1

Simulation date:
07/04/23 11:21
with v7.1.1

Project: TFM_PSF_VILLALBA

Variant: ALTERNATIVA_SELECCIONADA_AÑO1

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module average degradation

Year no 1

Loss factor 0.46 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year

Vmp RMS dispersion 0 %/year

DC wiring losses

Global array res. 0.20 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=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

System losses

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 5.0 W/kW

0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 660 Vac tri

Loss Fraction 0.1 % at STC

Inverter: Sinacon PV4800

Wire section (10 Inv.) Alu 10 x 3 x 4000 mm²

Average wires length 12 m

MV line up to HV Transfo

MV Voltage 20 kV

Wires Alu 3 x 100000 mm²

Length 121100 m

Loss Fraction 0.6 % at STC

HV line up to Injection

HV line voltage 132 kV

Wires Alu 3 x 2000 mm²

Length 105600 m

Loss Fraction 0.6 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 20 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC (PNomac) 57704 kVA

Iron loss (24/24 Connexion) 115.41 kW

Loss Fraction 0.2 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.06 mΩ

Loss Fraction 0.8 % at STC



PVsyst V7.1.1
Simulation date:
07/04/23 11:21
with v7.1.1

Project: TFM_PSF_VILLALBA

Variant: ALTERNATIVA_SELECCIONADA_AÑO1

AC losses in transformers

HV transfo

Grid Voltage 132 kV

Transformer from Datasheets

Nominal power 55000 kVA
Iron loss 55.0 kVA
Loss Fraction 0.1 % of PNom
Copper loss 230.0 kVA
Loss Fraction 0.4 % of PNom

Operating losses at STC

Nominal power at STC (PNomac) 57704 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 55.00 kW
Loss Fraction 0.1 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 30.41 mΩ
Loss Fraction 0.4 % at STC



PVsyst V7.1.1
Simulation date:
07/04/23 11:21
with v7.1.1

Project: TFM_PSF_VILLALBA

Variant: ALTERNATIVA_SELECCIONADA_AÑO1

Horizon definition

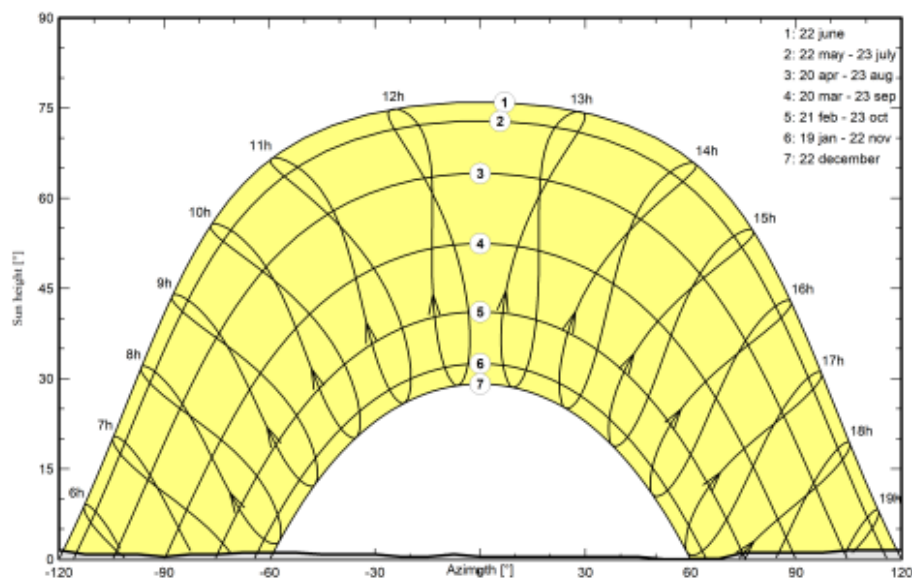
Average Height 1.1 * Albedo Factor 0.95
Diffuse Factor 0.98 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-165	-158	-150	-120	-113	-98	-90	-83	-75	-68	-53	-45	-30
Height [°]	2.3	2.3	1.9	1.5	1.5	0.8	0.8	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	0.8	0.8
Azimuth [°]	-23	-15	-8	0	45	53	68	75	98	105	150	158	165	180
Height [°]	0.4	0.4	0.8	0.4	0.4	0.0	0.0	1.1	1.1	1.5	1.5	1.9	2.3	2.3

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

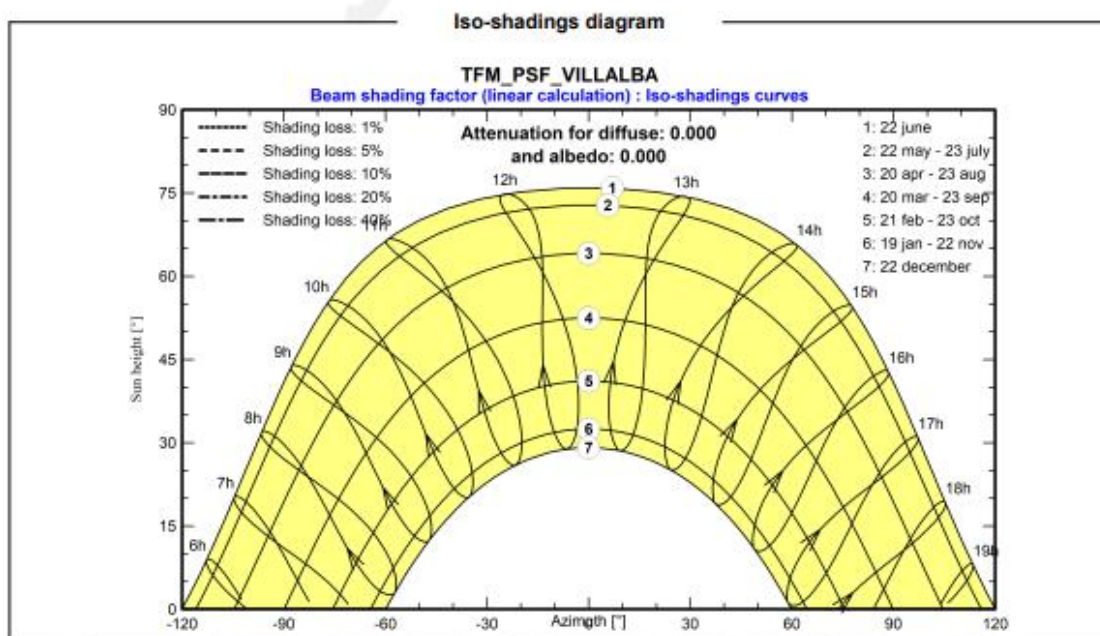
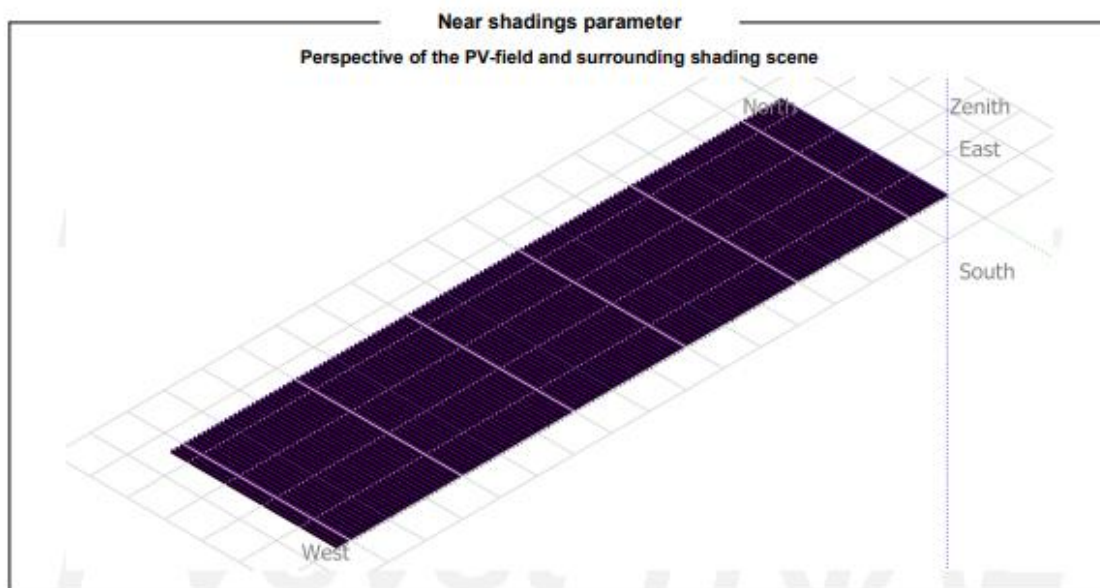
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°26'22", Long=-6°30'37", Alt=94m





