



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de ampliación de aproximadamente 5 MW en una
planta fotovoltaica de 50 MW, y su red interior de
evacuación hasta el punto de entrega, en el término
municipal de Posadas (Córdoba)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Montero Sánchez, Carlota

Tutor/a: Roldán Blay, Carlos

Cotutor/a: Roldán Porta, Carlos

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

Resumen

El sector de energías renovables está experimentando un rápido crecimiento en las últimas décadas debido a los avances tecnológicos y a la necesidad de combatir el cambio climático. No son pocos los países que están estableciendo programas ambiciosos con el objetivo de alcanzar una transición energética eficaz que deje los combustibles fósiles atrás. En concreto, en España, la energía solar fotovoltaica ha cobrado mucha importancia en los últimos años, contando con una potencia instalada a fecha de hoy de 20MW según la base de datos de Red Eléctrica de España (REE).

El presente trabajo tiene como objetivo diseñar y dimensionar eléctricamente la ampliación de un parque fotovoltaico ubicado en Posadas, Córdoba. Dicha planta cuenta en la actualidad con una potencia pico de 50 MWp obtenida mediante módulos fotovoltaicos de 440 Wp. A lo largo de este proyecto se estudiarán las diferentes opciones de configuración, tales como la conexión a la subestación, elección de seguidores, módulos y cables, acompañado de los cálculos correspondientes que permitan seleccionar la solución óptima desde el punto de vista técnico y económico.

Resum

El sector d'energies renovables està experimentant un ràpid creixement en les últimes dècades a causa dels avanços tecnològics i a la necessitat de combatre el canvi climàtic. No són pocs els països que estan establint programes ambiciosos amb l'objectiu d'aconseguir una transició energètica eficaç que deixi els combustibles fòssils arrere. En concret, a Espanya, l'energia solar fotovoltaica ha cobrat molta importància en els últims anys, comptant amb una potència instal·lada en data de hui de 20MW segons la base de dades de Red Eléctrica de España (REE).

El present treball té com a objectiu dissenyar i dimensionar elèctricament l'ampliació d'un parc fotovoltaic situat en Posades, Córdoba. Aquesta planta té en l'actualitat una potència pic de 50 MWp obtinguda mitjançant mòduls fotovoltaics de 440 Wp. Al llarg d'aquest projecte s'estudiaran les diferents opcions de configuració, com ara la connexió a la subestació, elecció de seguidors, mòduls i cables, acompanyat dels càlculs corresponents que permeten seleccionar la solució òptima des del punt de vista tècnic i econòmic.

Abstract

The renewable energy sector has experienced a fast growth over the last decades due to technological advances and the need to fight climate change. Many countries are setting up ambitious programmes with the aim of achieving an efficient energy transition, so fossil fuels end up being left behind. Specifically, in Spain, photovoltaic solar energy has become very important in the last years, with an installed capacity of 20MW to date, according to the database of Red Eléctrica de España (REE).

The aim of this work is to design and electrically dimension the extension of a photovoltaic park located in Posadas, Córdoba. This plant currently has a peak power of 50 MWp obtained by 440 Wp photovoltaic modules. Throughout this project, the different configuration options will be studied, such as the connection to the power station, choice of trackers, modules and cables, all being accompanied by the corresponding calculations to select the optimum solution, from a technical and economic point of view.

ÍNDICE

I. MEMORIA DESCRIPTIVA

1	Objeto del proyecto.....	11
2	Alcance del proyecto	11
3	Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	11
4	Titular y promotor	12
5	Emplazamiento de las instalaciones.....	12
6	Normativa.....	14
7	Antecedentes.....	15
8	Introducción a la energía solar fotovoltaica	16
8.1	La energía solar	18
8.2	El efecto fotoeléctrico	19
8.3	La energía fotovoltaica en España	20
9	Descripción técnica de la instalación.....	21
9.1	Recurso solar	22
9.2	Generador fotovoltaico.....	23
9.3	Sistema de acondicionamiento de potencia	25
9.3.1	Inversor	26
9.3.2	Transformador	29
9.3.3	Celdas de media tensión.....	30
9.4	Estructura de soporte.....	32
9.5	Combiner Box.....	34
9.6	Cableado.....	35
9.7	Configuración de conexión entre módulos	37
9.8	Protecciones.....	39
9.8.1	Protección de puesta a tierra.....	40
9.9	Monitorización y control.....	42
9.9.1	Estación meteorológica	42
9.10	Contador	44
9.11	Sistema de vigilancia perimetral	44
9.12	Control Room	45

II. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

10	Dimensionamiento del sistema de generadores fotovoltaicos.....	47
10.1	Agrupación en paralelo de los strings	48
11	Dimensionamiento del cableado de corriente continua.....	49
11.1	Tramo String – Combiner Box	49

11.2	Tramo Combiner Box – Inversor	53
12	Dimensionamiento del cableado de corriente alterna	56
13	Cálculo de protecciones	62
13.1	Protección de la parte de corriente continua	62
13.2	Protección de la parte de corriente alterna	67
13.3	Puesta a tierra	70
13.3.1	Resistividad del terreno	70
13.3.2	Resistencia de puesta a tierra de las masas BT.....	70
13.3.3	Resistencia de puesta a tierra de las masas del centro de transformación.....	71
13.3.4	Protección de las personas. Tensiones de paso y de contacto.....	74
14	Análisis de la producción energética esperada	77
III. PRESUPUESTO		
15	Presupuesto de la instalación.....	82
15.1	Resumen del presupuesto.....	87
IV. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA Y CONCLUSIONES		
16	Estudio y análisis económico.....	89
16.1	Pay-Back o plazo de recuperación	92
16.2	Valor Actual Neto. VAN	93
16.3	Tasa Interna de Retorno. TIR.....	93
17	Conclusión	94
18	Bibliografía.....	95

V. PLANOS

Plano 1. Emplazamiento y limitación de parcelas

Plano 2. Distribución en planta

Plano 3. Canalizaciones y distribución de strings

Plano 4. Red de puesta a tierra

Plano 5. Diagrama unifilar de la planta + extensión

Plano 6. Diagrama unifilar conexiones y protecciones

VI. ANEXOS

Anexo 1: Catastro parcelas

Anexo 2: Hojas de especificaciones de los equipos eléctricos

Anexo 3: Manual de Uso PVSyst

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible. (Naciones Unidas, 2015).....</i>	<i>11</i>
<i>Ilustración 2. Emplazamiento de las infraestructuras. Fuente: Google Earth.....</i>	<i>13</i>
<i>Ilustración 3. Planta fotovoltaica. Fuente: www.sunelgroup.com.....</i>	<i>16</i>
<i>Ilustración 4. Estructura de la potencia instalada (%) en España. Fuente: REE</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 5. Balance porcentual de energía del sistema Tierra- atmósfera. Fuente: Libro: Fuentes de energías renovables y no renovables. Aplicaciones. De Juan Carlos Vega de Kuyper y Santiago Ramírez Morales.</i>	<i>18</i>
<i>Ilustración 6. Esquema del funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Iberdrola.....</i>	<i>19</i>
<i>Ilustración 7. Evolución de la generación de energía renovable (GWh). Fuente: REE</i>	<i>20</i>
<i>Ilustración 8. Estimación irradiación solar mensual. Fuente: PVGIS.....</i>	<i>22</i>
<i>Ilustración 9. Estación inversora-transformadora. Fuente: Catálogo de Gamesa Electric.</i>	<i>26</i>
<i>Ilustración 10. Inversor fotovoltaico PV4700. Fuente: Catálogo Gamesa Electric</i>	<i>27</i>
<i>Ilustración 11. Evolución de la potencia en relación con la altitud y temperatura. Fuente: Hoja de especificaciones para PV4700 Gamesa Electric</i>	<i>28</i>
<i>Ilustración 12. Transformador de potencia. Fuente: Catálogo de Gamesa Electric.....</i>	<i>29</i>
<i>Ilustración 13. Ejemplo de transformador seco. Fuente: Schneider Electric</i>	<i>30</i>
<i>Ilustración 14. Ejemplo celdas de media tensión. Fuente: Schneider Electric</i>	<i>31</i>
<i>Ilustración 15. Diagrama general del PV Station 4700. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.....</i>	<i>31</i>
<i>Ilustración 16. Tipos y funcionamiento de diferentes estructuras FV. Fuente: Global techno-economic performance of bifacial and tracking photovoltaic systems de Carlos D Rodríguez-Gallegos (2020)</i>	<i>32</i>
<i>Ilustración 17. Irradiancia relativa medida y simulada de estructuras fijas frente a estructuras con seguidor sola con módulos monofaciales o bifaciales. Fuente: Global techno-economic performance of bifacial and tracking photovoltaic systems de Carlos D Rodríguez-Gallegos (2020)</i>	<i>33</i>
<i>Ilustración 18. Ejemplo de caja de agrupación. Fuente: Google Imágenes.</i>	<i>35</i>
<i>Ilustración 19. Cable STR-CB. Fuente: Catálogo TOP CABLE.....</i>	<i>36</i>
<i>Ilustración 20. Cable CB-INVERSOR. Fuente: Catálogo TOP CABLE.....</i>	<i>36</i>
<i>Ilustración 21. Cable CA para media tensión. Fuente: Catálogo TOP CABLE</i>	<i>37</i>
<i>Ilustración 22. Conexión estándar de módulos solares en cadena. Fuente: www.autosolar.es. 38</i>	
<i>Ilustración 23. Conexión módulos solares con el método de salto de rana. Fuente: www.autosolar.es</i>	<i>38</i>
<i>Ilustración 24. Ejemplo de interruptor automático motorizado. Fuente: Catálogo de Circutor . 40</i>	
<i>Ilustración 25. Ejemplo de conexión a tierra de las masas. Fuente: Google Imágenes.....</i>	<i>41</i>
<i>Ilustración 26. Ejemplo de conexión a tierra de las masas. Fuente: Google Imágenes.....</i>	<i>41</i>
<i>Ilustración 27. Ejemplo de estación meteorológica e instalación DUSTIQ. Fuente: Catálogo Darrera.</i>	<i>43</i>
<i>Ilustración 28. Esquema simplificado de la conexión eléctrica de la Estación 13. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>57</i>
<i>Ilustración 29. Equivalente de Thévenin de un defecto a tierra. Fuente: Iberdrola.</i>	<i>73</i>
<i>Ilustración 30. Diagrama del Transformador de la subestación. Dato proporcionado por la empresa.....</i>	<i>73</i>

<i>Ilustración 31. Curva de seguridad y cuadro de valores de tensión aplicada admisible. Fuente: ITC-RAT 13"</i>	<i>76</i>
<i>Ilustración 32. Resultados de la simulación. Fuente: PVSyst.....</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 33. Parámetros generales de la instalación. Fuente: PVSyst.....</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 34. Flujo de energía del sistema. Fuente: PVSyst</i>	<i>79</i>
<i>Ilustración 35. Evolución del precio de la energía en el mercado mayorista español. Año 22/23. Fuente: ESIOS</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 36. Contratos de mercado a futuro para los próximos años en España. Fuente: OMIP</i>	<i>90</i>
<i>Ilustración 37. Degradación del módulo en 30 años de operación. Fuente: Hoja de especificaciones Jinko Solar.....</i>	<i>90</i>
<i>Ilustración 38. Variación del flujo de caja a lo largo de los años de operación de la instalación. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>92</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Resumen de las características de la PFV situada en Córdoba. Fuente: elaboración propia</i>	15
<i>Tabla 2. Potencia instalada (MW) nacional. Fuente: REE</i>	20
<i>Tabla 3. Características generales de la instalación. Fuente: Elaboración propia.</i>	21
<i>Tabla 4. Condiciones normales de funcionamiento, STC</i>	24
<i>Tabla 5. Características eléctricas de los diferentes módulos. Fuente: Hojas de características del fabricante</i>	24
<i>Tabla 6. Características mecánicas de los diferentes módulos. Fuente: Hojas de características del fabricante</i>	24
<i>Tabla 7. Precios unitarios de los módulos. Fuente: Catálogo de fabricantes</i>	24
<i>Tabla 8. Productos disponibles para las estaciones inversoras/transformadoras. Fuente: Catálogo Gamesa Electric</i>	26
<i>Tabla 9. Especificaciones técnicas del inversor. Fuente: Hoja de especificaciones de Gamesa Electric</i>	28
<i>Tabla 10. Resumen características transformador. Fuente: Catálogo Gamesa Electric</i>	29
<i>Tabla 11. Resumen características transformador auxiliar. Fuente: Catálogo Gamesa Electric</i> .	30
<i>Tabla 12. Resumen características celda de media tensión. Fuente: Catálogo Gamesa Electric</i> 30	
<i>Tabla 13. Características técnicas del seguidor solar. Fuente: Hoja especificaciones GameChange Solar</i>	34
<i>Tabla 14. Datos técnicos de la Combiner Box. Fuente: Catálogo de MTech</i>	34
<i>Tabla 15. Características técnicas del cable STR-CB. Fuente: Hojas especificaciones TOP Cable</i> 35	
<i>Tabla 16. Características técnicas del cable CB-INVERSOR. Fuente: Hoja especificaciones TOP CABLE</i>	36
<i>Tabla 17. Características técnicas del cable de MT. Fuente: Hoja especificaciones TOP CABLE.</i> 37	
<i>Tabla 18. Secciones y corrientes admisibles para el cable de la conexión STR-CB. Fuente: Catálogo TOP CABLE</i>	49
<i>Tabla 19. Datos para el cálculo del criterio térmico en el tramo ST-CB. Fuente: Elaboración propia.</i>	49
<i>Tabla 20. Máximas longitudes del cableado para cada sector. Fuente: Elaboración propia</i>	52
<i>Tabla 21. Caídas de tensión para cada una de las secciones. Fuente: Elaboración propia</i>	52
<i>Tabla 22. Secciones y corrientes admisibles para el cable de la conexión CB-INV. Fuente: Catálogo TOP CABLE</i>	53
<i>Tabla 23. Datos para el cálculo del criterio térmico en tramo CB-INV. Fuente: Elaboración propia.</i>	53
<i>Tabla 24. Caídas de tensión de los tramos Combiner Box - Inversor. Fuente: Elaboración propia.</i>	55
<i>Tabla 25. Suma de las caídas de tensión para cada tramo y sector. Fuente: Elaboración propia</i>	56
<i>Tabla 26. Características técnicas de los conductores antes de la conexión de la Estación 13. Fuente: Elaboración propia</i>	57
<i>Tabla 27. Factores de corrección y corrientes admisibles para cada una de las secciones TRAMO 1</i>	59
<i>Fuente: Elaboración propia</i>	59

<i>Tabla 28. Factores de corrección y corrientes admisibles para cada una de las secciones TRAMO 3</i>	<i>Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 29. Caídas de tensión para cada uno de los tramos de MT.</i>	<i>Fuente: Elaboración propia .</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 30. Parámetros para protección frente a cortocircuitos.</i>	<i>Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 31. Parámetros para protección frente a cortocircuitos.</i>	<i>Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 32. Resistencias y reactancias de las líneas.</i>	<i>Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 33. Corrientes de cortocircuito tripolares.</i>	<i>Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 34. Resistividades de terreno según su naturaleza.</i>	<i>Fuente: RLAT-13.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 35. Cálculo de resistencia de puesta a tierra según el tipo de electrodo.</i>	<i>Fuente: RLAT-13</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 36. Características físicas del electrodo de tierra.</i>	<i>Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 37. Parámetros eléctricos del electrodo escogido.</i>	<i>.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 38. Comprobación de criterios de seguridad.</i>	<i>Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 39. Resumen resultados de la simulación.</i>	<i>Fuente: PVSyst.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 40. Flujos de caja del proyecto.</i>	<i>Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>91</i>

I. MEMORIA DESCRIPTIVA

1 Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto denominado “Proyecto de ampliación de aproximadamente 5 MW en una planta fotovoltaica de 50 MW, y su red interior de evacuación hasta el punto de entrega, en el término municipal de Posadas (Córdoba)” es la definición técnica y el diseño eléctrico de la extensión de una central de generación eléctrica solar fotovoltaica. Esta planta fotovoltaica en cuestión situada en Posadas, un municipio de la provincia de Córdoba cuenta con una potencia instalada de 50 MW y la ampliación que se quiere proyectar se hará de aproximadamente 5 MW, ya que así el cliente lo ha pedido.

Se realizará un estudio de las instalaciones para llegar a la óptima solución, tanto técnica como de producción, y finalmente se hará un análisis económico para determinar su viabilidad.

2 Alcance del proyecto

A lo largo de este proyecto se definirá todo lo que comprende una planta fotovoltaica: las instalaciones de generación (módulos fotovoltaicos, cableado y estructuras), los centros de transformación y las líneas de media tensión hasta a subestación de la planta. La línea de evacuación de alta tensión que parte desde la subestación de la planta hasta el punto de conexión, concedido por Endesa, no es objeto de este proyecto y por lo tanto no será estudiada.

3 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible consisten en un conjunto de 17 objetivos y 169 metas establecidos por la Asamblea General de las Naciones Unidas en el año 2015 como parte de su Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Es un llamamiento a la acción a nivel global, por ello, la alineación con los ODS implica que las organizaciones, ya sean empresas, gobiernos o instituciones, consideren cómo sus actividades y operaciones pueden contribuir al cumplimiento y al alcance de estos Objetivos. Esto puede incluir la adopción de prácticas más sostenibles o al desarrollo de productos y servicios que aborden problemas sociales y ambientales.