PVsyst V7.1.1
Simulation date:
07/04/23 11:21
with v7.1.1

Project: TFM_PSF_VILLALBA
Variant: ALTERNATIVA_SELECCIONADA_AÑO1





PVsyst V7.1.1
Simulation date:
07/04/23 11:21
with v7.1.1

Project: TFM_PSF_VILLALBA
Variant: ALTERNATIVA_SELECCIONADA_AÑO1

Main results

System Production

Produced Energy

124887 MWh/year

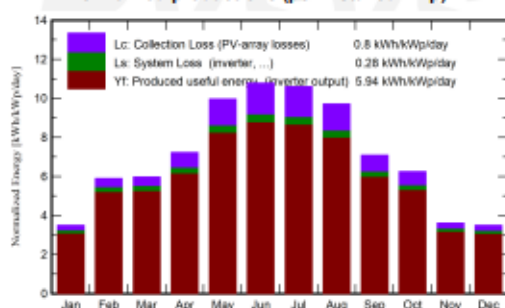
Specific production

2168 kWh/kWp/year

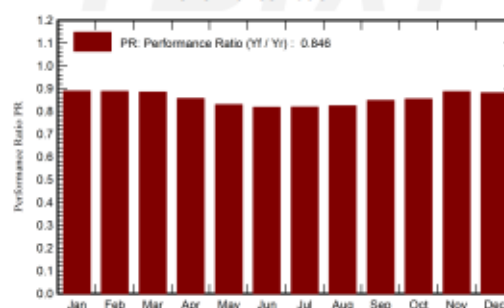
Performance Ratio PR

84.64 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	79.2	29.61	10.74	108.5	101.6	5851	5559	0.889
February	117.5	31.19	12.57	165.1	156.9	8840	8443	0.888
March	140.2	53.27	12.81	185.2	176.3	9894	9436	0.885
April	166.0	58.36	17.74	216.9	207.2	11205	10696	0.856
May	234.2	66.40	20.75	308.9	296.6	15443	14761	0.830
June	245.1	58.58	26.77	323.5	311.1	15925	15229	0.817
July	247.8	58.05	27.14	329.0	316.2	16212	15504	0.818
August	222.7	51.19	28.08	301.3	289.8	14970	14312	0.825
September	160.1	53.40	24.00	212.7	203.3	10869	10386	0.848
October	139.5	38.84	22.48	193.6	184.5	9968	9525	0.854
November	81.3	33.80	14.35	108.2	101.8	5814	5526	0.887
December	78.1	28.03	13.20	108.6	101.4	5796	5511	0.881
Year	1911.7	560.72	19.26	2561.6	2446.8	130786	124887	0.846