Ilustración 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible. (Naciones Unidas, 2015)

Este proyecto contribuye a dos puntos de esta lista de objetivos:

- **Punto 7: Energía asequible y no contaminante.** El propósito de este objetivo es asegurar que todos tengan acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos, aumentando la eficiencia energética y el uso de fuentes renovables de energía. Este proyecto al tratar de una planta fotovoltaica que genera una energía limpia y asequible contribuye de manera directa en este punto.
- **Punto 13: Acción por el clima.** Este objetivo se centra en la adopción de medidas urgentes para abordar y combatir el cambio climático y su impacto negativo. Una planta generadora de energía solar fotovoltaica es beneficiosa para el medio ambiente ya que ayuda a disminuir el impacto de las emisiones de gas típicas contribuyentes al efecto invernadero, además de mejorar la calidad del aire.

4 Titular y promotor

La Sociedad promotora de la instalación, que también es titular, es:

Denominación: SUNELIX, S.L

CIF: X-00000000001

Dirección: C/Roger de Lauria, 3

Municipio: Valencia

C.P.: 46002

5 Emplazamiento de las instalaciones

Las instalaciones de la planta de generación de energía solar objeto de esta memoria, se ubican en el término municipal de Posadas, situado en la provincia de Córdoba perteneciente a Andalucía, en España.

La planta fotovoltaica de la que se parte para la ampliación que se quiere diseñar, se implanta sobre una superficie total de 188,30 ha. La superficie disponible para la ampliación será de 10 ha. Este campo solar está formado por las siguientes parcelas y polígonos: (29;12), (14;12), (13;12), (1;11) y (111;18), en el Cortijo de Bonilla (Posadas). Para la extensión de la planta se ocupará parte de las parcelas número 1 y 111. Las referencias catastrales de estos inmuebles se adjuntarán en su correspondiente anexo.

La línea de evacuación no entra dentro del alcance de este proyecto, por lo que solo se proporcionarán la localización de la instalación eléctrica y de su correspondiente subestación.

- Localización instalaciones
 - **Latitud:** 37,808° N
 - **Longitud:** -5,147° S
- Coordenadas de la estación transformadora

Coordenadas ETRS89 HUSO=30

- X= 311.248
- Y= 4.186.745



Ilustración 2. Emplazamiento de las infraestructuras. Fuente: Google Earth

En esta imagen se puede observar la planta fotovoltaica ya construida, estando resaltada en blanco la superficie que se usará para la extensión. La línea de media tensión (desde el centro de transformación de la ampliación hasta la subestación de la planta) viene representada por un trazado verde. El trazado azul representa la línea de evacuación de alta tensión que tiene su fin en el punto de conexión de Endesa, la cual no es objeto de este proyecto.

6 Normativa

A continuación, se incluye una lista de Normas, Instrucciones o Reglamentos Oficiales que se aplicarán a lo largo del diseño, redacción y ejecución de este proyecto.

- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. B.O.E núm. 224.
- REAL DECRETO 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- REAL DECRETO 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de las instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- REAL DECRETO 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Solares Fotovoltaicas Conectadas a Red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDEA).
- REAL DECRETO 186/2016 del Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre exigencias de seguridad del material eléctrico.
- Ley Orgánica 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía.
- Autorización de Instalaciones Eléctrica. Aprobado por la Ley 54/1997
- Normas UNE, IEC y recomendaciones UNESA
- Código Técnico de la Edificación (CTE)
- Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE)
- Orden de 12 de julio de 2002, por la que se regulan los documentos de control y seguimiento a emplear en la recogida de residuos peligrosos en pequeñas cantidades.
- REAL DECRETO 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.
- REAL DECRETO Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.
- Ley 2/2012, de 30 de enero, de modificación de la Ley 7/2002, de 17 de diciembre, de Ordenación Urbanística de Andalucía.
- REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

7 Antecedentes

Actualmente el cambio climático es uno de los problemas más preocupantes que afectan a nuestra sociedad, ya que afecta tanto al planeta en el que vivimos como a nuestra calidad de vida. Por ello, en las últimas décadas se ha tratado de buscar alternativas de obtención y generación de energía más sostenibles. Nuestro proyecto trata de manera directa uno de estos tipos de producción: una planta fotovoltaica, que mediante la energía procedente del sol genera electricidad.

La central sobre la que trabajaremos y sobre la que se proyectará la ampliación, objeto de este proyecto, se encuentra actualmente en funcionamiento. En la tabla adjunta se resumen las características técnicas principales de esta planta.

Total Power at POC (MW)	43
MÓDULO	
Manufacturer	LONGI
Model	LR4-72HPH-440M
Module Capacity (Wp)	440
Number Modules	113,624
Peak Power (Wp) STC	49,994,560
String Size	28
Number Strings	4,058
ESTRUCTURAS	
Structure	Tracker GAMECHANGE
Configuration 1	2Vx56 (4 strings)
Configuration 2	2Vx42 (3 strings)
Configuration 3	2Vx28 (2 strings)
Number Tracker Configuration 1	990
Number Tracker Configuration 2	20
Number Tracker Configuration 3	19
Total Number of Trackers	1029
INVERSORES	
Manufacturer	Gamesa Electric
Model	PV 2500
Number Inverters	19
Nominal Power/inverter (kW) @25°C @cosφ=1	2600
Total Inverters Power (MW) @25°C @cosφ=1	49,4
Ratio DC/AC at Inverter @25°C @cosφ=1	1,012
TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN	
Manufacturer	ELTAS
Configuration 1	
Model	PV Station 5000
AC Power @50°C (kVA)	5100
Number of MV Station	7
Transformation Ratio	0.66/0.66/30 kV
Configuration 2	
Model	PV Station 2550
AC Power @50°C (kVA)	2500
Number MV Station	5
Transformation Ration	0.66/30 kV

Tabla 1. Resumen de las características de la PFV situada en Córdoba. Fuente: elaboración propia



Ilustración 3. Planta fotovoltaica. Fuente: www.sunelgroup.com

8 Introducción a la energía solar fotovoltaica

Hoy en día se conoce el término de *transición energética* como el proceso que busca a nivel mundial, tanto económica como tecnológicamente, la sustitución de energías no renovables por energías alternativas. El objetivo es, más concretamente, erradicar los combustibles fósiles tales como el carbón o el petróleo, ya que estos producen un impacto medioambiental severo.

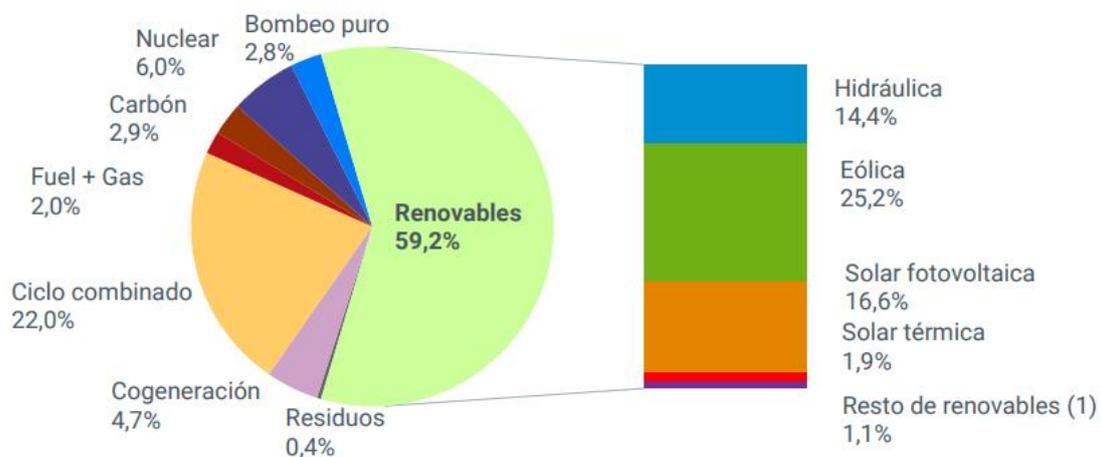
Las centrales térmicas convencionales han sido la principal fuente de energía eléctrica de muchos países durante décadas, pero su uso está disminuyendo debido a las preocupaciones ambientales. La extracción, el transporte y el procesamiento de estos combustibles fósiles tienen impactos negativos no solo en el medio ambiente, como por ejemplo la degradación del paisaje, sino también impactos en la salud humana. El carbón es el mayor contaminante, dado que es el principal responsable de la emisión de los llamados gases de efecto invernadero (GEI), como el dióxido de carbono (CO_2), a los que se suman los gases de dióxido de azufre (SO_2) y los óxidos de nitrógeno (NO_x) que son los grandes causantes de la lluvia ácida.

Por esta razón es por la que la conciencia ambiental ha aumentado, teniendo como consecuencia que la sociedad busque alternativas más limpias para la generación de energía eléctrica. Estas son las llamadas energías renovables: energía solar, eólica, hidráulica, geotérmica y de biomasa. Usan fuentes de energía que, en términos de vida humana, son inagotables y cada vez son más competitivas en el mercado de la generación energética. No solo no emiten gases nocivos, mejorando la situación medioambiental, sino que son más autónomas que las centrales que usan combustibles fósiles, ya que los recursos que se usan están al alcance de todos y no dependen de la importación de otros países, lo cual genera dependencia y vulnerabilidad energética.

En España se han adoptado numerosas medidas para contribuir a esta transición, así como leyes y regulaciones. Dos de las más relevantes son las siguientes:

- **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.** Este marco normativo tiene como iniciativas una reducción del 40% de las emisiones de GEI respecto a 1990, un aumento relativo de renovables sobre el consumo de la energía bruta total y una mejora considerable del 32,5% de la eficiencia energética, entre otras.
- **Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático 2021-2030.** Este documento tiene como objetivo establecer las medidas necesarias para hacer frente a los daños del cambio climático, presentes y futuros, en el territorio español. Entre estas medidas encontramos la fomentación de la investigación y el desarrollo de herramientas de análisis y seguimiento.

Gracias a este marco regulatorio, en el año 2022 España ha continuado avanzando en su crecimiento, aumentando un 9,1% de potencia instalada renovable respecto del año anterior.



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables.

Ilustración 4. Estructura de la potencia instalada (%) en España. Fuente: REE

Es por esto por lo que queda más que justificado el objeto de este proyecto, ya que contribuye directamente al cumplimiento de las metas energéticas que encaminan la transición energética.

8.1 La energía solar

La energía solar es aquella que proviene de la radiación solar que, mediante reacciones químicas, producen energía y calor aprovechable. Esta radiación es la energía emitida por las constantes reacciones de fusión que se producen en el Sol y se transmite en forma de ondas electromagnéticas a través del espacio hasta llegar a la superficie terrestre. Parte de esta alcanza la capa externa de nuestra atmósfera con una irradiancia media global de 1368 W/m^2 (conocida como constante solar), un valor que a lo largo del año va variando según la distancia a la que se encuentre la Tierra del Sol, siendo menor en su punto más alejado, afelio, y mayor en su punto más cercano, perihelio.

En cuanto a la composición de la radiación solar se distinguen tres tipos:

- Radiación directa. Es aquella cuya trayectoria no ha sufrido ningún tipo de variación direccional desde el Sol.
- Radiación difusa. Es la radiación que se dispersa en todas las direcciones después de haber sido reflejada por los componentes atmosféricos, como las nubes.
- Radiación reflejada o albedo. Esta radiación es la que resulta de ser reflejada por elementos de la superficie terrestre, especialmente el mar, desiertos o la nieve.

La combinación de estos tres tipos de radiación solar es lo que determina la cantidad total de energía solar que llega a la superficie de la Tierra en un lugar y momento determinado. A continuación se muestra el diagrama del flujo energético descrito en este apartado.

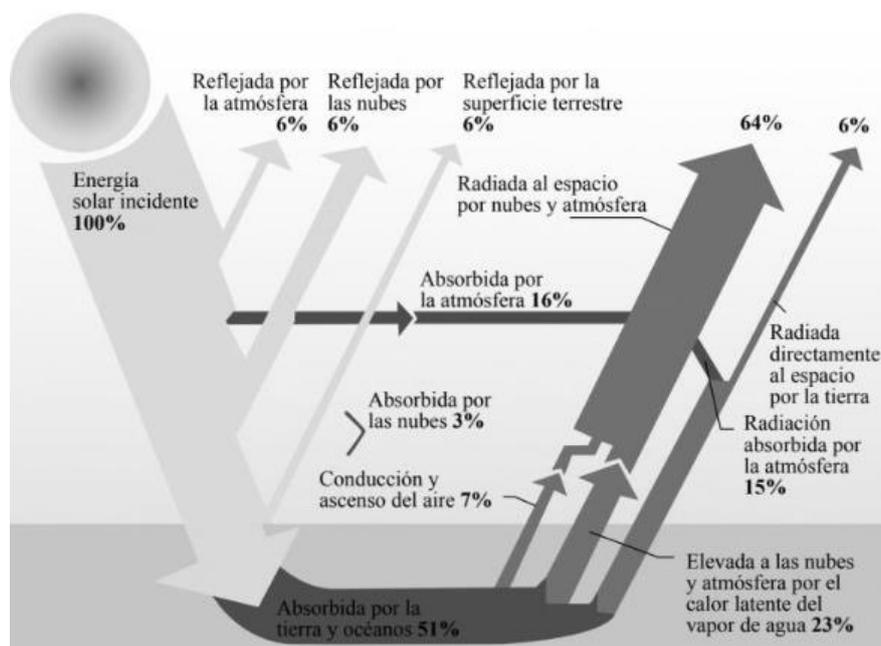


Ilustración 5. Balance porcentual de energía del sistema Tierra- atmósfera.

Fuente: Libro: Fuentes de energías renovables y no renovables. Aplicaciones.

De Juan Carlos Vega de Kuyper y Santiago Ramírez Morales.

8.2 El efecto fotoeléctrico

La energía solar fotovoltaica, objeto de este estudio, es aquella que surge de transformar la energía solar (irradiancia) directamente en electricidad gracias al efecto fotoeléctrico. Este fenómeno consiste en usar materiales que, al ser expuestos a una radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta) producen una alteración en los electrones que constituyen su composición.

En una central solar fotovoltaica los encargados de realizar esta transformación son los paneles fotovoltaicos, formados a su vez por células fotovoltaicas, las cuales tienen propiedades semiconductoras muy apropiadas para conseguir el resultado buscado. El material por excelencia de estos módulos es el silicio. Se distinguen tres tipos; monocristalino, policristalino y amorfo, entre los que se elegirá el conveniente según la eficiencia necesaria y su economía.

Cuando un fotón de luz incide sobre la superficie de la placa, su energía se transmite a los átomos del material semiconductor, excitándolos y permitiendo que sus electrones se desprendan y desplacen, dejando el átomo incompleto. Esto genera una carga que se recoge en un campo eléctrico generado a partir del contacto de dos piezas de cargas opuestas, que en la celda fotovoltaica se conocen como semiconductores P y N, unidos por una junta neutra. Cuando se 'libera' un electrón éste se desliza de un lado a otro, dejando un hueco que podrá ser ocupado por otro electrón de una capa diferente. De esta manera se produce un flujo de electrones que da lugar a la corriente eléctrica.

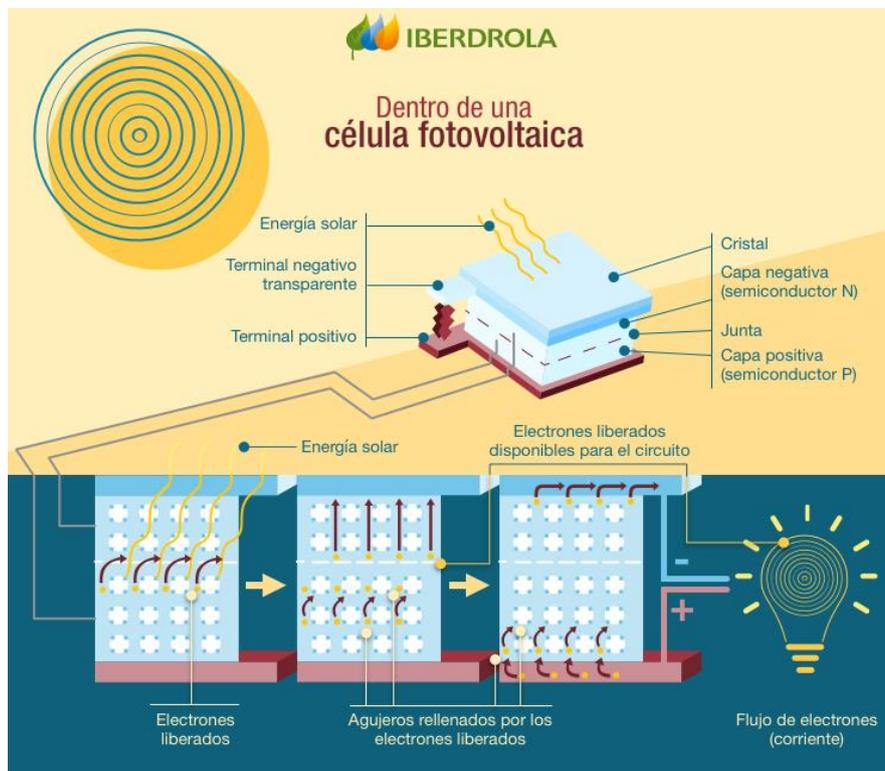
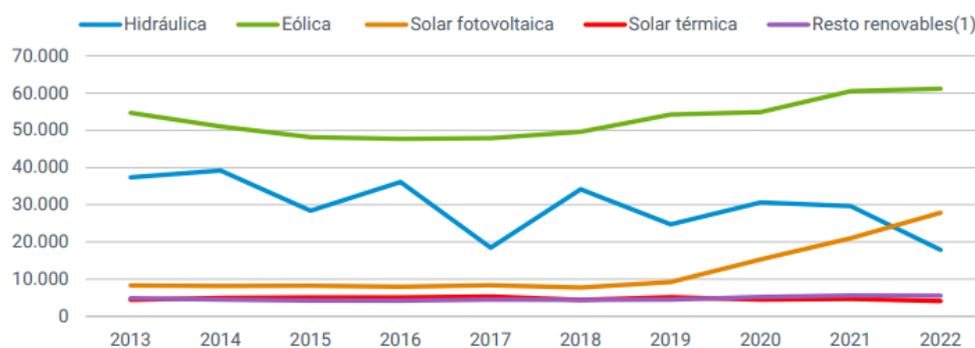


Ilustración 6. Esquema del funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Iberdrola

8.3 La energía fotovoltaica en España

A pesar de que la energía eólica en nuestro país siga liderando después de tantos años de producción eléctrica, suponiendo el 22,1% de la producción energética total, la energía solar fotovoltaica es la que más crecimiento está experimentando, habiendo incrementado un 29,4% sólo en el último año, superando a la hidráulica, que siempre ha tenido un gran impacto en nuestro territorio.