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

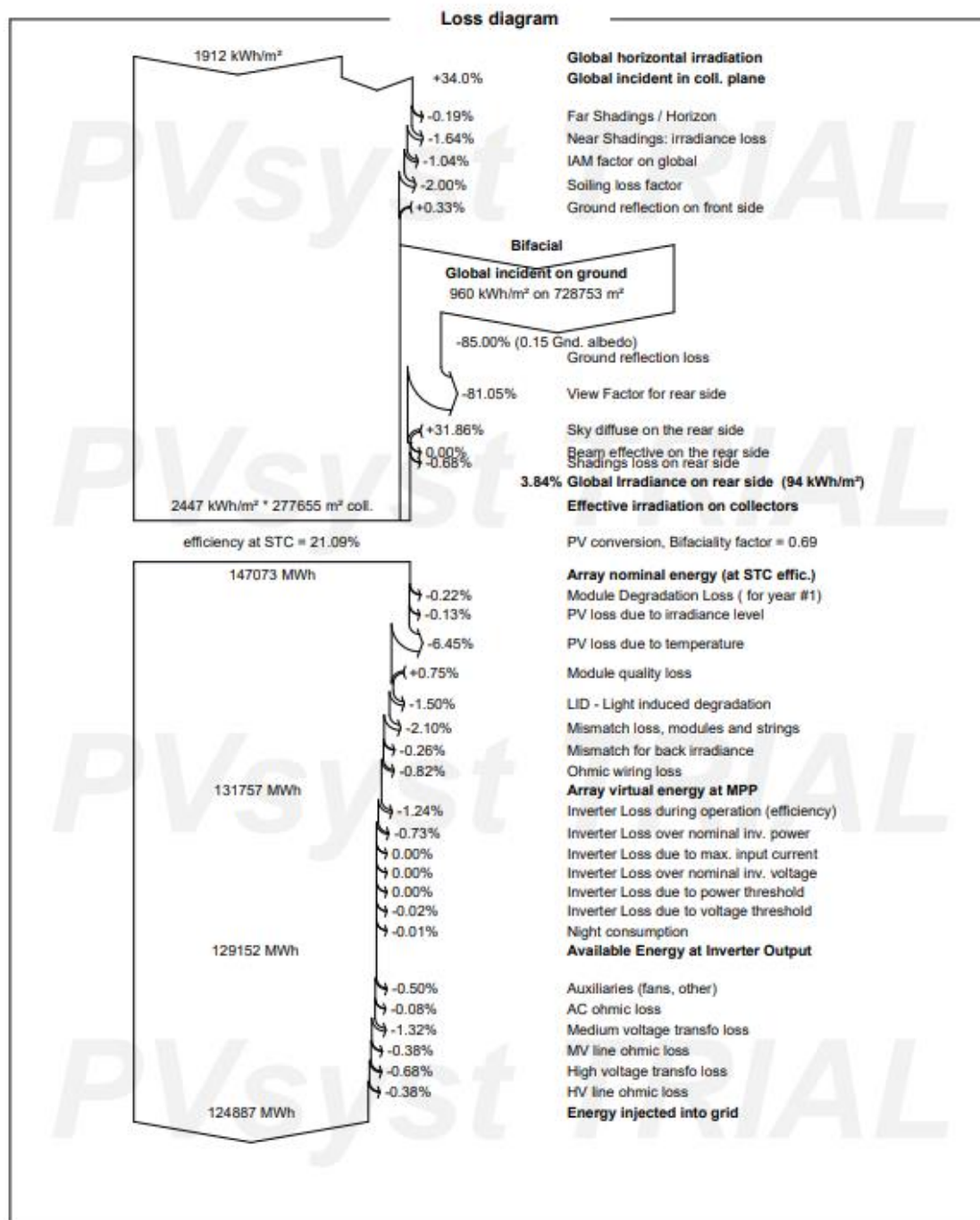
PR Performance Ratio



PVsyst V7.1.1
Simulation date:
07/04/23 11:21
with v7.1.1

Project: TFM_PSF_VILLALBA

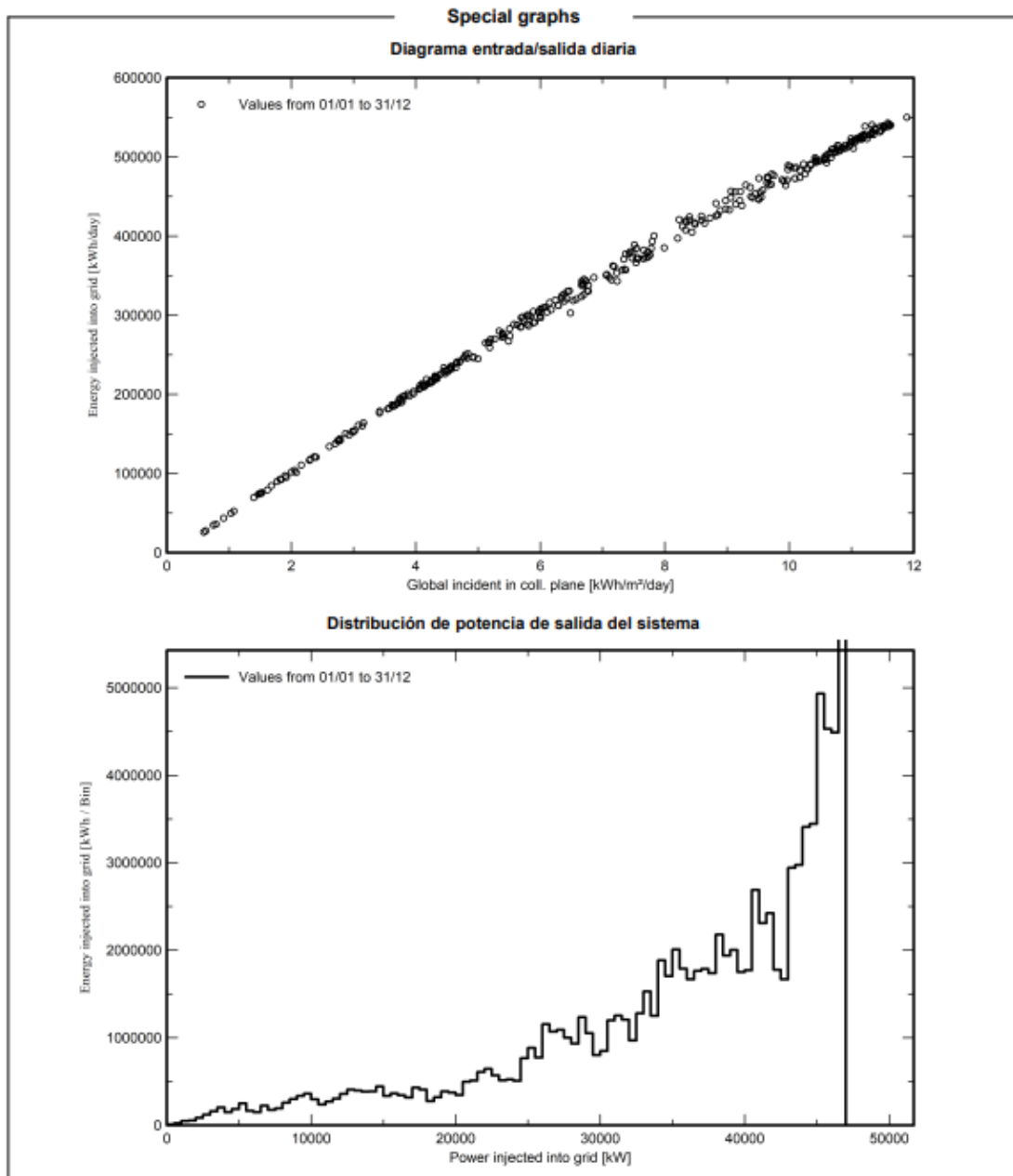
Variant: ALTERNATIVA_SELECCIONADA_AÑO1





PVsyst V7.1.1
Simulation date:
07/04/23 11:21
with v7.1.1

Project: TFM_PSF_VILLALBA
Variant: ALTERNATIVA_SELECCIONADA_AÑO1

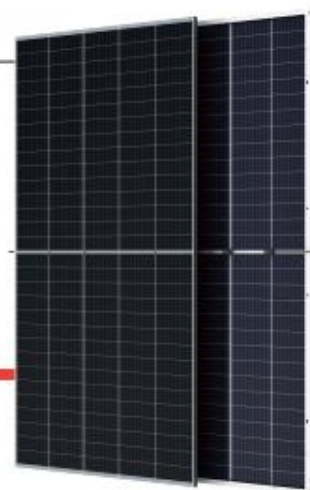


Capítulo 9. FICHAS TÉCNICAS

Mono Multi Soluciones

Vertex

MÓDULO MONOCRISTALINO BIFACIAL



505W
POTENCIA MÁXIMA

21.0%
EFICIENCIA MÁXIMA

0~+5W
TOLERANCIA POSITIVA

PRODUCTOS | RANGO DE POTENCIA
TSM-DEG18MC.20(II) | 480-505W



Alto Valor Añadido

- Bajo LCOE (costo nivelado de energía), BOS (Balance Of System) y alto retorno de la inversión
- Menor garantía del primer año y degradación anual.
- Diseñado para ser compatible con los principales componentes existentes en el sistema
- Mayor retorno de la inversión.



Alta Potencia asta 505W

- Celdas de silicio monocristalinos de área de 210 mm cortadas en 3 partes
- Hasta 21.0% de eficiencia del módulo con tecnología de interconexión de alta densidad
- Tecnología Multi-busbar para un mejor efecto de captura de luz, menor resistencia en serie y una mejor colección de corriente.



Alta Confiabilidad

- Microfisuras minimizadas con innovadora tecnología de corte no destructivo
- Resistencia a PID asegurada por el control de materiales y del proceso de fabricación
- Resistencia en ambientes hostiles como sal, amoníaco, arena, alta temperatura y alta humedad
- Rendimiento mecánico hasta 5400 Pa de carga positiva y 2400 Pa de carga negativa



Alta Generación de Energía

- Excelente desempeño IAM (Modificador de Ángulo Incidente) y de performance en baja luz validados por terceros
- El diseño único proporciona una producción de energía optimizada en condiciones de sombreado entre filas
- Hasta un 25% de ganancia de potencia adicional desde la parte posterior dependiendo del albedo

Fundado en 1997, Trina Solar es el proveedor líder en el mundo de soluciones de energía solar. Con presencia local alrededor del mundo, Trina Solar puede brindar un servicio excepcional a cada cliente en todos los mercados y proveer productos innovadores y confiables que cuentan con el respaldo de la marca Trina. Trina Solar distribuye actualmente sus productos a más de 100 países. Estamos comprometidos con establecer colaboraciones estratégicas y de beneficio mutuo con instaladores, desarrolladores, distribuidores y socios para promover la energía inteligente.

Productos Certificados y Estandares Internacionales

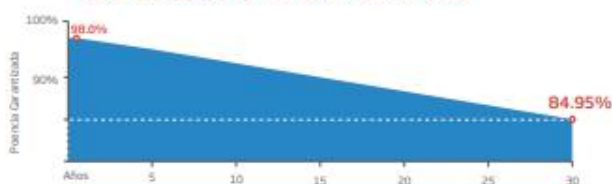
IEC 61215/IEC 61730/IEC 61701/IEC 62716/UL 61730

ISO 9001: Sistema de Gestión de Calidad
ISO 14001: Sistema de Gestión Medioambiental
ISO 14064: Verificación Emisiones de Gases Invernadero
ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System



Trina solar

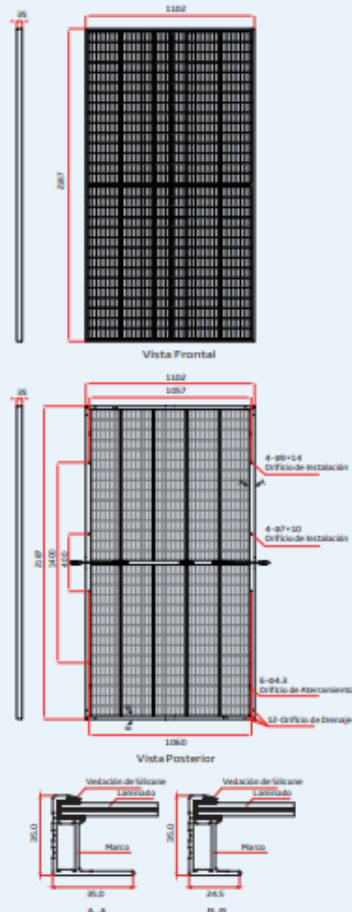
Garantía de Performance Vertex Bifacial



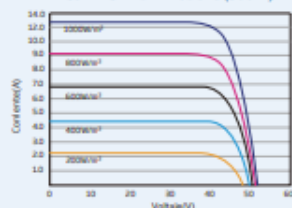


MÓDULO MONOCRISTALINO BIFACIAL

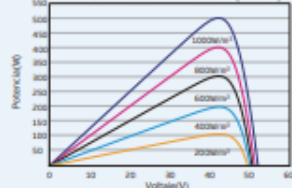
DIMENSIONES DEL MÓDULO (mm)