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables.

Ilustración 7. Evolución de la generación de energía renovable (GWh). Fuente: REE

	May/23
Hidráulica	17.097
Turbinación bombeo	3.331
Nuclear	7.117
Carbón	3.484
Fuel + Gas	8
Motores diésel	769
Turbina de gas	1.149
Turbina de vapor	483
Ciclo combinado	26.250
Hidroeólica	11
Eólica	30.134
Solar fotovoltaica	20.324
Solar térmica	2.304
Otras renovables	1.093
Cogeneración	5.643
Residuos no renovables	426
Residuos renovables	170
Potencia total	119.773

Tabla 2. Potencia instalada (MW) nacional. Fuente: REE

En el mes de marzo del año 2023, Red Eléctrica Española registra los siguientes datos de potencia instalada en el territorio español. Observamos que, de nuevo, la energía eólica es la favorita en nuestro país, por delante del ciclo combinado y como tercera opción la energía fotovoltaica, con la cifra de 20,324 MW instalados, demostrando la importancia que esta tecnología está cobrando en la actualidad, cuando en el año 2019 apenas llegaba a los 9 MW instalados.

9 Descripción técnica de la instalación.

La instalación fotovoltaica que se quiere proyectar contará con un total de 9996 módulos fotovoltaicos y 1 bloque de potencia formado por un único inversor de 4709 kW de potencia máxima. Los módulos, cada uno de 550 Wp estarán agrupados en series de 28. Estas series o cadenas, ahora en adelante *strings*, se conectarán en paralelo con diferentes configuraciones hasta formar una agrupación de como máximo 24 *strings*, que irán conectados a la caja de combinación correspondiente. En la tabla que se muestra a continuación se hace un breve resumen de las características más relevantes de nuestro proyecto:

Potencia Total en condiciones de funcionamiento (MW)	4,92
MÓDULO	
Fabricante	Jinko Solar
Modelo	JKM-550M-72HL4-BDVP
Potencia nominal (Wp)	550
Número de módulos	9.996
Potencia total instalada (kWp)	5.497.800
Módulos/string	28
Número de strings en paralelo	357
ESTRUCTURAS	
Tipo de estructura	Seguidor solar
Fabricante	GameChange Solar
Orientación azimut	0°
Configuración 1	1Vx56 (2 strings)
Configuración 2	1Vx42 (1.5 strings)
Configuración 3	1Vx28 (1 string)
Seguidores para la configuración 1	34
Seguidores para la configuración 2	124
Seguidores para la configuración 3	103
Número total de seguidores	261
INVERSORES	
Fabricante	Gamesa Electric
Modelo	PV 4700
Número de inversores	1
Potencia nominal del inversor (kW) @25°C @cosφ=1	4.709
Ratio DC/AC del inversor @25°C @cosφ=1	1,1675
TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN	
Fabricante	Gamesa Electric
Modelo	PV Station 4700
Potencia del transformador (kW)	4.709
Transformation Ratio	0,66/30 kV

Tabla 3. Características generales de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

9.1 Recurso solar

El recurso solar se refiere a la cantidad y calidad de radiación solar disponible en una ubicación específica. Se mide en términos de la cantidad de energía que llega a una unidad de superficie en un periodo de tiempo determinado. La unidad de medida que se emplea normalmente es el kilovatio hora por metro cuadrado (kWh/m^2).

En un proyecto fotovoltaico el recurso solar representa uno de los factores más críticos y potenciales para su diseño eléctrico, ya que permite estimar la cantidad de energía que se puede generar a partir de la radiación solar. Esto también dependerá, evidentemente, de la elección de los dispositivos de la central solar como los módulos fotovoltaicos. Un recurso solar bajo, por ejemplo, requerirá más paneles para producir la misma cantidad de energía que uno con un recurso solar alto, cosa que afecta directamente a la rentabilidad.

Se ha realizado un estudio de la radiación solar del emplazamiento del presente proyecto con el fin de analizar su viabilidad gracias a la herramienta PVGIS, aplicación la cual fue desarrollada por la Unión Europea como ayuda para el cálculo de la producción fotovoltaica de cualquier planta situada en los continentes de Europa, Asia o América. A continuación se muestran las medias de la irradiación solar mensual en la ubicación de nuestra planta a lo largo del año 2020, último año con datos registrados.

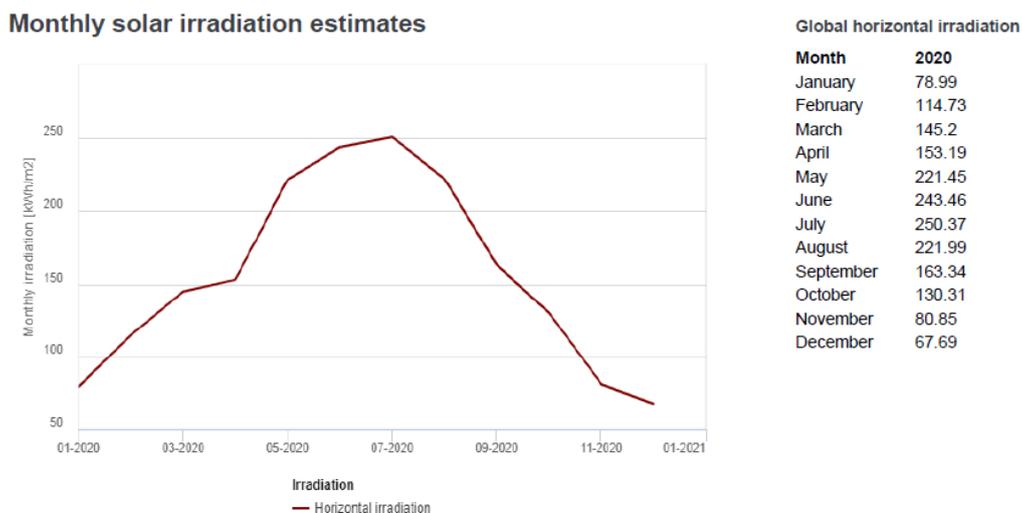


Ilustración 8. Estimación irradiación solar mensual. Fuente: PVGIS

Este gráfico incluye la irradiación global horizontal, que es la suma de la irradiación directa y la difusa, ambas definidas en apartados anteriores; un parámetro imprescindible para evaluar el potencial de la energía solar en nuestra región. A partir de estos datos llegamos a que en nuestro emplazamiento se obtiene una energía anual en el plano horizontal de $1983,83 \text{ kWh/m}^2$.

9.2 Generador fotovoltaico

En las instalaciones de este tipo, la transformación de energía solar a eléctrica se produce en los denominados módulos o paneles fotovoltaicos, formados a su vez por células cuyo número varía según el modelo. Actualmente la mayoría de las células fotovoltaicas están compuestas de silicio, al ser un elemento metaloide abundante y económico. No solo eso, sino que además es un material estable que puede durar décadas sin una degradación significativa, lo que lo hace ideal para su uso en sistemas fotovoltaicos ya que estos suelen tener una vida útil relativamente larga y están expuestos continuamente a agentes externos que pueden disminuirla significativamente. Según cómo se procesa el silicio para formar la célula, éste adquiere una microestructura interna diferente, y por lo general se distinguen tres tipos:

- **Células de silicio monocristalino.** Se procesa como un único cristal con estructura uniforme. Muestran una alta eficiencia respecto de otros tipos de célula por su alineación atómica perfecta, a expensas de elevados tiempos y costes de fabricación.
- **Células de silicio policristalino.** Su estructura interna está formada por numerosos cristales de silicio, provocando que sea menos ordenada que en el silicio monocristalino. Este proceso es más económico, pero origina una célula menos eficiente.
- **Células de silicio amorfo.** Su estructura atómica es irregular en vez de cristalina, lo que permite que se pueda utilizar para placas flexibles. De todos los procesos éste es el que menos coste tiene, y menos rendimiento produce, alrededor del 6%.

La planta fotovoltaica de la que partimos para nuestra ampliación cuenta con paneles solares del fabricante LONGI, concretamente el modelo LR4-72HPH-440M, cuyas características se detallan más adelante. Estos módulos ofrecen una alta eficiencia y podrían ser suficientes para la extensión de la planta, pero se pretende valorar otras opciones que optimicen la producción. Los principales criterios de elección que se han considerado para las diferentes alternativas han sido los siguientes:

- Ambos criterios, el económico y el de producción, son importantes, pero es de interés escoger un panel fotovoltaico que tenga una **potencia relativamente elevada**.
- Se busca que los módulos cuenten con una **elevada eficiencia** al contar con un espacio reducido para la ampliación, respecto del resto del parque. De esta manera se reduce la superficie ocupada por la instalación, siendo también menos costoso. Para dar con la eficiencia deseada se dará prioridad, por tanto, a los paneles de silicio monocristalino.
- A pesar de que el objetivo principal sea maximizar la producción, siempre se buscará cuidar la **economía** del proyecto.
- Se prevé que la planta en toda su totalidad tenga aproximadamente 40 años de vida útil, por lo que se debe tener muy en cuenta la **degradación** de cada tipo de panel a lo largo del tiempo o su pérdida de eficiencia por altas temperaturas de uso. Es un aspecto esencial que afecta de manera directa en la rentabilidad del proyecto.

Teniendo en cuenta dichas consideraciones se han realizado diversas tablas comparativas entre los diferentes paneles que se han considerado para nuestro proyecto, incluyendo el que ya se usa en la planta de la que partimos. Los parámetros que se describirán a continuación son bajo condiciones reales de funcionamiento (en los catálogos del fabricante se puede encontrar como 'STC') y son las siguientes:

Irradiancia	1000 W/m ²
Temperatura de la célula	25°C
Coefficiente de masa de aire (AM)	1,5

Tabla 4. Condiciones normales de funcionamiento, STC

Fabricante	LONGI	SUNTECH	Jinko Solar
Modelo	LR4-72HPH-440M	STP455-B72/Pnhg	JKM550M-72HL4-BDVP
Potencia pico	440 Wp	455 Wp	550Wp
Tensión de máxima potencia (Vmp)	41 V	41 V	41,51 V
Corriente de máxima potencia (Imp)	10,74 A	10.94 A	13,25 A
Tensión de circuito abierto	49,6 V	49.4 V	50,11 V
Corriente de cortocircuito	11,33 V	11.67 V	14,01 A
Eficiencia del módulo	19,8 %	20.9 %	21,29 %
Temperatura de funcionamiento	-40°C ~ +85°C	-40°C ~ +85°C	-40°C ~ +85°C
Tolerancia de potencia	0~ +5W	0~ +5W	0~ +3W
Coefficiente temperatura de Pmax	-0,370%/°C	-0,360%/°C	-0,350%/°C
Coefficiente temperatura de Voc	-0,286%/°C	-0,304%/°C	-0,280%/°C
Coefficiente temperatura de Isc	-0,057%/°C	0,050%/°C	0,048%/°C

Tabla 5. Características eléctricas de los diferentes módulos. Fuente: Hojas de características del fabricante

Modelo	LR4-72HPH-440M	STP455-B72/Pnhg	JKM550M-72HL4-BDVP
Tipo de célula	Monocrystalina	Monocrystalina	Monocrystalina
Número de células	144 (6×24)	144 (6×24)	144 (6×24)
Dimensiones	2115×1052×35 mm	2095×1039×35 mm	2278×1134×30 mm
Peso	24 kg	24.5 kg	32 kg
Cristal delantero	Vidrio templado de 3,2 mm	Vidrio templado de 3,2 mm	Revestimiento antirreflectante de 2 mm
Cristal trasero	-	Vidrio templado de 3,2 mm	Vidrio templado térmicamente de 2 mm
Cable de salida	Longitud: (±)300 mm Sección: 4 mm ²	Longitud: (±)350/160 mm Sección: 4 mm ²	Longitud: (±)400/200 mm Sección: 4 mm ²

Tabla 6. Características mecánicas de los diferentes módulos. Fuente: Hojas de características del fabricante

Modelo	LR4-72HPH-440M	STP455-B72/Pnhg	JKM550M-72HL4-BDVP
Precio unitario	0,245€/Wp	0,453€/Wp	0,381€/Wp

Tabla 7. Precios unitarios de los módulos. Fuente: Catálogo de fabricantes

La tecnología de los módulos solares ha evolucionado mucho en los últimos años, por lo que en cuestión de poco tiempo se encuentran mejoras para hacer sus prestaciones más atractivas y eficientes para las plantas fotovoltaicas. Es por ello por lo que si comparamos el panel fotovoltaico del fabricante LONGI con los demás puede parecer que esté algo desfasado respecto del resto, ya que la planta sobre la que trabajamos se construyó hace 3 años. Se ha optado por estudiar la opción de poner módulos bifaciales, ya que su tecnología ofrece una ganancia adicional y puede ser interesante para nuestro proyecto.

Que un panel solar sea bifacial significa que puede capturar luz solar no solo en su cara frontal, sino que también puede aprovechar la radiación reflejada en la parte posterior, aumentando la

eficiencia y producción energética; razón por la que los módulos de SUNTECH y Jinko Solar cuentan con un cristal trasero.

A partir de este análisis se ha elegido el panel JKM550M-72HL4-BDVP del fabricante Jinko Solar. A pesar de que este modelo tenga mayores dimensiones y peso que los demás, lo compensa el hecho de que se pueda aprovechar la radiación solar por ambas caras del dispositivo, y se tratará de escoger una estructura capaz de soportar el peso de filas de estos módulos. Al generar entonces más energía por unidad de área, su impacto medioambiental es menor porque se reduce la cantidad de terreno necesario para la instalación, algo que nos interesa ya que las parcelas de las que disponemos no son demasiado grandes para la potencia que el cliente demanda. No solo este modelo es el que mayor eficiencia tiene, un 21.29%, sino que claramente es también el que mayor potencia pico produce, característica que supera con creces a su oponente de SUNTECH. A esto se le suma que su cara frontal cuenta con un recubrimiento antirreflejante, dando como resultado que toda la luz se transmita al semiconductor y no se refleje una parte al medio provocando pérdidas. Pese a que este modelo no sea el más competitivo económicamente de los tres, se considera que es práctico gracias a la alta producción que este genera por todos los factores nombrados anteriormente.

9.3 Sistema de acondicionamiento de potencia

Para la extensión del parque objeto de este proyecto, se instalará un centro de inversión/transformación. No serán necesario más. Estas estaciones son una solución que integra en un mismo lugar todo el equipamiento necesario para la transformación de energía generado por los paneles fotovoltaicos de la planta, como transformadores de potencia e inversores. Preferiblemente se ubicará en una posición centrada en la ampliación, facilitando la conexión del cableado y respetando las longitudes máximas recomendadas para este.

Se optará por un centro de inversión/transformación del fabricante Gamesa Electric, que es una empresa líder de diseño y manufacturación de equipamiento eléctrico sobre todo especializado en el sector de energías renovables. Su larga experiencia en energía fotovoltaica lo hace el proveedor ideal para el objetivo al que se quiere llegar.

Los principales componentes de estos centros de inversión/transformación son los siguientes:

- Inversor fotovoltaico DC/AC Gamesa Electric Proteus PV
- Transformador de potencia
- Transformador de servicios auxiliares
- Celdas de media tensión
- Dispositivo de control (SCADA)

entre otros.



Ilustración 9. Estación inversora-transformadora. Fuente: Catálogo de Gamesa Electric.

9.3.1 Inversor

Un inversor es un equipo eléctrico diseñado para transformar corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) o viceversa (aunque este último uso está menos normalizado) para adaptarla a las necesidades de un sistema concreto. En nuestro caso, el inversor convertirá la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos a 50 Hz, en corriente alterna para su posterior elevación.

Para este proyecto tan solo será necesario un único inversor para la potencia total generada. Aunque pueda no parecer la opción más atractiva ya que ante una avería podría quedarse la instalación fuera de servicio, cabe recordar que el objeto de nuestro proyecto es una pequeña parte de una planta mayor, en la que coexisten más inversores. Es decir, una avería en este elemento tan sofisticado como el inversor no afectaría a la totalidad de la planta, sino tan solo al rango al que pertenece, por lo que se considera que es una elección segura. Esto también acorta considerablemente los costes de instalación, lo que lo hace una opción aún más llamativa.