CURVAS I-V DEL MÓDULO (500 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(500W)



DATOS ELÉCTRICOS (STC)

Potencia Nominal-P _{max} (Wp)*	480	485	490	495	500	505
Tolerancia de Potencia Nominal-P _{max} (W)	0 ~ +5					
Tensión en Máxima Potencia-V _{mpp} (V)	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Corriente en Máxima Potencia-I _{mp} (A)	11.38	11.42	11.45	11.49	11.53	11.56
Tensión de Circuito Abierto-V _{oc} (V)	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Corriente de Corto Circuito-I _{sc} (A)	11.97	12.01	12.05	12.09	12.13	12.17
Eficiencia η (%)	19.9	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiación 1000W/m², Temperatura de Célula 25°C, Masa de Aire AM1.5
*Tolerancia de Medición: ±3%

Características eléctricas con diferentes power bin (referencia de relación de irradiancia 10%)

Potencia Total Equivalente -P _{tot} (Wp)	514	519	524	530	535	540
Voltaje Máxima-V _{mpp} (V)	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.6
Corriente Máxima-I _{mp} (A)	12.18	12.22	12.24	12.29	12.34	12.39
Tensión Circuito Abierto-V _{oc} (V)	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Corriente de Corto Circuito-I _{sc} (A)	12.81	12.85	12.89	12.94	12.98	13.02
Relación de Irradiación (Posterior/Anterior)	10%					

Potencia Bifacial: 70±5%

DATOS ELÉCTRICOS (NOCT)

Potencia Máxima-P _{max} (Wp)	362	366	369	373	377	381
Tensión en Máxima Potencia-V _{mpp} (V)	38.7	40.0	40.2	40.5	40.7	41.0
Corriente en Máxima Potencia-I _{mp} (A)	9.11	9.15	9.18	9.22	9.26	9.29
Tensión en Circuito Abierto-V _{oc} (V)	47.7	47.9	48.0	48.2	48.4	48.5
Corriente de Corto Circuito-I _{sc} (A)	9.65	9.68	9.71	9.74	9.78	9.81

NOCT: Irradiación a 800W/m², Temperatura Ambiente 20°C, Velocidad del Viento 1m/s.

DATOS MECÁNICOS

Células Solares	Monocristalinas
Orientación de Células	150 células
Dimensiones de Módulos	2187×1102×35 mm (86.10×43.39×1.38 pulgadas)
Peso	30.1 kg (66.4 lb)
Vidrio Frontal	2.0 mm (0.08 pulgadas), alta transmisión, vidrio termoendurecido con recubrimiento AR
Material Encapsulante	POE/EVA
Vidrio Posterior	2.0 mm (0.08 pulgadas), vidrio termoendurecido
Molde	Aleación de aluminio anodizado de 35 mm(1.38 pulgadas)
J-Box	IP 68
Cables	Cable Fotovoltaico 4.0mm ² (0.006 pulgadas ²), Retrato: 280/280 mm(11.02/11.02 pulgadas) Las dimensiones de los cables pueden ser personalizables
Conector	MC4 EVO2 / TS4*

*Consulte el conector especificado en la hoja técnica regional.

TASAS DE TEMPERATURA

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

GARANTÍA

12 Años de Garantía del Producto
30 Años de Garantía de Potencia Lineal
2% Degradación Primer Año
0.45% Degradación Anual

(Consulte la garantía de producto para más informaciones)

LÍMITES OPERACIONALES

Operational Temperature	-40~+85 °C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC / UL)
Max Series Fuse Rating	25A

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Módulos por caja: 31 unidades
Módulos por 40' container: 620 unidades



SFOO | SINGLE-AXIS TRACKER
Otherworldly Tracker: Engineered for greatness

 **Soltec.com**

UL LISTED PV SYSTEM TRACKER SYSTEMS
SOLIS SOLIS SOLIS SOLIS
ANATEL 07441-17-10783
INVI
FC
RENA
BINDES

Background image taken by NASA at Mars. Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables • SF8.201509.V1



SINGLE-AXIS TRACKER TECHNICAL DATASHEET

MAIN FEATURES

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

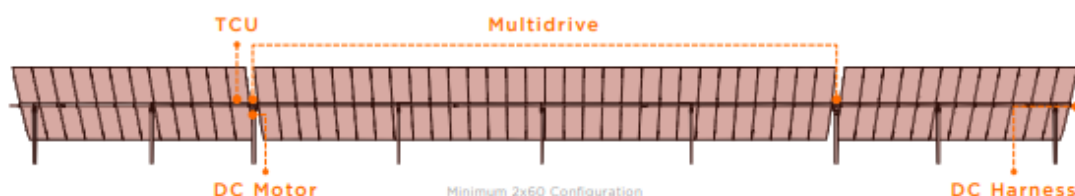
WARRANTY

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

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



SPAIN / HQ
info@soltec.com
+34 968 603 153
SPAIN / Madrid
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

UNITED STATES
usa@soltec.com
+1 510 440 9200
BRAZIL
brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144
CHILE
chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU
peru@soltec.com
+51 1422 7279
INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA
australia@soltec.com
+61 2 9275 8806
CHINA
china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA
argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476
DUBAI
dubai@soltec.com





The SINACON PV inverter is used in medium and large utility-scale photovoltaic power plants to achieve high efficiency. It is equipped with 3-level IGBT modules for input voltages of up to DC 1,500 V to maximize energy efficiency. The integrated DC and AC distribution makes the SINACON PV inverter cost efficient. Standardized interfaces for easy plug and play reduce engineering hours.

- Designed for harsh environments
- IP65 without humidity limits
- Liquid cooling (-40 °C ... +60 °C possible)
- Late power derating over 40 °C
- Extreme high quality standards



The SINACON PV inverter is part of the MV-Inverter Station with the transformer and RMU (Ring Main Unit) in the eBoP solution (electrical Balance of Plant).

SINACON PV series | Technical data

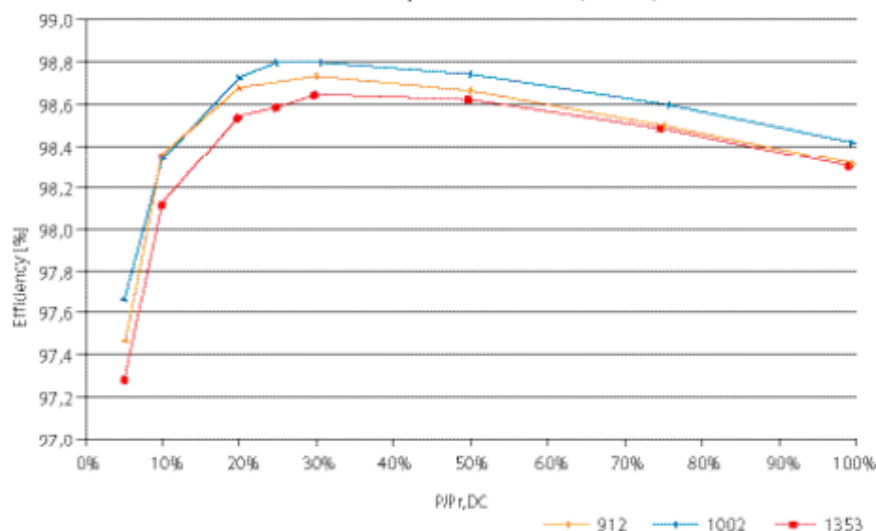
Storage, transportation and operation				
Temperature	-40 °C ... +60 °C			
Relative humidity	0% ... 100%			
Maximum altitude of installation site without derating	< 1,500 m above MSL			
Cooling				
Cooling method	Forced cooling by means of fans and liquid cooling			
Applicable standards and conformity				
BDEW (Germany)	BDEW Guideline, FGW TG3, TG4 and TG8			
IEC 61683 (efficiency)	IEC 61683: 1999			
IEC 62116 (anti islanding)	IEC 62116: 2014 (at 50 Hz)			
EMC Emission	IEC 61000-6-4: 2007 + A1: 2011			
EMC Immunity	IEC 61000-6-2: 2005			
Electrical Safety	IEC 62109-1: 2010, IEC 62109-2: 2011, IP65 according to IEC 60529: 1989			
Degree of protection: IP65 (cabinet only)	IEC 60529			
General data				
Control strategy	MPPT			
Efficiency (PV 5000)	(97.6 98.5 98.9 98.9 99.0 98.9 98.8 98.7)%	For (5 10 20 25 30 50 75 100)% power at 1,006 V _{DC} without self-consumption for cooling		
EU and CEC efficiency	98.8%	Without internal consumption		
Infeed starts from	260 W ... 2,500 W	Depending on cooling		
Standby loss	80 W ... 150 W	–		
Max. self-consumption for cooling	5,000 W	Without cabinet heating		
Mechanical data				
Mounting position	Vertical	–		
Type of mounting	Floor mounting	–		
				