Las estaciones de Gamesa Electric, Gamesa Electric Proteus PV Station incluyen los siguientes modelos:

Proteus PV Station Single Inverter	Proteus PV Station Double Inverter
PVS 4100	PVS 8200
PVS 4300	PVS 8600
PVS 4500	PVS 9000
PVS 4700	PVS 9400

Tabla 8. Productos disponibles para las estaciones inversoras/transformadoras.
Fuente: Catálogo Gamesa Electric

Entre las opciones que tenemos para 1 solo inversor, el modelo de inversor seleccionado para el proyecto es el Gamesa Electric Proteus PV 4700. A continuación, se muestra el inversor elegido:



Ilustración 10. Inversor fotovoltaico PV4700. Fuente: Catálogo Gamesa Electric

En la siguiente tabla se resumen las principales características técnicas y sus parámetros físicos y eléctricos.

Fabricante	Gamesa Electric
Modelo	PV4700
ENTRADA CORRIENTE CONTINUA	
Potencia fotovoltaica máxima	
Rango de voltaje DC	955 – 1500 V
Máxima corriente DC @25°C	2 × 2500 A
Máxima corriente DC @40°C	2 × 2500 A
Máxima corriente DC @50°C	2 × 2310 A
Máxima corriente de cortocircuito	9000 A
Número de puertos de DC	24
SALIDA DE CORRIENTE ALTERNA	
Número de fases	3
Potencia nominal @25°C	4709 kVA
Potencia nominal @40°C	4709 kVA
Potencia nominal @50°C	4358 kVA
Tensión nominal	690 Vrms
Frecuencia	50 / 60 Hz
Distorsión armónica (THD)	<3%
EFICIENCIA	
Máxima eficiencia	99.52%
Consumo de potencia en stand-by	< 200 W
CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Rango de temperatura de funcionamiento	-20°C - 60°C

Máxima altitud	2000 m
Dimensiones	4325 × 2250 × 1022 mm
Peso	4535 kg
Sistema de refrigerado	Líquida y ventilación forzada
Clase de protección	IP55

Tabla 9. Especificaciones técnicas del inversor. Fuente: Hoja de especificaciones de Gamesa Electric

La potencia suministrada por el inversor se ve afectado por numerosas razones, y también lo hace su eficiencia. En el siguiente gráfico se muestra cómo afecta la altitud y la temperatura a la que se expone. Se puede observar como a medida que va creciendo la altitud de funcionamiento, el inversor entrega cada vez menos potencia. Lo mismo ocurre a medida que la temperatura incrementa: a los 60°C el inversor se para ya que no puede trabajar a temperaturas superiores a esta.

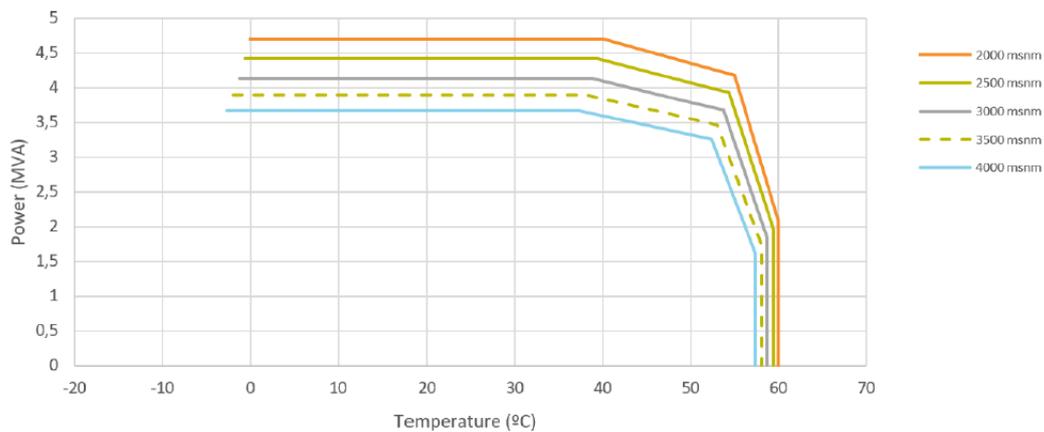


Ilustración 11. Evolución de la potencia en relación con la altitud y temperatura.

Fuente: Hoja de especificaciones para PV4700 Gamesa Electric

9.3.2 Transformador

Los transformadores de potencia son dispositivos que se usan en sistemas eléctricos cuya función es elevar o reducir el voltaje de una corriente alterna entrante, sin modificar su frecuencia. El objetivo es principalmente, adecuar esta tensión a unas necesidades específicas. En las plantas fotovoltaicas el transformador eleva la tensión recibida por el conjunto de los módulos solares, para transmitirla de manera eficiente a la red de distribución. Es por eso por lo que desempeña un papel crucial en nuestro sistema.

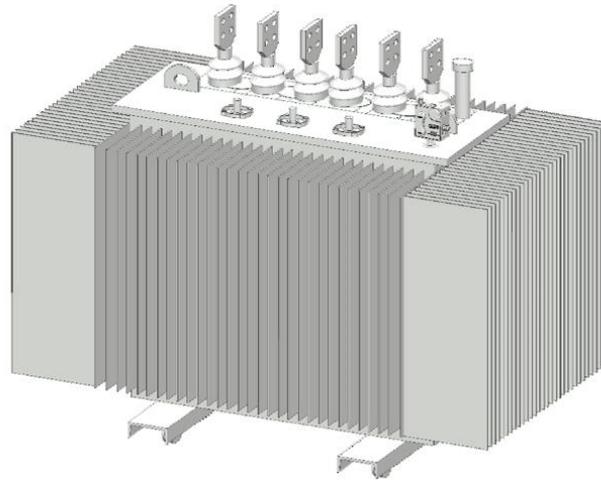


Ilustración 12. Transformador de potencia. Fuente: Catálogo de Gamesa Electric

El transformador en nuestro caso ya va incluido en la central inversora/transformador de la que disponemos. Se trata de un transformador trifásico con refrigeración por aceite. En la siguiente tabla se resumen el resto de sus propiedades principales:

Potencia nominal @25°C	4709 kVA
Tensión nominal secundario	660V _{AC}
Tensión nominal primario	30 kV
Refrigeración	ONAN/KNAN
Grupo de conexión	Dy11y11
Frecuencia	50 Hz
Material núcleo	Ferromagnético
Material devanados	Cobre

Tabla 10. Resumen características transformador. Fuente: Catálogo Gamesa Electric

Cabe destacar que existe otro transformador en la estación transformadora, pero que no afecta de manera directa a la producción de nuestra planta fotovoltaica. Esto es porque es un transformador auxiliar, diseñado para servicios auxiliares de la propia estación o a los rededores, como por ejemplo un sistema de iluminación que mejore la visibilidad de la planta. Sus características se muestran a continuación:

Potencia nominal @25°C	16 kVA
Tensión nominal secundario	400V _{AC}
Tensión nominal primario	660V _{AC}
Refrigeración	Ninguna (dry transf.)

Tabla 11. Resumen características transformador auxiliar. Fuente: Catálogo Gamesa Electric



Ilustración 13. Ejemplo de transformador seco. Fuente: Schneider Electric

9.3.3 Celdas de media tensión

Las celdas de media tensión son dispositivos que contienen un conjunto de equipos de maniobra, tales como seccionadores o interruptores, cuya función es la protección y la monitorización de transformadores o cargas en media tensión. Como se ha especificado anteriormente, las celdas de media tensión en nuestro proyecto también se encuentran dentro de la estación inversora/transformadora, justo a la salida del devanado de baja tensión del transformador.

El aislamiento interno se realizará con hexafluoruro de azufre, SF₆, un gas artificial que se usa ampliamente en equipos eléctricos de alta tensión gracias a su gran estabilidad química y a su no-combustibilidad, propiedades que lo hacen ideal para esta aplicación. Cada uno de estos dispositivos contará con una celda de protección de ‘entrada’ provista de un interruptor-seccionador, en la cual se conectará el transformador, y una celda de ‘salida’.

Configuración	2L1V
Tensión nominal	36 kV
Corriente nominal	630 A
Corriente de cortocircuito asignada	16 kA (1s)
Temperatura de trabajo	-5°C - +40°C
Grado de protección	IP54

Tabla 12. Resumen características celda de media tensión. Fuente: Catálogo Gamesa Electric



Ilustración 14. Ejemplo celdas de media tensión. Fuente: Schneider Electric

Para terminar este apartado sobre el acondicionamiento de la potencia de nuestra ampliación de planta fotovoltaica, adjunto un diagrama general muy ilustrativo en el que se puede entender de manera visual el funcionamiento eléctrico de la central inversora/transformadora, junto con sus componentes y conexiones.

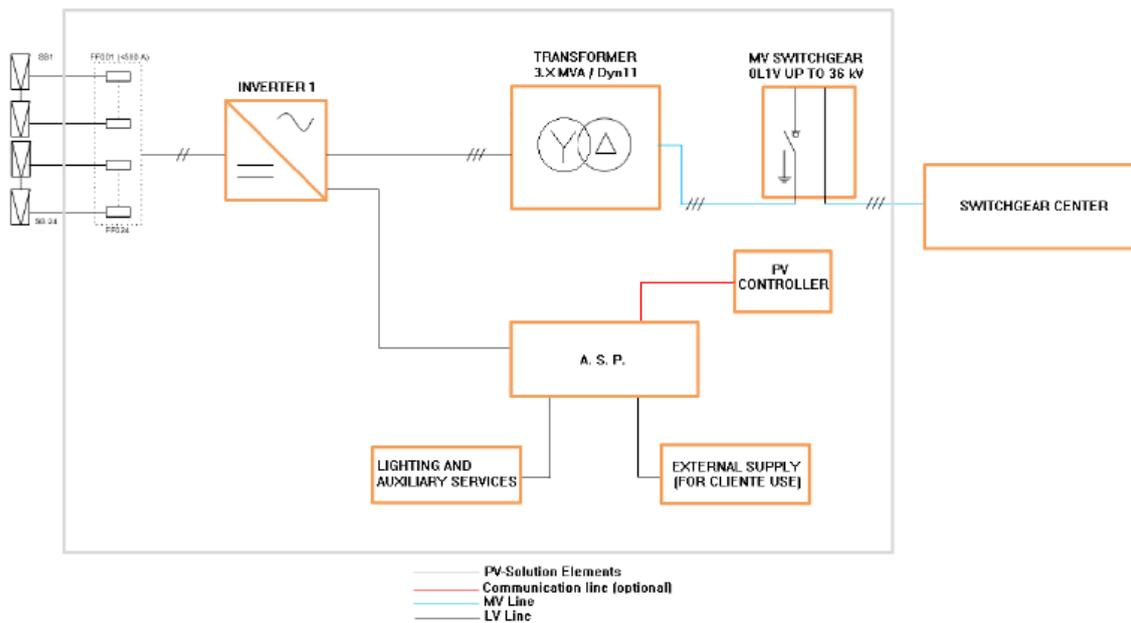


Ilustración 15. Diagrama general del PV Station 4700. Fuente: Catálogo Gamesa Electric

9.4 Estructura de soporte

Los módulos fotovoltaicos deben instalarse sobre una estructura capaz de soportar el propio peso de estos y aguantar ante cualquier inclemencia climatológica. Estos soportes tienen también como función aprovechar al máximo la radiación solar según la orientación que adopten, su ángulo de inclinación y el número de paneles de los que se disponga. Existen principalmente dos tipos: las estructuras fijas y las que disponen de seguidor solar en uno o dos ejes.

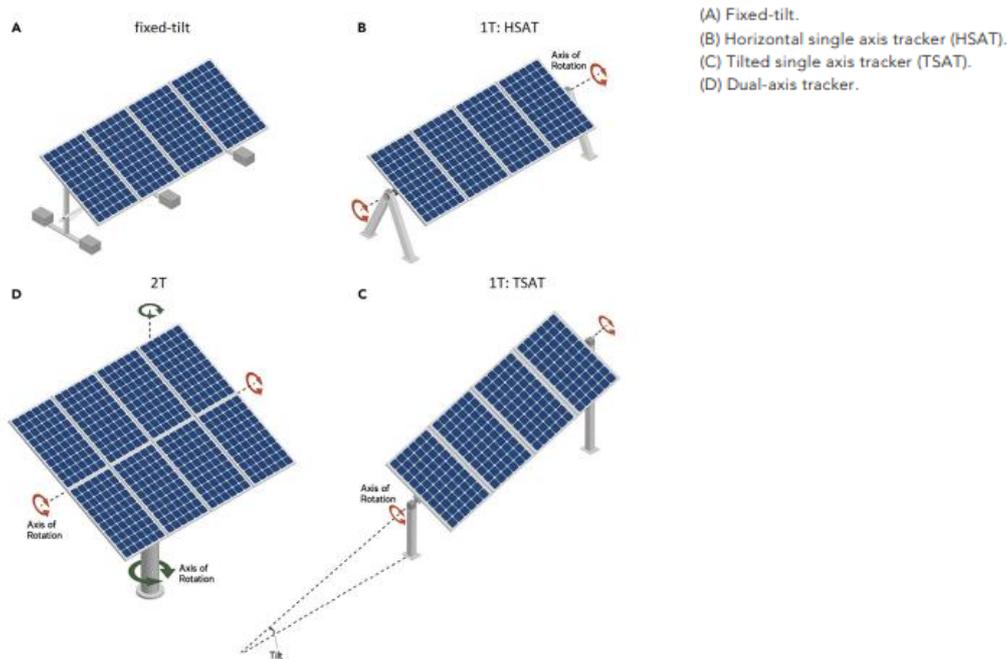


Ilustración 16. Tipos y funcionamiento de diferentes estructuras FV. Fuente: *Global techno-economic performance of bifacial and tracking photovoltaic systems* de Carlos D Rodríguez-Gallegos (2020)

Las primeras son las más seguras: requieren de menor mantenimiento ya que no disponen de componentes electrónicos, cosa que también las hacen más económicas y seguras al fallo. Como su nombre indica, son estructuras que adquieren un ángulo de inclinación fijo, por lo que la captación de la radiación solar es óptima sólo a ciertas horas del día, aquellas en las que los rayos solares son perpendiculares a los módulos fotovoltaicos.

Las segundas en cambio van provistas de un sistema de seguimiento solar, lo que permite el movimiento y giro de los módulos para así optimizar la producción energética, y por lo tanto el beneficio. Su coste es más elevado por lo que no siempre resulta lo mejor optar por esta opción, pero en nuestro proyecto, como se ha visto en el apartado **9.2 Generador fotovoltaico**, se ha escogido como solución un panel bifacial. De esta manera el giro del *tracker*, o seguidor solar, aprovechará las dos caras útiles del módulo fotovoltaico de una manera aún más eficaz. En un estudio realizado por Carlos D. Rodríguez Gallegos, especialista en el sector de energía fotovoltaica, junto con el Instituto de Investigación de Energía Solar de Singapur, se afirma que “*los resultados revelan que las instalaciones bifaciales con seguidor solar de un eje aumentan el rendimiento energético en un 35% y alcanzan menos LCOE para la mayor parte del mundo*” (Rodríguez-Gallegos, y otros, 2020).

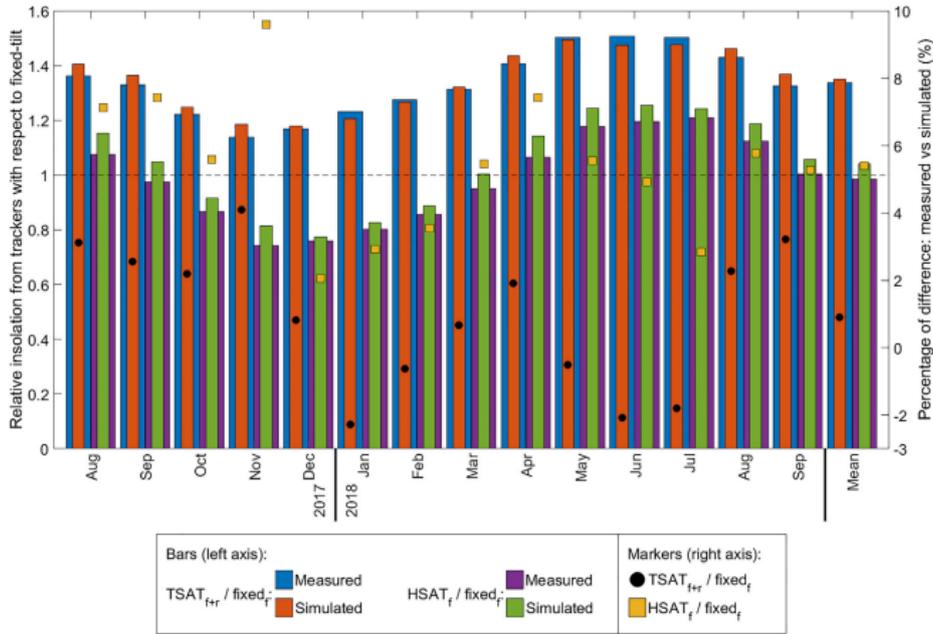


Ilustración 17. Irradiancia relativa medida y simulada de estructuras fijas frente a estructuras con seguidor sola con módulos monofaciales o bifaciales. Fuente: *Global techno-economic performance of bifacial and tracking photovoltaic systems* de Carlos D Rodríguez-Gallegos (2020)

Por el mismo razonamiento se deduce que los seguidores solares de dos ejes consiguen un mayor rendimiento que aquellos que sólo tienen uno. Esto es gracias a que sus dos ejes proporcionan un mayor rango de movimiento, siendo éste en 4 direcciones, por lo que se consigue aprovechar mejor toda la luz solar que hay a lo largo del día. Esta opción, sin embargo, no se considera para este proyecto debido principalmente a que conlleva un coste mucho mayor.