Number of Power Units	1	2	3	4
SINACON PV series	PV1000 ... PV1250	PV2000 ... PV2500	PV3000 ... PV3750	PV4000 ... PV5000
Dimensions (without pallet, with heat exchanger); (W x H x D)	2,120 x 3,760 x 1,170 mm		3,690 x 3,760 x 1,170 mm	
Weight ¹⁾	< 1,600 kg	< 2,200 kg	< 3,300 kg	< 3,900 kg
Color	RAL 7035			
Input data (DC)				
Independent inputs	1 ... 2		Depending on configuration	
Nominal voltage	min. MPP voltage		–	
DC voltage (max. MPP)	1,500 V		Depending on application	
DC voltage (min. MPP)	802 V / 882 V (AC 550 V) 838 V / 922 V (AC 575 V) 875 V / 962 V (AC 600 V) 919 V / 1,010 V (AC 630 V) 962 V / 1,058 V (AC 660 V) 1,006 V / 1,107 V (AC 690 V)		For 100% / 110% nominal grid voltage	
DC current (max.)	1 ... 4 x 1,200 A		–	
Short-circuit current (max.)	6,4 kA / 7 kA		250 A / 315 A DC fuses	
Nominal power	1 ... 4 x 1,016 kW 1 ... 4 x 1,062 kW 1 ... 4 x 1,108 kW 1 ... 4 x 1,159 kW 1 ... 4 x 1,209 kW 1 ... 4 x 1,270 kW		–	
Capacitance to ground (max.)	2,000 µF		Per IT system	

¹⁾ The weight refers to a complete system without extra options.

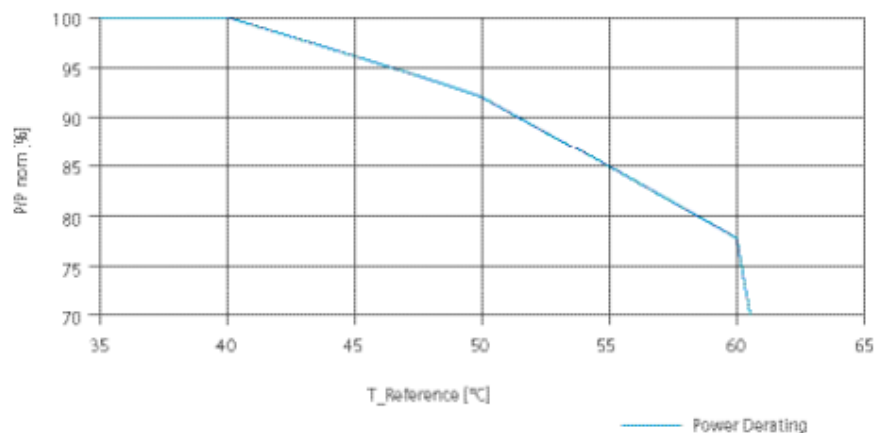
Technical data | SINACON PV series

Output data (AC)		
Apparent power (max.) and nominal power	PV1000 ... PV4000 kVA (AC 550 V) PV1045 ... PV4180 kVA (AC 575 V) PV1090 ... PV4360 kVA (AC 600 V) PV1140 ... PV4560 kVA (AC 630 V) PV1200 ... PV4800 kVA (AC 660 V) PV1250 ... PV5000 kVA (AC 690 V)	With nominal grid voltage, $\cos \phi = 1$
Number of independent systems	1 ... 2	—
Grid voltage	550 ... 690 V ($\pm 10\%$ at U_n (AC))	—
Nominal frequency	50 Hz / 60 Hz ($\pm 10\%$)	—
Output current (max.)	1 ... 4 x 1,050 A	—
Short-circuit current (max.)	50 kA	—
Power factor $\cos \phi$	—	Adjustable to local requirements
Harmonic distortion	< 3%	—

Measured values²⁾ without internal consumption for AC 600 V (PV4360)



Derating



²⁾ Measured by Fraunhofer ISE

SINACON PV series | Technical data

Order information – The order number consists of several digits depending on the configuration.

Description	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.		
SINACON PV inverter for medium voltage supply	6	S	P	1														
Number of power units																		
• 1 power unit					1													
• 2 power units					2													
• 3 power units					3													
• 4 power units					4													
Input connections (per power unit on plus and minus)																		
• 7 x M10 bolt and nut						0												
Initial current measurement at DC input																		
• Each + input measured						1												
Minimum operating ambient temperature																		
• Up to -10 °C								0										
• Up to -25 °C, with cabinet heating								1										
• Up to -40 °C, with cabinet heating and insulation								2										
Applied standards																		
• IEC with external AC connection									E									
• UL with external AC connection									U									
Network-/optical fiber switch connection																		
• Singlemode unmanaged										S								
• Multimode unmanaged										M								
• RJ45										R								
Seismic design																		
• Without seismic design											0							
• With seismic design											1							
Frequency																		
• 50 Hz												5						
• 60 Hz												6						
Inverter output AC voltage																		
• 550 V (PV1000... PV4000)														4				
• 575 V (PV1045... PV4180)														5				
• 600 V (PV1090... PV4360)														6				
• 630 V (PV1140... PV4560)														7				
• 660 V (PV1200... PV4800)														8				
• 690 V (PV1250... PV5000)														9				
Grounding / Insulation monitoring																		
• Insulation monitoring internal															I			
• Negative-pole grounding without isolation monitoring															N			
Inverter options																		
• None																		
• AC precharge															N			
Additional internal transformer															A			
• 63 A fuse																		
• Transformer with 8 kVA, AC 400 V																2		
• none																3		
Example:	6	S	P	1	4	0	1	-	0	E	S	0	5	-	6	N	N	3

Published by
Siemens AG

Smart Infrastructure
Distribution Systems
Mozartstrasse 31c
91052 Erlangen, Germany

Article No. SIDS-B10020-00-7600
HL 19125033 WS 01200.0
© Siemens 2020

For the U.S. published by
Siemens Industry Inc.

100 Technology Drive
Alpharetta, GA 30005
United States

Subject to changes and errors. The information given in this document only contains general descriptions and/or performance features which may not always specifically reflect those described, or which may undergo modification in the course of further development of the products. The requested performance features are binding only when they are expressly agreed upon in the concluded contract.