Se opta entonces por el uso del seguidor solar como estructura de soporte para nuestro proyecto. En concreto se tratará de un *tracker* de un solo eje orientado Norte-Sur y un rango de seguimiento de $\pm 60^\circ$. Se escoge un seguidor solar monofila, esto es, una única fila de módulos orientada verticalmente por cada seguidor. La pérdida de producción energética debido al efecto de sombreado entre paneles es una razón por la que descartar los seguidores solares de dos filas, aparte de que resultan también menos económicos.

Se confía en el fabricante GameChange Solar para cumplir con nuestras especificaciones. A continuación se muestran las características técnicas de la estructura finalmente seleccionada para nuestro proyecto:

Tolerancia en Pendiente (N-S)	15%
Tolerancia en Pendiente (E-O)	15%
Sistemas de Rotación	Actuador lineal de acero inoxidable y aluminio
Filas / Actuador Lineal	1 unidad por seguidor
Carga de viento de diseño	58.1 m/s
Carga de nieve de diseño	96 kPa
Ángulo de inclinación	$\pm 60^\circ$
Longitud máxima por Mesa	Hasta 103.6 m
Distancia del Suelo al Módulo	45.7 – 121.9 cm

Configuración Seguidor Tipo 1	1V x 28
Configuración Seguidor Tipo 2	1V x 42
Configuración Seguidor Tipo 1	1V x 56
Temperatura de funcionamiento	-40°C - +48°C
Sistema de alimentación	Módulo solar a bordo con batería
Tensión de sistema de alimentación	1000 ó 1500 V
Tensión de motor	24 V _{dc}
Sistema de control y monitoreo	Disponible

Tabla 13. Características técnicas del seguidor solar. Fuente: Hoja especificaciones GameChange Solar

9.5 Combiner Box

Las *Combiner Box*, o Cajas de Combinación, son cuadros eléctricos que se usan principalmente en sistemas de generación de energía solar, cuya función principal es agrupar circuitos que provienen de cadenas de módulos fotovoltaicos, o *strings*. Para recolectar y transportar eficientemente la energía generada, estos cables de salida se conectan a la caja de combinación, donde se unen en una salida o varios grupos de salidas dependiendo de la configuración del sistema. Estos cuadros pueden tener múltiples entradas cuyo número depende de la cantidad de cadenas fotovoltaicas del sistema; y múltiples salidas que dependen del número de inversores de los que se dispongan para realizar la conexión. Tanto las entradas como las salidas se realizarán con conductores de corriente continua.

No solo sirven para centralizar la conexión de los cables y protegerlos, sino que también pueden incluir componentes de protección contra sobrecorrientes, tales como fusibles e interruptores, o sistemas de monitorización, como medidores de corriente o voltaje, que permiten supervisar el rendimiento de la planta y detectar posibles fallos.

En nuestro proyecto las *Combiner Box* estarán integradas de 24 entradas y fusibles de 20 A para cada línea, además de un descargador de sobretensión y un seccionador de maniobra. Se instalarán preferiblemente bajo las estructuras de los seguidores, evitando así la exposición directa al sol para una mejor preservación. Sus características se muestran a continuación:

Número de entradas	24
Tensión máxima	1500V _{dc}
Sección máxima de cable (input/output)	10mm ² / 400mm ²
Calibre fusible	20 A gPV
Seccionador con Mando directo	400 A hasta 1500V _{dc}
Descargador de sobretensiones	1500 V Tipo II con relé
Grado de protección	IP65 IK10
Dimensiones	600x800x315mm
Material de la caja	Poliéster reforzado con fibra de vidrio

Tabla 14. Datos técnicos de la Combiner Box. Fuente: Catálogo de MTEch

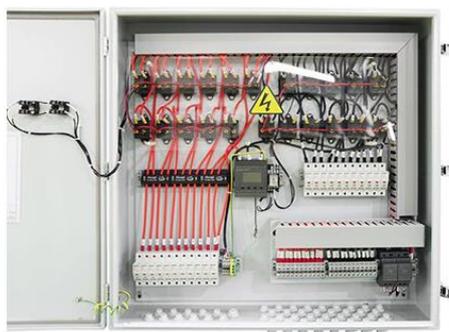


Ilustración 18. Ejemplo de caja de agrupación. Fuente: Google Imágenes.

9.6 Cableado

El cableado ejerce un papel crucial en el funcionamiento de una planta fotovoltaica. A lo largo de este apartado se explorará detalladamente los distintos tipos de cables empleados, así como sus características y el papel que desempeñan.

Tramo String – Combiner Box

Estos cables solares constituyen la conexión entre los módulos fotovoltaicos, formando cadenas o *strings*, y las cajas de combinación e irán enterrados bajo tubo. Su longitud será considerable, provocando grandes caídas de tensión, pero su sección será reducida, ya que la corriente proveniente de los módulos no será muy alta, por lo que el cable no corre peligro de exceso de calentamiento. Finalmente se considera la elección de un cable de cobre, ya que gracias a sus características el coste económico no será elevado y disminuirá notoriamente las caídas de tensión al ser mejor conductor que el aluminio.

Fabricante	TOP CABLE
Modelo	TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K
Material conductor	Cobre
Sección	10 mm ²
Tipo	Unipolar de varios hilos
Temperatura de servicio	-40°C a 90°C
Temperatura máxima	120°C (20 000h)
Temperatura de cortocircuito	120°C (máximo 5s)
Material de aislamiento	XLPE
Tensión de aislamiento	1,5/1,5 kV (Tensión máx. 1,8 kV)
NORMATIVA	
No propagador de la llama	IEC 60332-1
Baja emisión de humos opacos	IEC 61034-2
Reducida emisión de gases tóxicos y corrosivos	IEC 60754-2

Tabla 15. Características técnicas del cable STR-CB. Fuente: Hojas especificaciones TOP Cable



Ilustración 19. Cable STR-CB. Fuente: Catálogo TOP CABLE

Tramo Combiner Box – Inversor

Su función es interconectar las cajas de combinación entre sí y el inversor ubicado en el centro de transformación. Irán dispuestos directamente enterrados a lo largo de una zanja. Son cables de una sección superior ya que deben soportar bastante voltaje; esto es debido a que la caja de combinación puede tener como entrada hasta 24 *strings* en paralelo que más tarde se agrupan en un único cable, acumulando mucha tensión. Por esta misma razón serán cables muy susceptibles al sobrecalentamiento y no tanto a grandes caídas de tensión. Se opta entonces por un cable de aluminio, el cual resultará más económico para el proyecto.

Fabricante	TOP CABLE
Modelo	TOPSOLAR PV Al 1500 V
Material conductor	Aluminio
Sección	400 mm ²
Tipo	Unipolar de varios hilos
Temperatura de servicio	-40°C a 90°C
Temperatura máxima	120°C (20 000h)
Temperatura de cortocircuito	250°C (máximo 5s)
Material de aislamiento	XLPE
Material de cubierta	PVC
Tensión de aislamiento	1,5/1,5 kV (Tensión máx. 1,8 kV)
NORMATIVA	
No propagador de la llama	IEC 60332-1
Baja emisión de humos opacos	IEC 61034-2
Reducida emisión de gases tóxicos y corrosivos	IEC 60754-2

Tabla 16. Características técnicas del cable CB-INVERSOR. Fuente: Hoja especificaciones TOP CABLE

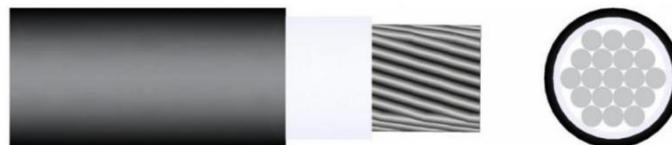


Ilustración 20. Cable CB-INVERSOR. Fuente: Catálogo TOP CABLE

Conexión Centro de Transformación en MT

La función de este cable es la de interconectar el único centro de transformación de nuestra extensión con el resto de los centros de transformación de la planta, conformando la red de media tensión en corriente alterna. Se enterrará directamente en zanja.

Fabricante	TOP CABLE
Modelo	X-VOLT HEPRZ1
Material conductor	Aluminio
Sección	95 y 400 mm ²
Tipo	Unipolar de varios hilos
Temperatura de servicio	-30°C a 90°C
Temperatura máxima	105°C (20 000h)
Temperatura de cortocircuito	250°C (máximo 5s)
Material de aislamiento	XLPE (HEPR)
Material de la pantalla semiconductora int. y ext.	Compuesto termoestable
Material pantalla metálica	Hilos de cobre y contraespira de cobre
Material separador	Cinta de poliéster
Material de cubierta	Poliolefina tipo DMZ1
Tensión de aislamiento	18/30 kV (Tensión máx. 36 kV)
NORMATIVA	
No propagador de la llama	IEC 60332-1
Baja emisión de humos opacos	IEC 61034-2
Reducida emisión de gases tóxicos y corrosivos	IEC 60754-2

Tabla 17. Características técnicas del cable de MT. Fuente: Hoja especificaciones TOP CABLE



Ilustración 21. Cable CA para media tensión. Fuente: Catálogo TOP CABLE

9.7 Configuración de conexión entre módulos

Los módulos solares adquieren un nuevo nivel de funcionalidad cuando se conectan entre sí para crear *strings* o cadenas de módulos interconectados. Esta conexión de módulos solares se realiza en serie, es decir, el terminal positivo de un panel se conecta con el terminal negativo del siguiente, y así sucesivamente. Con esto se consigue aumentar la tensión de los paneles (gracias a su agrupación) a la entrada del inversor.

La planta fotovoltaica de la que partimos es una central lo suficientemente grande para que el cableado suponga un gran coste de instalación. Es por ello por lo que se estudian dos maneras de conexión distintas: en cadena o en 'salto de rana'.

La conexión en cadena, o *Daisy chain*, es el método más usado hoy en día. Se trata de conectar el terminal positivo de un panel con el terminal negativo del contiguo. Sin embargo, como se puede observar en la imagen, se requiere de un cable lo suficientemente largo que conecte el último terminal del último módulo de la cadena, y recorra todo el *string* hasta llegar a la caja de combinación. Estos metros de cable suponen un gran gasto al proyectista en toda la planta.

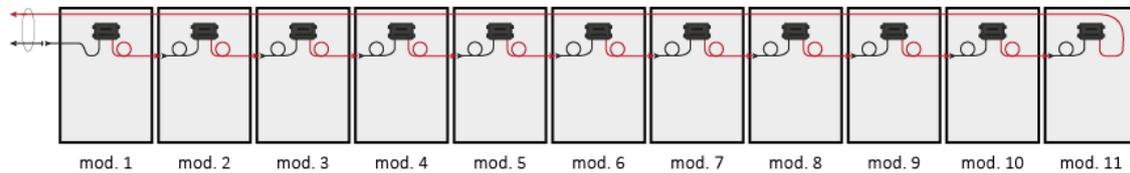


Ilustración 22. Conexión estándar de módulos solares en cadena. Fuente: www.autosolar.es

El método de 'salto de rana', o *Leapfrog*, es un método menos convencional que se ha empezado a implementar en los últimos años. Se trata de una solución para el desaprovechamiento de cable que supone el método anterior, ya que el conexionado de los módulos se realiza con el criterio impar-par; se salta del panel adyacente al siguiente, reduciéndose considerablemente el coste. Como se puede deducir, este método sólo es posible si la longitud de los cables de los propios módulos es lo suficientemente larga para hacer ese salto entre paneles.

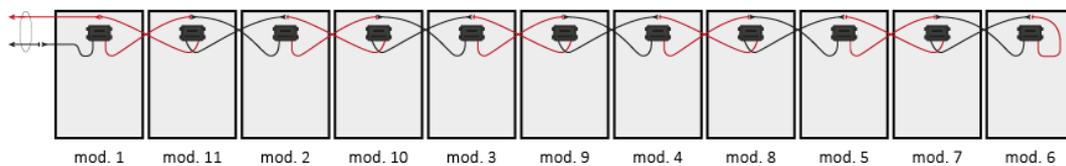


Ilustración 23. Conexión módulos solares con el método de salto de rana. Fuente: www.autosolar.es

En nuestro caso, los cables propios de los paneles seleccionados para este proyecto no son lo suficientemente largos para realizar la técnica *Leafrgog Wiring*, por lo que los módulos se conectarán en serie según el método de la cadena.

9.8 Protecciones

El estudio de protecciones es un paso indispensable para el diseño de cualquier planta fotovoltaica. A medida que la capacidad y el tamaño de estas plantas aumentan, es esencial abordar las cuestiones relacionadas con la seguridad eléctrica. El sistema se diseña de tal forma que se garantice el cumplimiento del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Esto busca prever donde sea necesario, la protección contra sobrecargas y sobretensiones de las diferentes secciones de la planta. No solo se velará por la seguridad de los equipos eléctricos de la instalación, sino también por la seguridad de las personas frente a los llamados contactos directos e indirectos.

La instalación contará inicialmente con la siguiente protección:

- Un sistema de aislamiento galvánico en el transformador BT/MT de nuestro centro de transformación, situado a la salida del inversor AC. Esto protege al sistema de corrientes no deseadas entre el circuito de baja tensión proveniente de los módulos solares y el circuito de media tras el transformador y también los “separa” eléctricamente.
- Un interruptor magnetotérmico general para proteger la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos. Por tanto, su potencia de corte será mayor a la corriente de cortocircuito en el punto de conexión con la red.
- Un interruptor automático diferencial destinado a la protección de las personas
- Fusibles seccionadores para que actúen frente a sobreintensidades que puedan aparecer en el circuito.
- Descargadores de sobretensiones

Protecciones parte Corriente Continua

Esta sección comprende desde de los módulos solares hasta su conexión con el inversor. Sobre la protección frente a sobrecargas, no es necesario proteger los cables si están dimensionados de tal forma que la máxima corriente que pueden soportar (admisible) es superior a la corriente que vayan a soportar realmente.

Las cajas de agrupación, en cambio, sí están provistas de protección; un fusible por cada línea de entrada y un seccionador. Estos elementos de corte son los encargados de aislar secciones específicas de la instalación, permitiendo separar cada rama del generador del resto, lo que facilita las tareas de mantenimiento y el aislamiento de partes defectuosas. No tienen la función de proteger la planta contra cortocircuitos, sino la de proteger a los paneles fotovoltaicos contra corrientes inversas. Si se produce algún fallo en uno de los paneles de un *string*, como que se cortocircuite por un fallo en el mismo, la corriente que recorre ese *string* podría verse afectada por un cambio de sentido y ser superior a la máxima que soporta. Las cajas combinatorias cuentan también con un interruptor automático y un descargador de sobretensión, protegiéndolas de sobretensiones transitorias.

El inversor también se encuentra protegido en su lado de CC; cuenta otros fusibles seccionadores para cada una de sus entradas, de un descargador de sobretensiones y de un interruptor de corte motorizado para conectar o desconectar la instalación en caso de que ocurra una pérdida de tensión o un cambio de frecuencia en la red eléctrica. Incluirá, además, relés de enclavamiento accionados por variadores de tensión, los cuales permiten un accionamiento preciso y seguro del interruptor en diferentes condiciones operativas.

Protecciones parte Corriente Alterna

En esta parte de la instalación, que comprende el lado de media y alta tensión, existe un mayor riesgo de aparición de sobrecargas y cortocircuitos debido a fallos o averías en los elementos eléctricos que la componen, en una parte del circuito donde manejamos tensiones e intensidades de un rango mayor.

La salida del inversor, en el lado de CA, también va equipada con la protección correspondiente; esto es otro interruptor de corte motorizado y un descargador de sobretensiones.



Ilustración 24. Ejemplo de interruptor automático motorizado. Fuente: Catálogo de Circuitor

Con el fin de potenciar la seguridad del personal que se encargue del montaje y mantenimiento de la instalación, todo el conjunto del cableado discurrirá por zanjas y contarán con una sección y un aislamiento que garantice su protección.

9.8.1 Protección de puesta a tierra

La puesta a tierra se refiere a la conexión segura y directa de los componentes eléctricos de cualquier sistema eléctrico, en nuestro caso una planta fotovoltaica, con la tierra. El objetivo de una puesta a tierra es proporcionar una ruta de baja resistencia para que las corrientes de defecto fluyan hacia la tierra en caso de una avería o mal funcionamiento y se puedan disipar sin ocasionar ningún daño. Es básicamente una medida de seguridad fundamental para proteger a las personas, los equipos y las instalaciones de posibles daños causados por descargas eléctricas, sobretensiones o cortocircuitos.

Será fundamental entonces la conexión a tierra de todas las masas de la instalación (partes metálicas del módulo solar, de la estructura de soporte, bandejas, etc.), en ambas partes, el tramo de corriente continua y el tramo de corriente alterna. Estará configurada de forma que no se vea afectada la puesta a tierra de la red de la compañía eléctrica distribuidora, evitando transferencias de defecto a la red.

Comenzando por el primer tramo del circuito fotovoltaico donde se encuentran los seguidores, todas sus partes metálicas que sean accesibles irán conectadas entre sí mediante un cable de cobre aislado de 16 mm² y aparte se conectarán a tierra. El motivo es reducir el riesgo de descarga al contacto por una acumulación de cargas estáticas que pueden provocar subidas de tensión y también propiciar el paso a tierra de corrientes de defecto o descargas de origen atmosférico.



Ilustración 25. Ejemplo de conexión a tierra de las masas. Fuente: Google Imágenes

Los tramos de protección provenientes de cada grupo de los seguidores serán canalizados a través zanja utilizando cables de cobre aislado de 35 mm². Del mismo modo, cada caja de concentración de *strings* estará interconectada entre sí. Luego, se llega al inversor, donde se conecta toda la línea procedente de los seguidores y las cajas al punto de puesta a tierra. Este punto de puesta a tierra consistirá en un dispositivo de conexión, como una regleta, placa o borne, que permitirá la unión entre la línea principal de tierra, y los electrodos.

Los electrodos estarán compuestos por las llamadas “picas de tierra” además de un conductor enterrado que las conecta. Estas picas, introducidas de manera vertical en el terreno, son barras de cobre de 14 mm de diámetro. Su longitud es de 2 m y la separación entre una y otra será aproximadamente 3 metros. Se instalarán a una profundidad de 0,80 m.

El inversor de nuestro proyecto, y también los que conforman el resto de la planta, es trifásico con salida en triángulo, por lo que la accesibilidad del neutro en el transformador no es necesaria y por ello no se conectará a tierra. El transformador de Servicios Auxiliares (SSAA) instalado en el centro de transformación, sí que tendrá el neutro conectado a una toma de tierra, pero independiente del sistema de herrajes de MT, para evitar voltajes peligrosos en la parte de Baja Tensión.

Por último, todas las redes de conexión a tierra deben estar eléctricamente interconectadas, formando una malla de cobre desnudo de 35 mm² enterrado para cada una de ellas a lo largo de la instalación. Todas las partes metálicas que no se encuentren formando parte de los circuitos principales del Centro de Transformación se conectan también a tierra. Esto incluye envolventes de las celdas de media y cuadros de baja, carcasa de los transformadores, rejillas de protección etc., así como la propia armadura del edificio (si éste es prefabricado). Los elementos que no están normalmente bajo tensión también deben conectarse como medida adicional de seguridad ante fallas o circunstancias ajenas. Por otro lado, las rejillas y puertas

metálicas del centro no serán conectadas a tierra si son accesibles desde el exterior, con el fin de evitar posibles tensiones peligrosas de contacto.

9.9 Monitorización y control

El sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* o comúnmente conocido por sus siglas 'SCADA', es una herramienta que implementa un sistema de monitorización de los equipos instalados en un proceso productivo, o en nuestro caso, una planta fotovoltaica. Con ello recopila los datos suministrados por dichos equipos permitiendo su gestión de una manera más centralizada. Los objetivos principales abarcan la medición de producción energética, eficiencia y disponibilidad, la detección de fallas en la instalación y, por último, creación de alertas o alarmas.

En nuestra planta ya está implementado el sistema SCADA en forma de tarjetas de comunicación instaladas en cada uno de los inversores y seguidores ya existentes, por lo que para su extensión se hará lo mismo con el inversor y los nuevos seguidores extra que se pretenden instalar. Estas tarjetas forman una red de comunicación que se conectará con el sistema control de planta, recopilan información de diferentes medios, tales como sensores de irradiancia, temperatura, señales provenientes del inversor, medidor, etc. Gracias a esto se podrá leer en tiempo real los parámetros que definan su comportamiento, así como estudiar su evolución temporal, además de proporcionar todos los valores monitorizados de forma gráfica y numérica.

Concretamente, para el control de los seguidores, se hace uso de cuadros de control de *tracker* (TCU= *Tracker Control Unit*) que se sitúan en la propia estructura del seguidor cerca de su motor rotativo, y cuentan con su propio sistema de alimentación.

También existirá un sistema de conexión remota vía web, pudiéndose visualizar el parque desde el exterior, por lo que será necesario configurar tanto el PC como del módem para establecer la comunicación con los inversores y seguidores. Estos dispositivos actuarán como puntos de conexión para facilitar la interacción y el intercambio de datos entre el sistema de generación fotovoltaica y los equipos de control y monitoreo. Esto permite que, si ocurre alguna incidencia por ejemplo en el inversor, el sistema haría uso del módem y podría notificar la falla mediante un SMS aun no habiendo nadie en la planta.

Se debe destacar que en nuestra planta existe incluido un Power Plant Controller (PPC) que regulará la planta fotovoltaica para cumplir con determinados parámetros fijados por la red de Endesa (en el punto de evacuación), ya sea de manera directa o través del SCADA. El PPC dará solución a las necesidades de la red, donde se regularán parámetros como la tensión en planta, la frecuencia, la limitación de la producción y la regulación de potencia reactiva, para así finalmente inyectar correctamente a la red la electricidad producida por la planta.

9.9.1 Estación meteorológica

Las estaciones meteorológicas son ampliamente utilizadas en todo tipo de plantas fotovoltaicas. Se tratan de un conjunto de instrumentos que recogen diferentes variables atmosféricas, tales como la temperatura del aire, la velocidad del viento, el nivel de UV o la medición de horas de luz, que sirven de interés para el estudio de producción de la planta. No solo estos datos sirven

para la optimización de la producción de la planta, sino también para tomar medidas correctivas de mantenimiento si se produjera alguna condición que alterara el rendimiento de alguna de las partes de la instalación.

Se colocará una estación meteorológica principal junto con otra secundaria con la finalidad de realizar medidas de las prestaciones climáticas y ambientales reales de la instalación. La estación meteorológica principal constará de una torre, la cual se construirá junto al centro de transformación objeto de este proyecto, y estará formada por:

- Albedómetro; un dispositivo formado por dos piranómetros, uno orientado hacia arriba (cielo) y otro orientado hacia el suelo. Mide la radiación solar.
- Difusómetro: mide la radiación solar difusa. Es una combinación de un piranómetro y un anillo que le protege de la radiación directa del sol desde el amanecer hasta el atardecer.
- Sensores de velocidad y dirección del viento.
- Pluviómetro.
- Sensor de temperatura ambiente.
- Sensor de humedad relativa.
- Se instalará un panel de SCADA al pie de la torre.

Con el fin de afinar las mediciones en la planta, se instalará lo que llamaremos “estación meteorológica secundaria” sobre uno de los módulos que conforman el *tracker* más próximo al centro de transformación, para que los costes de cableado de conexión no asciendan más de lo necesario. Así, la estación secundaria contará con:

- Piranómetro.
- Sensor de temperatura: se trata de una sonda PT100 que tiene como finalidad medir la temperatura de la superficie plana del módulo sobre la que está instalado.
- DustIQ: monitoriza la pérdida de luz solar provocada por el polvo acumulado en los módulos solares.

Todos los equipos descritos hasta ahora se encontrarán instalados de tal forma que no obstaculicen a ningún otro, evitando sombras en todo momento del año.



Ilustración 27. Ejemplo de estación meteorológica e instalación DUSTIQ.

Fuente: Catálogo Darrera.

9.10 Contador

Un contador es un dispositivo cuya finalidad es la medición y el registro de la energía generada en una instalación eléctrica. Consigue realizar un seguimiento preciso de la producción energética y su consumo, esencial para monitorear el rendimiento de la planta fotovoltaica, en nuestro caso, y llevar a cabo tareas de facturación y control. Los contadores bidireccionales, a diferencia de los convencionales, miden la energía eléctrica que fluye en la planta en dos sentidos: de la red al usuario (que se conoce como energía demandada) y del usuario a la red eléctrica (llamada energía inyectada); permite un intercambio equilibrado de energía con la red, evitando grandes excedentes, esencial tanto desde el punto de vista técnico como financiero.

Se dispone de un contador, el cual se instala antes del punto de acometida. Dispone de una pantalla para poder visualizar aquellos parámetros que puede registrar el equipo, como:

- Tensión, corriente y factor de potencia
- Potencia activa
- Potencia reactiva
- Potencia aparente

9.11 Sistema de vigilancia perimetral

La planta proyectada cuenta con un sistema de seguridad y anti-intrusión, formado por cámaras ubicadas por todo el perímetro del parque, colocadas sobre báculos a una altura mínima de 4,5 metros. Se encuentran instaladas de forma que una supervise a la siguiente, minimizando el ángulo muerto que pueda existir. También contarán de un sistema de protección eléctrica para garantizar un funcionamiento continuo.

El sistema podrá almacenar imágenes y grabaciones bajo demanda o por alarma, así como gestionarlas y activar o apagar dispositivos para dar solución a la situación que esté poniendo en peligro la instalación.

Todas las cámaras cuentan con un índice de protección mínimo IP65, y serán:

- Térmicas, de hasta 380 m de alcance, capaces de detectar aún en condiciones de visibilidad desfavorables cualquier tipo de amenaza.
- Bullet, de 80 m de alcance
- Bi-espectrales, de hasta 80 m de alcance
- Fijas para la subestación, de hasta 80 m de alcance

9.12 Control Room

El Centro de Control de Seguridad es el centro neurálgico de la planta; este alberga el equipo y la tecnología necesarios para supervisar, controlar y gestionar de manera eficiente todas las operaciones. Aspectos como la monitorización, grabación y emisión de señales y vídeo son ejemplos de lo que consiste una *Control Room*.

- Desde él se monitoriza los subsistemas de Seguridad.
- En su interior existirá un *Centro de Control y Servicios (CCS)*, donde se establece comunicación con el exterior mediante el Circuito Cerrado de Televisión.
- En su interior se encontrarán los componentes clave para centralizar las señales e integrar los subsistemas de seguridad, así como para realizar obras de iluminación sorpresiva. Estos elementos desempeñan un papel fundamental al concentrar y coordinar las señales y funciones relacionadas con la seguridad y el control del sistema.

El sistema de Seguridad a su vez está formado por los siguientes subsistemas:

- Subsistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV) constituido por todo el sistema de cámaras, permitirá:
 - La posibilidad de visualizar y poder almacenar escenas de manera remota a lo largo de toda la planta a tiempo real.
 - Almacenar tanto imágenes como grabaciones de las cámaras para su posterior revisión.
 - Identificar a individuos presentes en una escena y verificar incidentes.
- Subsistema de Control de Accesos
- Red de Seguridad del PC: implica la creación de una estructura en forma de anillos interconectados y protocolos de enrutamiento para garantizar el correcto conexionado entre los diferentes nodos, incluso si se presentan problemas en algún punto de la fibra o nodo específico, por ejemplo, en un enlace. Los dispositivos de seguridad, como cámaras de vigilancia, módulos Ethernet de entrada/salida de alarmas y una central de intrusión, se conectarán al nodo más cercano. Este nodo se encargará de dirigir la información recibida hacia el centro de control de seguridad establecido.
- Subsistema de Centralización: tiene la responsabilidad de captar y procesar las señales generadas por los diferentes subsistemas. Funciona de manera automática de acuerdo con su programación y muestra la información resultante a los operadores cuando sea necesario. Esto permite que los operadores puedan responder de manera oportuna ante situaciones imprevistas de manera efectiva.

II. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

10 Dimensionamiento del sistema de generadores fotovoltaicos

Nuestra instalación fotovoltaica estará configurada de una manera determinada según las especificaciones técnicas de los dispositivos que la componen. En concreto, los módulos fotovoltaicos se interconectan entre sí en serie formando *strings*, que a su vez forman ramas que irán conectadas en paralelo en el interior de las cajas de agrupación DC, las que llamamos *Combiner Box*.

Se debe estudiar entonces, el número mínimo y máximo de paneles fotovoltaicos que se pueden conectar en serie para el inversor de la central solar que se quiere proyectar. El número máximo de módulos admisibles vendrá determinado por la expresión:

$$N_{\text{m\u00e1ximo m\u00f3dulos en serie}} = \frac{V_{\text{m\u00e1x inversor}}}{V_{oc}} \quad [1]$$

Siendo:

- $V_{\text{m\u00e1x inversor}}$ la tensión máxima de entrada en corriente continua admisible por el inversor, 1500 V.
- V_{oc} la tensión en circuito abierto de los módulos fotovoltaicos, que corresponde con la tensión máxima que pueden alcanzar en condiciones estándar de radiación, 50.11 V.

De manera an\u00e1loga, la cantidad m\u00ednima de m\u00f3dulos aceptable viene determinada por el siguiente cociente:

$$N_{\text{m\u00ednimo m\u00f3dulos en serie}} = \frac{V_{\text{m\u00edn inversor}}}{V_{oc}} \quad [2]$$

Siendo:

- $V_{\text{m\u00edn inversor}}$ la tensión m\u00ednima de entrada en corriente continua admisible por el inversor, 955 V.
- V_{oc} la tensión en circuito abierto de los m\u00f3dulos fotovoltaicos, que corresponde con la tensión m\u00e1xima que pueden alcanzar en condiciones est\u00e1ndar de radiaci\u00f3n, 50.11 V.

Aplicando las dos relaciones anteriores, se llega a la conclusi\u00f3n de que cada *string* deber\u00e1 contener entre 19 y 29 m\u00f3dulos conectados en serie. No solo se debe enfocar la decisi\u00f3n hacia el aprovechamiento m\u00e1ximo de la capacidad del inversor, sino tambi\u00e9n velar por su seguridad y buen funcionamiento, por lo que el n\u00famero de paneles se establece en 28 m\u00f3dulos conectados en serie.

Interesa comprobar ahora que para este n\u00famero de paneles el inversor es capaz de trabajar en su punto de mayor potencia.

$$N_{\text{m\u00f3dulos}} V_{pmp} < V_{pmpi} \quad [3]$$

Siendo:

- $N_{módulos}$ el número de módulos seleccionado por *string*, 28.
- V_{pmp} la tensión máxima del módulo en el punto de máxima potencia, 41 V.
- V_{pmpi} la tensión máxima del inversor en el punto de máxima potencia, 1300 V.

Se cumple por tanto la condición ya que $28 \cdot 41 \text{ V} = 1148 \text{ V} < 1300 \text{ V}$

10.1 Agrupación en paralelo de los strings

Se debe determinar también el número de *strings* totales conectados en paralelo para adaptar el conjunto a la potencia del inversor; se conocerá a partir del cociente entre la potencia pico prevista para la extensión de la planta y la potencia pico de una cadena.

$$N_{strings \text{ en paralelo}} = \frac{P_{pico \text{ total}}}{P_{pico \text{ string}}} \quad [4]$$

Siendo:

- $P_{pico \text{ total}}$ la potencia pico total prevista para la ampliación de la central fotovoltaica.
- $P_{pico \text{ string}}$ la potencia pico total de una cadena de módulos o *string*.

El cliente no ha especificado una potencia pico concreta para la ampliación de la planta sobre la que se pretende trabajar: se busca una potencia pico aproximada de 5 MWp, por lo que se aceptará cualquier valor dentro del rango [4.5 , 5.5] MWp. Los siguientes cálculos se dimensionarán para el supuesto más favorable, que es la obtención de una potencia pico máxima. Sabiendo que la potencia pico de un *string* será 28 veces la potencia pico de un módulo, 15.40 kWp, obtenemos:

$$N_{strings \text{ máx en paralelo}} = \frac{5.500.000}{15400} = 357,142 \approx 357 \text{ strings} \quad [5]$$

$$N_{strings \text{ mín en paralelo}} = \frac{4.500.000}{15400} = 292,207 \approx 292 \text{ strings} \quad [6]$$

De esta forma establecemos los límites para entrar dentro de las condiciones del cliente, pero nuestro objetivo principal será aproximarnos lo máximo posible a los 357 *strings* para proporcionar así la solución óptima.

11 Dimensionamiento del cableado de corriente continua

Este apartado consistirá en encontrar la sección más adecuada para los conductores de la parte de corriente continua cumpliendo simultáneamente dos criterios: el criterio de intensidad máxima admisible de calentamiento (o criterio térmico) y el criterio de caída de tensión.

11.1 Tramo String – Combiner Box

Según el catálogo comercial del fabricante correspondiente, la sección mínima a la que podríamos optar para el cableado de este tramo es de 1,5 mm²; esta sección puede resultar ridícula y lo más importante, puede fomentar al aumento de caídas de tensión no deseadas. Por lo tanto, para escoger adecuadamente la sección de los conductores se procede a estudiar ambos criterios.

nº x Sección mm ²	Int. Aire A	Int. Sobre superficie A	Int. Adyacente a superficies A	Caída Tensión V/A-km
1 x 1,5	30	29	24	38,2
1 x 2,5	41	39	33	23,0
1 x 4	55	52	44	14,3
1 x 6	70	67	57	9,49
1 x 10	98	93	79	5,46
1 x 16	132	125	107	3,47
1 x 25	176	167	142	2,23
1 x 35	218	207	176	1,58
1 x 50	276	262	221	1,10
1 x 70	347	330	278	0,772
1 x 95	416	395	333	0,585
1 x 120	488	464	390	0,457
1 x 150	566	538	453	0,368
1 x 185	644	612	515	0,301
1 x 240	775	736	620	0,228

Tabla 18. Secciones y corrientes admisibles para el cable de la conexión STR-CB.

Fuente: Catálogo TOP CABLE

Criterio térmico

El criterio térmico obedece la idea de que, bajo condiciones normales, un conductor no debe superar una temperatura concreta. Así pues, deberemos estudiar la capacidad de corriente del cable ya que dependerá de esta y de su sección, la temperatura que pueda alcanzar. Para este análisis acudiremos al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), en concreto la Norma UNE-HD 60364-5-52, que nos proporcionará los coeficientes de reducción necesarios para el estudio.