MVS6300-LV

MV Turnkey Station for 1500 Vdc String Inverter SG250HX

SUNGROW
Clean power for all



SAVED INVESTMENT

- Up to 7 MW block design
- Easy transportation due to standard container design

EASY O&M

- Online analysis for fast trouble shooting
- Modular design, main devices easy replacement

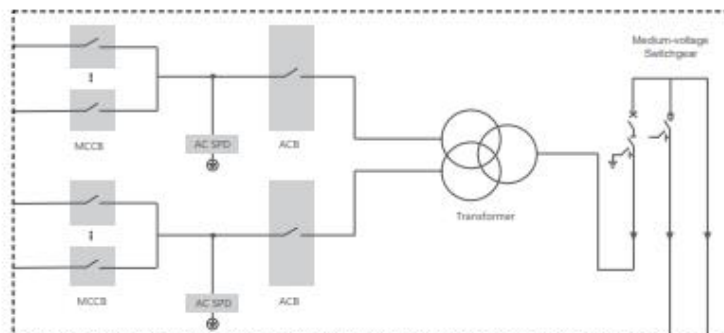
SAFETY

- MV and LV isolated, with independent control room
- All key components front accessible, no need walk-in operation
- All pre-assembled for easy set-up and commissioning

RELIABLE

- All components have been type tested
- Compliance with standards: IEC 60076, IEC 62271, IEC 61439

CIRCUIT DIAGRAM



© 2020 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.2.1

MVS6300-LV

Type designation	MVS6300-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	6300 kVA @ 40 °C
Max. power	7000 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11y11
LV / MV voltage	0.8 kV / 20 – 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2525 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ±2 * 2.5 %
Peak efficiency index	99.51 %
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	7 % (±10 %)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al / Al
Insulation class	A
MV Switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 – 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA / 1s
Qty.of feeder	3 feeders
LV Panel	
ACB specification	3200 A / 800 Vac / 3 P, 2 pcs
MCCB specification	250 A / 800 Vac / 3P, 28 pcs
Protection	
AC input protection	Circuit breaker
Transformer protection	Oil-temperature, Oil-level, Oil-Pressure
Relay protection	50 / 5I, 50N / 5IN
LV overvoltage protection	AC Type II (Optional: AC Type I+II)
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058*2896*2438 mm
Approximate weight	22 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet, Optical Fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables
• Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Nivel de prestación: Eca
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014/A1:2016
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: IEC 60332-1-2
- Opacidad humos: IEC 61034-1/-2
- Libre de halógenos: IEC 60754-1
- Emisión gases corrosivos: IEC 60754-2

Fire safety performance in the European Union:

- Level of performance: Eca
- Fire requirements: EN 50575:2014/A1:2016
- Fire classification: EN 13501-6
- Test result application: CLC/TS 50576
- Test methods: EN 60332-1-2

Fire standards also applicable in countries not in the European Union:

- Flame retardant: IEC 60332-1-2
- Smoke opacity: IEC 61034-1/-2
- Halogen-free: IEC 60754-1
- Corrosive gas emission: IEC 60754-2

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Metal: aluminio clase 2 de acuerdo a IEC 60228.

AISLAMIENTO

Material: mezcla polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603-1.

CUBIERTA EXTERNA

Material: mezcla LSOH tipo flamex DMO 1, según UNE HD 603-5.
Color: negro.

CONDUCTOR

Metal: aluminium, class 2 as per IEC 60228.

INSULATION

Material: cross-linked polyethylene (XLPE) mix, type DIX 3, as per HD 603-1.

EXTERNAL SHEATH

Material: LSOH mix, type flamex DMO 1, as per UNE HD 603-5.
Colour: black.

APLICACIONES | APPLICATIONS

Cable de baja tensión libre de halógenos apto para instalaciones subterráneas e instalaciones al aire. Apto para aplicaciones en campos solares.

Apto para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT).

Permitido para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

Low voltage halogen free cable. Ideal for underground and surface-mounted installations. Suitable for applications on solar farms.

Suitable for installation in photovoltaic systems whose voltage between conductors or between conductor and earth does not exceed 1800 Vdc. Including off-grid systems (IT).

Suitable for direct burial (without duct or conduit).

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS | TECHNICAL DATA

Norma de referencia: UNE HD 603-5X-1

Temperatura de servicio (Inst. fija): -25 + 90 °C

Temperatura máx. en régimen de cc: 250 °C

Radio mín. de curvatura: 50 (D = diámetro exterior)

Máximo esfuerzo de tracción: 30 N/mm²

Carga mínima de rotura (cubierta): 12,5 N/mm²

Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta): 300%

Resistencia al desgarro (cubierta): 9 N/mm² (UNE HD 605-1)

Tensión asignada c.a.: 0,6/1 kV

Tensión asignada en c.c.: Uo/U = 1,5/1,5 kVdc

Tensión máxima en c.a.: c.c.: 1,2/1,2 kV - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1

Ensayo de tensión durante 5 min. (EN 50618): 6,5 kVAc y 15 kVdc

Ensayo de tensión durante 5 min. (HD 603-5X): 3,5 kV

Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua: AD7

Ensayo de abrasión: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1

Resistencia a la abrasión: / Abrasion resistance:

Masa aplicada: 18 kg

Nº de desplazamientos: 8

Resistencia UV: UNE HD 605 S2

Resistencia al ozono: EN 50618

Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor: 10¹² Ω·cm

Constante de resistencia aislamiento Ki: 3,67 MΩ·cm

Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta.

Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.

Standard: UNE HD 603-5X-1

Operating temperature (fixed inst.): -25 + 90 °C

Max. Temperature during short circuit: 250 °C

Min. bend radius: 50 (D = outer diameter)

Maximum pulling tension: 30 N/mm²

Tensile strength (outer sheath): 12,5 N/mm²

Elongation at break (outer sheath): 300%

Tear resistance (outer sheath): 9 N/mm² (UNE HD 605-1)

AC Rated Voltage: 0,6/1 kV

DC Rated Voltage: Uo/U = 1,5/1,5 kVdc

Maximum rated voltage in AC-DC: 1,2/1,2 kV - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1

Voltage test during 5 min. (EN 50618): 6,5 kVAc y 15 kVdc

Voltage test during 5 min. (HD 603-5X): 3,5 kV

Option of intermittent partial or total covering by water

Abrasion test: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1

Abrasion resistance:

Applied mass: 18 kg

Number of displacements: 8

UV resistance: UNE HD 605 S2

Ozone resistance: EN 50618

Conductor insulation resistance at 90 °C: 10¹² Ω·cm

Insulation resistance constant Ki: 3,67 MΩ·cm

Moisture penetration resistance through join between insulation and sheath.

Lower environmental impact due to the elimination of lead stabilizers and plasticizers.

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS | TECHNICAL DATA

SECCIÓN CROSS-SECTION	DIÁMETRO CONDUCTOR DIAMETER*	ESPESOR DE AISLAMIENTO INSULATION THICKNESS	Ø NOM. AISLAMIENTO INSULATION	DIÁMETRO EXTERIOR** OUTER DIAMETER*	RADIO DE CURVATURA BENDING RADIUS	PESO APROX. WEIGHT APPROX.	INTENSIDAD DE CORRIENTE AL AIRE** (2) PERMISSIBLE CURRENT** IN AIR (2)		INTENSIDAD DE CORRIENTE DIRECTAMENTE ENTERRADO** (2) PERMISSIBLE CURRENT DIRECT BURIED** (2)		INTENSIDAD DE CORRIENTE BAJO TUBO Y ENTERRADO** (3) PERMISSIBLE CURRENT IN CONDUIT AND BURIED** (3)		RESIS- TENCIA DEL COND. COND. RESISTANCE	MÁXIMA CAIDA DE TENSIÓN cc MÁS MAX VOLTAGE DROP dc (90 °C)
							2 CABLES [A]	3 CABLES [A]	2 CABLES [A]	3 CABLES [A]	2 CABLES [A]	3 CABLES [A]		
1 x 16	4,85	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	105	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,888	1,78
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	208	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	357	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	298	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1 x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	615	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	330	0,0778	0,156
1 x 500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1 x 630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

* Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

** Intensidad máxima admisible según UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52).

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52.

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

* Values subject to manufacturing tolerances.

** Maximum permitted current in accordance with UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52).

(1) Refers to two or three single-core cables laid in contact with one another, surface-mounted with ambient temperature of 30°C. Installation F, T.B.52.13 (UNE-HD 60364-5-52 and IEC 60364-5-52).

(2) Refers to two or three single-core cables laid in contact with one another, buried directly at a depth of 0.7m, ground temperature of 20°C and ground resistivity of 2.5 K m/W as per table B.52.3 and table B.52.5, installation D2. Cross-sections over 300 mm² calculated as per IEC 60287.

(3) Refers to two or three single-core cables laid in contact with one another and buried in a tube at a depth of 0.7 m, ground temperature of 20 °C and ground thermal resistivity of 2.5 K m/W as per table B.52.3 and table B.52.5, UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52). Installation type D1. Cross-sections over 300 mm² calculated as per IEC 60287.

TENSIONES MÁXIMAS ADMISIBLES | MAXIMUM PERMITTED VOLTAGE

Según se recoge en las características técnicas de esta ficha el cable Al Voltalene Flamex CPRO (S) soporta las siguientes tensiones máximas:

As stated in the technical characteristics on this sheet, the Al Voltalene Flamex CPRO (S) cable can withstand the following maximum voltages:

Tensión máxima permanente permitida para el cable Al Voltalene Flamex CPRO (S) (kV) Maximum permitted permanent voltage for the Al Voltalene Flamex CPRO (S) (kV)			
Corriente alterna Alternating current		Corriente continua Continuous current	
Conductor / tierra Conductor / earth	Conductor / conductor Conductor / conductor	Conductor / tierra Conductor / earth	Conductor / conductor Conductor / conductor
1,2	1,2	1,8	1,8

La tensión asignada del Al Voltalene Flamex CPRO (S) es 0,6/1 kV. Su aislamiento cumple las especificaciones de IEC 60502-1. En el punto 4.1. de dicha norma encontramos la siguiente tabla:

The rated voltage for Al Voltalene Flamex CPRO (S) is 0,6/1 kV. Its insulation complies with the specifications in IEC 60502-1. You can see the following table under Point 4.1. of this standard:

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables
• Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

Tensión más elevada del sistema (Um) kV Highest voltage in the system (Um) kV	Tensión asignada (Uo) kV Rated voltage (Uo) kV	
	Categorías A y B Categories A & B	Categoría C Category C
1,2	0,6	0,6
3,6	1,8	3,6*

*Esta categoría está cubierta por los cables 3,6/6 (7,2) kV según norma IEC 60502-21, inglés.

Podemos ver qué para el caso de cables de 0,6/1 kV de acuerdo con esta norma, los valores asignados de tensión Uo/U (Um) [0,6/1 (1,2) kV] son correctos tanto entre conductores como entre conductor y tierra (ver que para categorías A, B o C se admite Uo = 0,6 kV).

Las redes de categoría C pueden funcionar, en caso de defecto, con un conductor a tierra por tiempo prolongado, de ahí que se exija normalmente un nivel de tensión superior al cable. Ver por ejemplo caso de sistemas de hasta 3,6 kV en tabla, se exige Uo = 3,6 kV para categoría C, mientras que para A y B se permite Uo = 1,8 kV. Pero en el caso de sistemas de hasta 1,2 kV Uo es 0,6 para redes de categoría A, B o C.

El Al Voltalene Flamex CPRO (S) soporta los exigentes ensayos de tensión reflejados en la norma EN 50618 de cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos (5 minutos a 6,5 kVAC y 15 kVDC).

You can see that this standard states that in the case of 0,6/1 kV cables, the rated voltage values Uo/U (Um) [0,6/1 (1,2) kV] are correct for both between conductors and between a conductor and earth (note that Uo = 0,6 kV is allowed for categories A, B or C).

In the event of a fault, Category C networks can operate with a conductor to earth for a prolonged period. That is why a higher voltage level than the cable is normally required. If you look at systems up to 3,6 kV in the table, for example, Uo = 3,6 kV is required for Category C while Uo = 1,8 kV is required for A and B. However, Uo is 0,6 for Category A, B or C networks in systems up to 1,2 kV.

The Al Voltalene Flamex CPRO (S) withstands the rigorous voltage tests required in the EN 50618 standard for electrical cables for photovoltaic systems (5 minutes at 6,5 kVAC and 15 kVDC).

INTENSIDADES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO | CURRENT INTENSITIES FOR SHORT CIRCUITS

El valor límite de corriente de cortocircuito para un conductor aislado se obtiene según la siguiente fórmula deducible de UNE 21192 (IEC 949):

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{t}} \quad [A/mm^2]$$

Siendo:

I: Intensidad de cortocircuito [A].
K = 94 (conductor de aluminio y aislamiento de XLPE) [A s^{1/2}/mm²].
S: sección del conductor [mm²].
t: duración del cortocircuito [s] (tiempos de duración entre 0,1 y 5 segundos).

Con la fórmula, podemos obtener valores de la densidad de cortocircuito I/S para diferentes valores de duración del mismo y para aplicar a cada caso sólo es necesario multiplicar el valor de tabla por la sección de conductor.

The short circuit current limit value for an insulated conductor is calculated according to the following formula found in UNE 21192 (IEC 949):

Where:

I: short circuit current [A].
K = 94 (aluminum conductor & XLPE insulation) [A s^{1/2}/mm²].
S: conductor cross-section [mm²].
t: duration of the short circuit [s] (duration between 0,1 and 5 seconds).

You can use the formula to calculate short circuit density values I/S for different duration values. You merely need multiply the table value by the conductor cross-section in each case.

Duración del cortocircuito (s) Duration of short circuit (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
Densidad de corriente (A/mm ²) Current density (A/mm ²)	287	210	172	133	94	77	66	58	54

FACTORES DE CORRECCIÓN | INGLÉS

Cuando en nuestros cálculos de líneas nos encontramos condiciones distintas a las de referencia es necesario aplicar coeficientes de corrección.

La norma de referencia UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52) contempla las siguientes condiciones estándar:

- Instalaciones al aire:
Temperatura ambiente: 30 °C
- Instalaciones enterradas:
Temperatura del terreno: 20 °C
Resistividad térmica del terreno: 2,5 K·m/W
Profundidad de soterramiento: 0,7 m

Si las condiciones del circuito que estudiamos son distintas es necesario aplicar coeficientes de corrección.

Para instalaciones al aire, el factor de corrección por temperatura ambiente se obtiene de la tabla B.52.14 de UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52).

When you have different conditions in your line calculations to the reference conditions, you need to apply correction coefficients.

The reference standard UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52) includes the following standard conditions:

- Outdoor installations:
Ambient temperature: 30 °C
- Buried installations:
Ground temperature: 20 °C
Ground thermal resistivity: 2,5 K·m/W
Burial depth: 0,7 m

If the conditions for the circuit you are looking at are different, correction coefficients need to be applied.

For exposed installations, the correction factor for room temperature is obtained from table B.52.14 in IEC 60364-5-52.

Temperatura ambiente al aire (°C) Ambient temperature for surface mounted (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Factor de corrección Correction factor	1,15	1,07	1,00	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,83	0,76	0,71	0,65	0,58	0,5	0,43

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

En la tabla B.52.15 de la citada norma tenemos los valores para diferentes temperaturas del terreno para el caso de tendidos enterrados ya sean directamente o bajo tubo:

Temperatura del terreno (°C) Ground temperature (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
Factor de corrección Correction factor	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,89	0,85	0,8	0,76	0,71	0,65	0,6	0,53

Y en la tabla B.52.16 figuran los factores de corrección para diferentes valores de resistividad térmica del terreno, dependiendo estos de si los cables van enterrados en conductos o directamente:

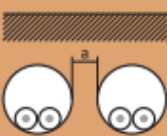
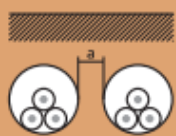
Resistividad térmica (K·m/W) Thermal resistivity (K·m/W)	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Cables en conductos enterrados (D1) Cables in underground conduits (D1)	1,28	1,2	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Cables enterrados directamente (D2) Cables buried directly	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9

La norma no contempla factores de corrección para diferentes profundidades de enterramiento.

En caso de influencia térmica de otros circuitos cercanos, se debe considerar en los cálculos coeficiente de corrección por agrupamiento. Existen muchas tablas en la UNE-HD 60364-5-52 que recogen gran parte de las posibilidades de agrupamientos.