Método de instalación	T _{amb} (terreno)	Resistividad del terreno	Circuitos
D	25°C	1 km/W	16

Tabla 19. Datos para el cálculo del criterio térmico en el tramo ST-CB. Fuente: Elaboración propia.

El método de instalación de las conexiones entre los *strings* y las *Combiner Box* consistirá en cables unipolares canalizados y enterrados bajo tubo corrugado; lo que correspondería al método de instalación de referencia D según la Tabla B.52.1. Atendiendo a esto se pueden obtener el resto de los parámetros:

- Tabla **B.52.16**: para método de instalación D, para cables entubados y una resistividad térmica del terreno de 1 km/W, el factor de corrección de resistividad se establece en un valor de 1.18 km/W.
- Tabla **B.52.15**: para método de instalación D, para cables que están aislados de XLPE y con una temperatura de terreno de 25°C, el factor de corrección térmico se establece en un valor de 0.96.
- Tabla **B.52.19**: para método de instalación D, para 16 circuitos en contacto mutuo y entubados a su vez, el factor de corrección por agrupamiento se establece en un valor de 0.39.

El coeficiente reductor entonces adquiere, según el siguiente producto, el valor de:

$$k_{TOTAL} = k_T k_A k_\rho = 0,96 \cdot 0,39 \cdot 1,18 = 0,4418 \quad [7]$$

Los cables se deben dimensionar para que pueda soportar el 125% de su corriente en el punto de máxima potencia, por lo tanto, su corriente admisible debe ser mayor o igual a esta, teniendo en cuenta sus coeficientes de corrección.

$$I_{m\acute{a}s\ adm} = I_{tabla} k_{TOTAL} \geq 1,25 I_{pmp} \quad [8]$$

Siendo:

- $I_{m\acute{a}s\ adm}$ la corriente máxima admisible para el cable, ya corregida.
- I_{tabla} la corriente admisible para el cable según catálogo.
- k_{TOTAL} el coeficiente reductor producto de los coeficientes reductores de temperatura, agrupación y resistividad.
- I_{pmp} la corriente del módulo solar en su punto de máxima potencia.

$$I_{m\acute{a}s\ adm} = 0,4418 I_{tabla} \geq 1,25 \cdot 13,25 \quad [9]$$

$$I_{tabla} \geq \frac{16,5625}{0,4418} = 37,4886 \text{ A} \quad [10]$$

Si miramos la tabla de las secciones de cable del fabricante, podemos llegar a la conclusión de que desde la perspectiva exclusiva del criterio térmico cualquier cable de sección igual o mayor a 2,5 mm² es válido. A pesar de que con esa sección ya sería suficiente, tomamos como opción también válida los valores de [2,5 ; 4 ; 6 ; 10 ; 16] mm². Subir aún más de sección podría resultar contraproducente desde el punto de vista económico. No conviene tampoco escoger cable de sección muy pequeña pues puede producir caídas de tensión grandes, por lo que tomaremos una decisión después de haber estudiado el criterio de caída de tensión.

Criterio de caída de tensión

El criterio de caída de tensión se rige por el REBT; la sección del cable debe ser tal, que la caída de tensión que se produzca en él sea menor a unos límites definidos. En concreto para este conductor, se comprobará que la caída de tensión no supere el 0.5%. Partimos entonces de la siguiente ecuación para el valor porcentual de la caída de tensión en un conductor:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{n \cdot U_{mpm}} \quad [11]$$

Siendo:

- $\Delta U(\%)$ la caída de tensión en valor porcentual
- ΔU la caída de tensión en valor absoluto, en V. Su expresión se desarrolla a continuación.
- n el número de módulos en serie por cadena, 28 módulos.
- U_{mpm} la tensión del módulo en su punto de máxima potencia.

$$\Delta U = I \cdot \frac{2l\rho}{S} \quad [12]$$

Siendo:

- ΔU la caída de tensión en valor absoluto, en V.
- I la intensidad total de 1 cadena de módulos en su punto de máxima potencia, en A.
- l la longitud del cable sobre el que se está realizando el estudio de caída de tensión, en m.
- ρ la resistividad eléctrica del material del conductor, en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$, el cual también varía según su temperatura de funcionamiento. En este caso nuestro cable es de cobre, y consideraremos como temperatura de funcionamiento 90°C .

Estas dos expresiones se particularizan para cada uno de los tramos de conductores que van desde una cadena de módulos hasta la *Combiner Box*. Para agilizar el proceso se decide tomar el caso más desfavorable, que será aquel conductor que tenga la mayor longitud para este tramo.

Teniendo en cuenta la dimensión del objeto de nuestro proyecto, se decide dividir toda la superficie en diferentes sectores; cada sector se agrupará de tal forma que se conecte a una caja de agrupación determinada, alojando un máximo de 24 *strings* por *Combiner Box*. A continuación, se muestra una tabla donde se analiza el conductor con mayor longitud para cada sector.

SECTOR	MÁX LONGITUD ST-CB (m)
D1-1	71,64
D1-2	59,61
D2	59,94
E1-1	82,47
E1-2	78,38
E1-3	61,18
E2-1	76,68
E2-2	59,73
E2-3	59,73
E2-4	54,08
E2-5	53,74
E2-6	53,70
E2-7	53,66
E3-1	61,74
E3-2	61,74
E3-3	58,45
E3-4	69,16
E3-5	59,67

Tabla 20. Máximas longitudes del cableado para cada sector. Fuente: Elaboración propia.

Según las medidas obtenidas a partir de los planos del proyecto, podemos estimar que el cable con mayor longitud se encuentra en el sector E1-1, con 82.47 m. Podemos aplicar entonces las ecuaciones anteriores de la siguiente forma:

$$\Delta U = I \cdot \frac{2l\rho}{S} = 13,25 \text{ A} \cdot \frac{2 \cdot 82,47 \text{ m} \cdot 0,02198 \frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}}{S} \quad [13]$$

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{28 \cdot 41,51 \text{ V}} \quad [14]$$

Como hemos dicho anteriormente, tenemos distintas opciones de sección para este cableado, en concreto el siguiente rango: [2,5 ; 4 ; 6 ; 10 ; 16] mm². Analizaremos a continuación qué caída de tensión produce cada una de ellas y su correspondiente valor porcentual.

SECCIÓN (mm ²)	ΔU	ΔU(%)
2,5	19,21452	1,65317
4	12,00908	1,03323
6	8,00605	0,68882
10	4,80363	0,41329
16	3,00227	0,25831

Tabla 21. Caídas de tensión para cada una de las secciones. Fuente: Elaboración propia

Se puede confirmar entonces que una sección de 2.5 mm² hubiera sido una mala elección a pesar de que cumpliera el criterio térmico, ya que como se había comentado anteriormente, las caídas de tensión en un conductor son mayores cuanto más pequeña es su sección y con estas condiciones no cumple el límite exigido. En nuestro caso, para la situación más desfavorable, el límite porcentual de caída de tensión (0.5%) se cumple a partir de una sección de 10mm². Así que finalmente se tomará esta sección como solución válida para el tramo String – Combiner Box.

11.2 Tramo Combiner Box – Inversor

Criterio térmico

Según el catálogo comercial del fabricante correspondiente, la sección mínima a la que podríamos optar para el cableado de este tramo es de 35 mm². Si lo comparamos con el tramo anterior, este cable contiene secciones mayores porque está preparado para soportar una intensidad también mayor, como ocurre a la salida de la caja de combinación. Para la elección del cableado de este tramo estudiaremos de nuevo los criterios de calentamiento y caída de tensión.

Sección mm ²	Int. Aire A	Int. Enterrado A	Caída Tensión (V/A·km)
1 x 35	150	117	2,225
1 x 50	184	139	1,643
1 x 70	237	170	1,135
1 x 95	289	204	0,820
1 x 120	337	233	0,648
1 x 150	389	261	0,528
1 x 185	447	296	0,420
1 x 240	530	343	0,320
1 x 300	613	386	0,256
1 x 400	740	455	0,199
4 x 120	297	175	0,648
4 x 1 x 150	342	196	0,528
4 x 1 x 240	466	257	0,320

Tabla 22. Secciones y corrientes admisibles para el cable de la conexión CB-INV.

Fuente: Catálogo TOP CABLE

Método de instalación	T _{amb} (terreno)	Resistividad del terreno	Circuitos
D	25°C	1 km/W	5

Tabla 23. Datos para el cálculo del criterio térmico en tramo CB-INV. Fuente: Elaboración propia.

Del mismo modo que en el tramo anterior, se debe estudiar la corriente admisible del cable a partir de sus coeficientes de reducción. Para ello acudiremos de nuevo al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), en concreto la Norma UNE-HD 60364-5-52.

El agrupamiento de este tramo se realizará directamente enterrado en zanja; lo que correspondería al método de instalación de referencia D según la Tabla B.52.1. Atendiendo a esto se pueden obtener el resto de los parámetros:

- Tabla **B.52.16**: para método de instalación D, para cables directamente enterrados y una resistividad térmica del terreno de 1 km/W, el factor de corrección de resistividad se establece en un valor de 1.5 km/W.
- Tabla **B.52.15**: para método de instalación D, para cables que están aislados con XLPE y con una temperatura de terreno de 25°C, el factor de corrección térmico se establece en un valor de 0.96.
- Tabla **B.52.18**: para método de instalación D, para 5 circuitos separados 0.125 mm, el factor de corrección por agrupamiento se establece en un valor de 0.65.

El coeficiente reductor entonces adquiere, según el siguiente producto, el valor de:

$$k_{TOTAL} = k_T k_A k_\rho = 0,96 \cdot 0,65 \cdot 1,5 = 0,9360 \quad [15]$$

Los cables se deben dimensionar para que pueda soportar el 125% de su corriente en el punto de máxima potencia, por lo tanto, su corriente admisible debe ser mayor o igual a esta, teniendo en cuenta sus coeficientes de corrección.

$$I_{m\acute{a}s\ adm} = I_{tabla} k_{TOTAL} \geq 1,25 I_{pmp} \quad [16]$$

Siendo:

- $I_{m\acute{a}s\ adm}$ la corriente máxima admisible para el cable, ya corregida.
- I_{tabla} la corriente admisible para el cable según catálogo.
- k_{TOTAL} el coeficiente reductor producto de los coeficientes reductores de temperatura, agrupación y resistividad.
- $I_{max\ caja}$ la corriente máxima posible en la caja de agrupación.

$$I_{m\acute{a}s\ adm} = 0,9360 I_{tabla} \geq 1,25 \cdot 24\ strings \cdot 13,25\ A \quad [17]$$

$$I_{tabla} \geq \frac{397,5}{0,936} = 424,6795\ A \quad [18]$$

Si miramos la tabla de las secciones de cable del fabricante, podemos llegar a la conclusión de que desde la perspectiva exclusiva del criterio térmico el cable con sección 400 mm² resulta el más indicado.

Criterio de caída de tensión

Ahora debemos verificar que la sección escogida para el conductor en este tramo resulta apta también desde el punto de vista del criterio de caída de tensión. Para ello procederemos de la misma manera que en el tramo anterior: a diferencia de que en este caso la caída de tensión porcentual admisible se situará en un límite de 1%. Calcularemos a continuación las caídas de tensión de los conductores para el tramo de cada *Combiner Box* hasta el inversor del Centro de Transformación. Procederemos con las mismas fórmulas del tramo anterior y los resultados se recogerán en la siguiente tabla:

Id. Caja	Sector	Strings / caja	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Resistividad (Ω·mm ² /m)	Corriente	ΔU	ΔU (%)
1	D1-1	14	300,91	400	0,03395	231,875	11,84405	1,01904
2	D1-2	14	290,44	400	0,03395	231,875	11,43195	0,98358
3	D2	15	279,56	400	0,03395	248,438	11,78968	1,01436
4	E1-1	23	105,07	400	0,03395	380,938	6,79399	0,58454
5	E1-2	24	87,55	400	0,03395	397,500	5,90776	0,50829
6	E1-3	24	168,83	400	0,03395	397,500	11,39191	0,98013
7	E2-1	18	163,21	400	0,03395	298,125	8,25952	0,71063
8	E2-2	24	108,26	400	0,03395	397,500	7,30491	0,62850
9	E2-3	24	43,45	400	0,03395	397,500	2,93182	0,25225
10	E2-4	16	51,47	400	0,03395	265,000	2,31531	0,19920
11	E2-5	18	118,43	400	0,03395	298,125	5,99325	0,51565
12	E2-6	20	169,98	400	0,03395	331,250	9,55792	0,82234
13	E2-7	20	203,30	400	0,03395	331,250	11,43150	0,98354
14	E3-1	19	213,86	400	0,03395	314,688	11,42402	0,98290
15	E3-2	18	117,42	400	0,03395	298,125	5,94224	0,51126
16	E3-3	18	147,92	400	0,03395	298,125	7,48575	0,64406
17	E3-4	24	168,06	400	0,03395	397,500	11,33995	0,97566
18	E3-5	24	175,82	400	0,03395	397,500	11,86356	1,02071

Tabla 24. Caídas de tensión de los tramos Combiner Box - Inversor. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar el límite del 1% se supera en diferentes sectores; en concreto en los conductores que parten de las cajas 1, 3 y 18. A pesar de no cumplir con la condición impuesta anteriormente, las caídas de tensión siguen resultando válidas puesto que, en su tramo anterior, el que parte de cada *string* hasta la propia *Combiner Box*, no supera el límite anterior de 0.5%. Es decir, la suma porcentual de ambos tramos de caída de tensión no llega a superar en ninguno de los diferentes sectores la máxima caída de tensión de 1.5 % impuesto por el REBT. Concluimos, por tanto, que los conductores de aluminio están correctamente dimensionados con 400 mm² de sección.

Sector	TRAMO ST-CB		TRAMO CB-INV		TOTAL	
	ΔU	ΔU (%)	ΔU	ΔU (%)	ΔU	ΔU (%)
D1-1	4,17281508	0,35901978	11,8440527	1,01903609	16,0168678	1,37805587
D1-2	3,47210367	0,29873212	11,4319453	0,98357928	14,904049	1,2823114
D2	3,49132518	0,30038589	11,7896786	1,01435786	15,2810038	1,31474376
E1-1	4,80363009	0,41329371	6,79398967	0,58453984	11,5976198	0,99783355
E1-2	4,56539986	0,3927969	5,90776087	0,50829068	10,4731607	0,90108758
E1-3	3,56355146	0,30660008	11,3919098	0,98013472	14,9554612	1,2867348
E2-1	4,46637996	0,38427745	8,25952257	0,71063105	12,7259025	1,0949085
E2-2	3,47909331	0,29933349	7,30491116	0,6284984	10,7840045	0,92783189
E2-3	3,47909331	0,29933349	2,93181591	0,25224695	6,41090922	0,55158045
E2-4	3,14999776	0,27101884	2,31531361	0,19920446	5,46531137	0,4702233
E2-5	3,13019378	0,26931495	5,99324743	0,51564575	9,12344121	0,7849607
E2-6	3,1278639	0,26911449	9,55792228	0,82234249	12,6857862	1,09145698
E2-7	3,12553402	0,26891403	11,4314955	0,98354058	14,5570295	1,25245461
E3-1	3,59616978	0,30940649	11,4240169	0,98289714	15,0201867	1,29230364
E3-2	3,59616978	0,30940649	5,94224092	0,51125726	9,5384107	0,82066376
E3-3	3,40467112	0,29293037	7,48574584	0,64405701	10,890417	0,93698738
E3-4	4,02836252	0,3465914	11,3399535	0,97566452	15,3683161	1,32225592
E3-5	3,47559849	0,29903281	11,8635644	1,02071484	15,3391629	1,31974764

Tabla 25. Suma de las caídas de tensión para cada tramo y sector. Fuente: Elaboración propia

12 Dimensionamiento del cableado de corriente alterna

El objetivo de este apartado es dimensionar el cable que conecta eléctricamente el Centro de Transformación de nuestra extensión con el resto de los centros de transformación ya existentes en la planta. Será necesario aplicar de nuevo los criterios de calentamiento del conductor y de caída de tensión, pero con la diferencia de que estos estarán parametrizados para una corriente alterna, por lo que el método de cálculo será ligeramente diferente al anterior. También, ya que no nos encontramos en la zona de baja tensión, cada uno de los factores reductores y corrientes admisibles para el cálculo de la sección del conductor a partir del criterio térmico provendrán de las tablas indicadas en la ITC-LAT-06.

En la planta fotovoltaica existe una subestación eléctrica 30/66 kV con una potencia de 50 MW. En el lado de 30 kV llegan 5 líneas subterráneas de media tensión, procedentes de cada uno de los Centros de Transformación distribuidos por la planta. Son un total de 12 Centros de Transformación; 7 de ellos contienen 2 inversores, y los 5 restantes contienen solo 1. Las líneas que llegan a la subestación agrupan una o varias estaciones de la siguiente forma:

- **Circuito 1:** Agrupa la estación 12 y la estación 11. La estación 12 se anida con la estación 11.
- **Circuito 2:** Agrupa la estación 10, 9 y 8- La estación 10 se anida con la estación 9 y la estación 9 con la 8.
- **Circuito 3:** Formado únicamente por la estación 7.
- **Circuito 4:** Agrupa la estación 6 y la estación 5. La estación 6 se anida con la estación 5.
- **Circuito 5:** Agrupa la estación 1, 2, 3 y 4. La estación 1 se anida con la estación 2, la estación 2 se anida con la estación 3 y la estación 3 se anida con la estación 4.