Si los cables son instalados bajo tubo enterrado (sistema de referencia D1) la tabla B.52.19 nos da los coeficientes de corrección por agrupamiento:

NÚMERO DE CIRCUITOS BAJO TUBO Y ENTERRADOS (D1) NUMBER OF CIRCUITS IN CONDUITS & BURIED (D1)	DISTANCIA ENTRE TUBOS (a) DISTANCE BETWEEN CONDUITS (a)			
	Nula (a=0)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,96
3	0,75	0,85	0,90	0,96
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,80	0,88
9	0,52	0,73	0,78	0,87
10	0,49	0,72	0,77	0,86
11	0,47	0,70	0,76	0,86
12	0,45	0,69	0,75	0,85
13	0,44	0,68	0,74	0,85
14	0,42	0,68	0,73	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,72	0,83
17	0,38	0,65	0,71	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82

In table B.52.15 in the aforementioned standard, you have the values for different ground temperatures for underground cables, whether they are buried directly or in conduits:

Table B.52.16 shows the correction factors for different values of ground thermal resistivity, depending on whether the cables are buried directly or in conduits:

The standard does not include correction factors for different burial depths.

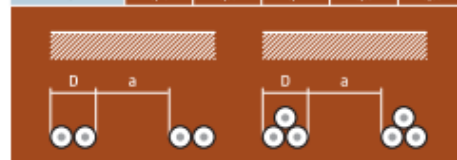
A correction coefficient for grouping should be included in calculations if there is thermal influence from other, nearby circuits. There are many tables in IEC 60364-5-52 that include most grouping options.

Table B.52.19 gives the correction coefficients for groupings if the cables are installed in underground conduits (reference system D1):

Para el caso de agrupamiento de circuitos de cable soterrados directamente (sistema de referencia D2) que se recogen en la tabla B.52.18:

Groupings for cable circuits buried directly underground (reference system D2) are shown in table B.52.18:

NÚMERO DE CIRCUITOS (DIRECTAMENTE ENTERRADOS, D2) NUMBER OF CIRCUITS (DIRECTLY BURIED, D2)	DISTANCIA ENTRE CIRCUITOS (a) DISTANCE BETWEEN CIRCUITS (a)				
	Nula (a=0)	D (-60 mm)	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,58	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,66	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,58	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66



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



Nº 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): F_{ca}
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos:
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

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



✓ **Cumplimiento del Reglamento de Líneas de Alta Tensión (MUY IMPORTANTE).**
La norma de diseño del cable (UNE 211620) figura en la ITC-LAT 02 que recoge las normas de obligado cumplimiento. Ver artículo 8 del RLAT.

✓ **Capa semiconductora externa pelable en frío**
Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

✓ **Triple extrusión**
Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfaces de las capas.

✓ **Aislamiento reticulado en catenaria**
Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

✓ **Cubierta mejorada**
Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarrar, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos UVA.

✓ **Garantía única para el sistema**
Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

✓ **Normalizado por Endesa**

✓ **Certificado por Aenor**

Construcción

1. Conductor

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2 según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio permanente, 250°C en cortocircuito.

2. Pantalla sobre conductor (capa semiconductora interna)
Capa extrusionada de material conductor.

3. Aislamiento

Material: polietileno reticulado (XLPE).

4. Pantalla sobre aislamiento (capa semiconductora externa)
Capa extrusionada de material conductor **separable en frío**.

5. Protección contra el agua

Cinta hinchante semiconductora.

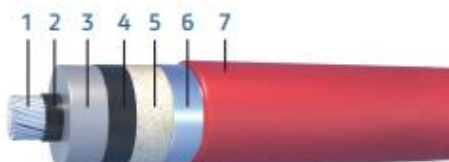
6. Pantalla metálica

Material: cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta.

7. Cubierta exterior

Material: poliolefina DMZ1.

Color: rojo.



Aplicaciones

Indicado para instalaciones en las que el riesgo de incendio sea despreciable. Apto para soterramiento directo o bajo tubo o instalaciones al aire.

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



Datos técnicos

Características dimensionales e intensidades máximas

Sección Conductor Al (mm²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Intensidad máxima de cortocircuito durante 1 s (kA)	
								Conductor	Pantalla
12/20 kV									
1X95*	21,2	29,0	885	435	255	205	190	8,93	2,65
1X150*	23,9	31,6	1090	474	335	260	245	14,1	2,98
1X240*	28,0	35,6	1460	534	455	345	320	22,6	3,31
1X400*	33,0	40,7	1985	611	610	445	415	37,6	3,98
1X500	36,7	44,6	2470	669	715	505	480	47,0	4,30
1X630	40,8	48,4	2930	726	830	575	545	59,2	4,81
18/30 kV									
1X95*	25,6	33,3	1105	500	255	205	190	8,93	3,14
1X150*	28,3	36,0	1330	540	335	260	245	14,1	3,47
1X240*	32,4	40,0	1720	600	455	345	320	22,6	3,81
1X400*	37,4	45,1	2285	677	610	445	415	37,6	4,30
1X500	41,1	49,0	2790	735	715	505	480	47,0	4,81
1X630	45,4	53,3	3310	800	830	575	545	59,2	5,14

* Secciones normalizadas por las compañías del grupo Endesa.

(1) Valores aproximados (sujetos a tolerancias de fabricación)

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con ITC-LAT 06 del RLAT. Cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos. Para

instalación al aire: 40 °C de temperatura ambiente (a la sombra). Para instalación enterrada: 1 m de profundidad y terreno de 1,5 K.m/W de resistividad térmica y 25 °C de temperatura.

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



Resistencias, reactancias y capacidades

Sección conductor Al (mm ²)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μF/km)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia inductiva homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (μF/km)
12/20 kV							
1X95*	0,320	0,403	0,119	0,251	1,128	0,466	0,251
1X150*	0,206	0,262	0,111	0,294	0,985	0,428	0,294
1X240*	0,125	0,161	0,102	0,358	0,832	0,344	0,358
1X400*	0,0778	0,102	0,096	0,436	0,720	0,284	0,436
1X500	0,0605	0,084	0,093	0,494	0,651	0,241	0,494
1X630	0,0469	0,0636	0,090	0,557	0,604	0,216	0,557
18/30 kV							
1X95*	0,320	0,403	0,128	0,187	1,050	0,391	0,187
1X150*	0,206	0,262	0,119	0,216	0,890	0,341	0,216
1X240*	0,125	0,161	0,109	0,260	0,768	0,297	0,260
1X400*	0,0778	0,102	0,102	0,313	0,650	0,237	0,313
1X500	0,0605	0,084	0,099	0,329	0,618	0,225	0,329
1X630	0,0469	0,0636	0,095	0,396	0,561	0,195	0,396

* Secciones normalizadas por las compañías del grupo Endesa.

Para el cálculo de sistemas desequilibrados (componentes simétricas) los valores que figuran en negro son de secuencia directa e inversa (coincidentes para ambos casos) y en rojo son valores homopolares.

Todos los valores, salvo las capacidades que son independientes de la colocación, se han obtenido considerando cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos.

Valores de componentes homopolares ■

Tensiones

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión asignada simple U ₀ (kV)	12	18
Tensión asignada entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

Canal Sur. (2022). *Andalucía, a la cabeza en pobreza energética en 2021*. Obtenido de <https://www.canalsur.es/noticias/andalucia/andalucia-a-la-cabeza-en-pobreza-energetica-en-2021/1873487.html>

Epdata. (2022). *El gasto en I+D en España, en datos y gráficos*. Obtenido de <https://www.epdata.es/datos/gasto-investigacion-innovacion-datos-graficos/224>

European Comission. (s.f.). *European Comission. Environment*. Obtenido de https://ec.europa.eu/environment/nature/index_en.htm

Junta de Andalucía. (s.f.). *Evolución de las emisiones industriales de gases de efecto invernadero en Andalucía*. Obtenido de https://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/portal/web/cambio-climatico/indice/-/asset_publisher/hdxWUGtQGkX8/content/evoluci-c3-b3n-de-las-emisiones-industriales-de-gases-de-efecto-invernadero-en-andaluc-c3-ada/328613

Meteonorm. (s.f.). Obtenido de <https://meteonorm.com/en/>

Naciones Unidas. (s.f.). *Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>

Naciones Unidas. (s.f.). *Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>

Naciones Unidas. (s.f.). *Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/infrastructure/>

NASA. (s.f.). Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/>

NREL. (s.f.). Obtenido de <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer/>

PVGIS. (s.f.). Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