En nuestra extensión contaremos con un único Centro de Transformación, formado por un transformador de 4709 kVA y un inversor GAMESA de 4709 kVA de potencia. De ahora en adelante a este Centro de Transformación le atribuiremos el nombre de “estación 13”. Para realizar la conexión eléctrica de esta estación con el resto, hay diferentes posibilidades:

1. Crear una línea exclusivamente para ella. Esta opción sería la más sencilla a nivel eléctrico, pero la menos adecuada a nivel financiero. Esto es, porque la distancia que hay entre la estación 13 y la subestación de la planta es muy grande, que se traduce a un gran número de metros de cable, aumentando considerablemente los costes en cableado. Además, un factor importante es que la subestación de la planta actualmente no cuenta con celdas suficientes de MT como para incluir una línea nueva más.
2. Anidarla con la estación consiguiente. Dado que la estación 6 es la más cercana a la estación 13 se valora como mejor y única solución de anidamiento: de esta forma los metros de cable se reducen y resulta más económico. Tener en cuenta que, si se produce esta interconexión entre estaciones, habría que estudiar si el cable que forma parte del **Circuito 4** seguiría estando correctamente dimensionado para las nuevas condiciones de corriente y potencia. En el caso de que no lo estuviera, habría que modificarlo.

Habiendo valorado ambas opciones, se escoge como solución la número 2. Por tanto, la línea que forma el **Circuito 4** se vería modificada y quedaría de la siguiente forma:

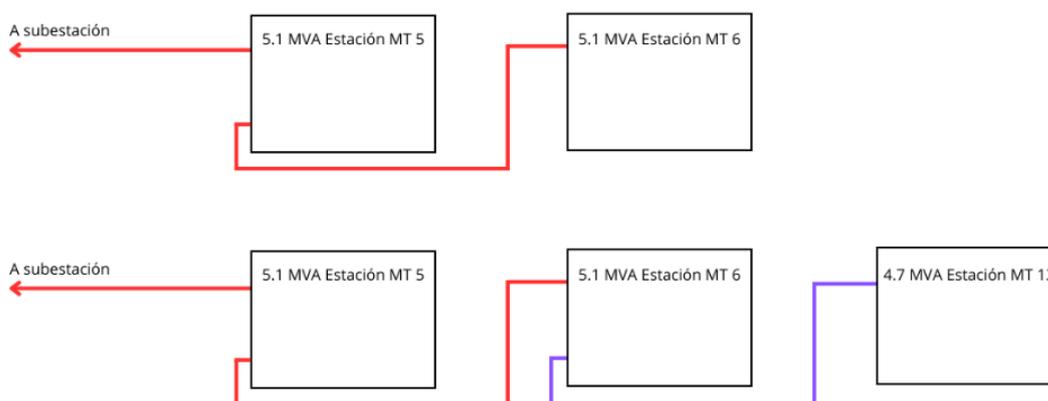


Ilustración 28. Esquema simplificado de la conexión eléctrica de la Estación 13. Fuente: Elaboración propia.

	Material conductor	Longitud de la línea	Sección
Estación 6 – Estación 5	Aluminio XLPE	412 m	3x1x95 mm ²
Estación 5 - Subestación	Aluminio XLPE	366 m	3x(1x300) mm ²

Tabla 26. Características técnicas de los conductores antes de la conexión de la Estación 13.
Fuente: Elaboración propia

Criterio térmico

En primer lugar, para realizar un predimensionamiento inicial se calculará la corriente nominal de la línea y de esta forma poder hacer una preselección de una sección de conductor. Para el cálculo de la corriente nominal de una estación se utilizará la siguiente fórmula:

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad [19]$$

Siendo:

- I_L la corriente nominal de la línea a dimensionar, en A.
- S la potencia aparente nominal, en VA.
- U la tensión nominal, en V.

A continuación, procederemos a particularizar esta expresión para cada uno de los tramos:

Tramo 1: Estación 13 – Estación 6

$$I_{E13} + I_{L-TRAMO 1} = \frac{4709 \cdot 10^3 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 30000 \text{ V}} = 90,627 \text{ A} \quad [20]$$

El coeficiente reductor total seguirá la siguiente expresión:

$$k_{TOTAL} = k_T k_A k_\rho k_{prof} \quad [21]$$

Donde k_{prof} es el coeficiente de corrección según la profundidad de la instalación en el suelo.

- **Tabla 7** de ITC-LAT-06: para cables unipolares de 18/30kV directamente enterrados cuyo aislamiento es de XLPE y tiene una temperatura de servicio permanente de 90°C, y para una temperatura del terreno de 25°C, el factor de corrección térmico se establece en un valor de 1.
- **Tabla 8** de ITC-LAT-06: para cables directamente enterrados y una resistividad del terreno de 1 km/W tenemos diferentes valores para el mismo factor de corrección de resistividad según la sección del conductor. Como es precisamente la sección del conductor de MT lo que se pretende averiguar a partir de estos factores, se hará un estudio a continuación iterando con las diferentes opciones posibles.
- **Tabla 10** de ITC-LAT-06: considerando que esta línea de media tensión no compartirá zanja con ningún otro circuito, su factor de corrección por agrupamiento será de 1.
- **Tabla 11** de ITC-LAT-06: para una profundidad de instalación de 1 metro, el factor de corrección por profundidad del suelo será de 1, tanto para secciones menores y mayores de 185 mm².

Estos coeficientes de reducción se aplicarán en la siguiente expresión:

$$I_{m\acute{a}x adm} = I_{tabla} k_{TOTAL} > I_L \quad [22]$$

Siendo:

- $I_{m\acute{a}x adm}$ la corriente máxima admisible para el cable, ya corregida.
- I_{tabla} la corriente admisible para el cable según catálogo.
- k_{TOTAL} el coeficiente reductor producto de los coeficientes reductores de temperatura, agrupación, resistividad y profundidad del suelo.
- I_L la corriente nominal de la línea a dimensionar, en A.

Sección (mm ²)	I_{tabla} (A)	k_t	k_a	k_{prof}	k_p	$I_{m\acute{a}x adm}$ (A)
50	145	1	1	1	1,16	168,2
95	215	1	1	1	1,18	253,7
150	275	1	1	1	1,18	324,5
240	365	1	1	1	1,18	430,7
400	470	1	1	1	1,19	559,3
500	540	1	1	1	1,19	642,6

Tabla 27. Factores de corrección y corrientes admisibles para cada una de las secciones TRAMO 1

Fuente: Elaboración propia

Como la corriente admisible por el cable, una vez corregida, debe ser mayor a la corriente nominal del cable, se escogerá la sección que primero cumpla esta condición: podemos concluir entonces que el cable indicado para este tramo desde el punto de vista térmico será uno de sección 50 mm².

Tramo 2: Estación 6 – Estación 5

$$I_{E6} = \frac{5200 \cdot 10^3 VA}{\sqrt{3} \cdot 30000 V} = 100,074 A \quad [23]$$

$$I_{L-TRAMO 2} = I_{E13} + I_{E6} = 90,627 + 100,074 = 190,699 A \quad [24]$$

- **Tabla 7** de ITC-LAT-06: para cables unipolares de 18/30kV directamente enterrados cuyo aislamiento es de XLPE y tiene una temperatura de servicio permanente de 90°C, y para una temperatura del terreno de 25°C, el factor de corrección térmico se establece en un valor de 1.
- **Tabla 8** de ITC-LAT-06: para cables directamente enterrados y una resistividad del terreno de 1 km/W tenemos diferentes valores para el mismo factor de corrección de resistividad según la sección del conductor. Como es precisamente la sección del

conductor de MT lo que se pretende averiguar a partir de estos factores, se hará un estudio a continuación iterando con las diferentes opciones posibles.

- **Tabla 10** de ITC-LAT-06: considerando que esta línea de media tensión no compartirá zanja con ningún otro circuito, su factor de corrección por agrupamiento será de 1.
- **Tabla 11** de ITC-LAT-06: para una profundidad de instalación de 1 metro, el factor de corrección por profundidad del suelo será de 1, tanto para secciones menores y mayores de 185 mm².

Como en este tramo tenemos las mismas condiciones, y por lo tanto los mismos factores de corrección que en el tramo anterior, podemos hacer uso de la **Tabla 27**, donde llegamos a la conclusión de que para este tramo la sección más conveniente es la de 95 mm². Su corriente admisible corregida, 253.7 A es superior a la corriente nominal de esta línea, 190.699 A, por lo que cumple la condición.

Tramo 2: Estación 5 – Subestación

$$I_{E5} = \frac{5200 \cdot 10^3 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 30000 \text{ V}} = 100,074 \text{ A} \quad [25]$$

$$I_{L-TRAMO 3} = I_{L-TRAMO 2} + I_{E5} = 190,699 + 100,074 = 290,7728 \text{ A} \quad [26]$$

- **Tabla 7** de ITC-LAT-06: para cables unipolares de 18/30kV directamente enterrados cuyo aislamiento es de XLPE y tiene una temperatura de servicio permanente de 90°C, y para una temperatura del terreno de 25°C, el factor de corrección térmico se establece en un valor de 1.
- **Tabla 8** de ITC-LAT-06: para cables directamente enterrados y una resistividad del terreno de 1 km/W tenemos diferentes valores para el mismo factor de corrección de resistividad según la sección del conductor. Como es precisamente la sección del conductor de MT lo que se pretende averiguar a partir de estos factores, se hará un estudio a continuación iterando con las diferentes opciones posibles.
- **Tabla 10** de ITC-LAT-06: considerando que esta línea de media tensión puede llegar a compartir zanja con los circuitos del resto de líneas de MT, es decir, con hasta 4 circuitos más, y la separación entre ellos será de 0.2 m, su factor de corrección por agrupamiento será de 0,64.
- **Tabla 11** de ITC-LAT-06: para una profundidad de instalación de 1 metro, el factor de corrección por profundidad del suelo será de 1, tanto para secciones menores y mayores de 185 mm².

Sección (mm ²)	I _{tabla} (A)	k _t	k _a	k _{prof}	k _p	I _{máx adm} (A)
50	145	1	0,64	1	1,16	107,648
95	215	1	0,64	1	1,18	162,368
150	275	1	0,64	1	1,18	207,68
240	365	1	0,64	1	1,18	275,648
400	470	1	0,64	1	1,19	357,952
500	540	1	0,64	1	1,19	411,264

Tabla 28. Factores de corrección y corrientes admisibles para cada una de las secciones TRAMO 3
Fuente: Elaboración propia

En definitiva, según el criterio térmico, será necesaria una sección de 400 mm² para el cable de MT del Tramo 3.

Criterio de caída de tensión

Respecto a la máxima variación de la tensión en líneas de media tensión, el reglamento de líneas eléctricas de alta tensión exige valores máximos de 1%. En el proyecto que se nos ocupa, se verificará que la caída de tensión porcentual no supere estos valores. Para este análisis, la expresión del cálculo de la caída de tensión trifásica en un conductor de corriente alterna es la siguiente:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_L \cdot L \cdot (R \cos(\varphi) + X \sin(\varphi)) \quad [27]$$

Siendo:

- I_L la corriente admisible del conductor, en A
- L la longitud de la línea, en m
- R la resistencia unitaria del cable a 90°C, en Ω/m
- X la reactancia unitaria del cable a 50 Hz, en Ω/m
- $\cos(\varphi)$ el factor de potencia, cuyo valor se establece en 0,95.

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_n} \quad [28]$$

Siendo:

- $\Delta U(\%)$ la caída de tensión de la línea en valor porcentual
- ΔU la caída de tensión de la línea en valor absoluta, en V
- U_n la tensión nominal de la línea, 30 kV

Las resistencias a 20°C y las reactancias a 50 Hz unitarias de los cables de aluminio serán proporcionadas por el fabricante del conductor. Por otra parte, como la temperatura en régimen permanente de los conductores se ha considerado de 90°C, se corregirá la resistencia para cada sección mediante la siguiente ecuación:

$$R' = R_o [1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] \quad [29]$$

Siendo:

- R_0 la resistencia unitaria a 20°C, 0.0778 Ω /km.
- α_{20} el coeficiente de temperatura del aluminio a 20°C, 0,00403 ($^{\circ}\text{C}^{-1}$).
- θ la temperatura en régimen permanente, 90°C.

La reactancia unitaria no será necesaria corregirla pues mantenemos los mismos parámetros de frecuencia.

Teniendo ya todas las expresiones claras, tan solo falta aplicarlas para cada uno de los tramos, con sus respectivas secciones, resistencias y reactancias unitarias. En la tabla siguiente se muestran los resultados:

Tramo	Longitud (m)	Sección (mm ²)	I (A)	R _u 20°C (Ω/km)	R _u 90°C (Ω/km)	X _u (Ω/km)	cos (φ)	ΔU (V)	ΔU (%)
1	502	50	90,6247473	0,641	0,821826	0,143	0,95	65,0382026	0,21679401
2	412	95	190,698794	0,32	0,410272	0,131	0,95	58,6061901	0,19535397
3	378	400	290,772841	0,0778	0,099747	0,103	0,95	24,1625252	0,08054175
TOTAL								147,806918	0,49268973

Tabla 29. Caídas de tensión para cada uno de los tramos de MT. Fuente: Elaboración propia

Puesto que la caída de tensión acumulada en la línea del Circuito 4 no supera el 1%, se ratifica que la sección de los conductores anteriormente dimensionados a partir del criterio de calentamiento, son válidos.

13 Cálculo de protecciones

En este capítulo se estudiarán los sistemas de protección necesarios para garantizar tanto la seguridad de la instalación y de sus equipos, como la de las personas que pueden encontrarse en contacto o cerca de ellas cuando se producen sobreintensidades o sobretensiones. Para ello se describirán y justificarán los cálculos correspondientes para que la instalación se encuentre efectivamente protegida en las partes de corriente continua y alterna.

13.1 Protección de la parte de corriente continua

La parte de corriente continua alberga la conexión eléctrica de los módulos solares con el inversor, pasando por las cajas de combinación. Para analizar la protección con la que debe estar equipada este tramo se deben tener en cuenta dos tipos de sobreintensidades: las sobrecargas y los cortocircuitos. Para entender mejor estos conceptos se procede a definirlos.

En primer lugar, se considera que un circuito sufre una sobrecarga cuando éste es recorrido en un cierto periodo de tiempo, por una corriente eléctrica mayor a la corriente admisible máxima que puede soportar, sin que produzca ningún tipo de daño en la instalación. Están comúnmente

asociadas a averías ocasionadas en algunos de los dispositivos que conforman la instalación, así como su sobreutilización. Para la aplicación de los principios de protección frente a sobrecargas, se debe cumplir el criterio descrito en la norma UNE-HD 60364-4-43, que considera que un dispositivo realiza una protección efectiva si se verifican ambas de las condiciones siguientes:

$$I_B \leq I_Z \leq I_n \quad [30]$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z \quad [31]$$

Siendo:

- I_B la corriente de diseño de la instalación, que se corresponde con I_{pmp}
- I_Z la corriente admisible por el conductor del tramo a proteger
- I_n la corriente nominal del dispositivo de protección
- I_2 la corriente que garantiza el funcionamiento efectivo del dispositivo de protección según de qué tipo sea.
 - Si la protección se realiza mediante IA o PIA se denominará *intensidad convencional de disparo*.
 - Si la protección se realiza mediante fusibles se denominará *intensidad convencional de fusión*.

$$(IA. Norma EN UNE 60947) I_2 = 1,30 I_n$$

$$(PIA. Norma UNE – EN 60898) I_2 = 1,45 I_n$$

$$(FUS gG. Norma UNE – HD 60269) I_2 = 1,60 I_n$$

El segundo tipo de sobreintensidades son los cortocircuitos. La corriente de cortocircuito calienta por efecto Joule los conductores por los cuales circula, provocando temperaturas muy elevadas. Se asocia a fallos de aislamiento y defectos en la instalación, tales como conexiones incorrectas y averías en las cargas. Para dimensionar el cable contra cortocircuitos se debe asegurar que esté protegida toda la longitud de la línea que forma el circuito; para cumplir este criterio se debe calcular el cortocircuito máximo correspondiente al principio de la línea ya que es el caso más desfavorable (al final de la línea disminuye). Para esta primera parte, consideramos como dispositivos de protección los fusibles. Según la normativa, la protección frente a cortocircuitos será efectiva si se cumplen las condiciones siguientes:

$$Poder de corte del fusible, $P_c > I_{cc,m\acute{a}x} \quad [32]$$$

$$I_{cc,min} \leq I_a \quad [33]$$

$$t_{ad} = \left(\frac{K \cdot S}{I_{cc,min}} \right)^2 > t_{fun} \quad [34]$$

Siendo:

- P_c el poder de corte del fusible, que se define según el REBT (2017) en la ITC-BT-01 como *la intensidad de corriente que este dispositivo es capaz de cortar, bajo una tensión de restablecimiento determinada, y en las condiciones prescritas de funcionamiento. Se expresa en A.*
- $I_{cc,máx}$ la corriente de cortocircuito máxima de la línea, en A.
- $I_{cc,mín}$ la corriente de cortocircuito mínima de la línea, en A.
- I_a la corriente de actuación para la que se produce la intersección de las características I-t admisible del conductor e I-t de funcionamiento del fusible, en A.
- t_{ad} el tiempo admisible por el conductor para $I_{cc,mín}$, en s.
- K una constante que depende del material conductor y del tipo de aislante.
- S la sección del cable de la línea, en mm².
- t_{fun} el tiempo de funcionamiento del fusible para $I_{cc,mín}$, en s.

La expresión [34] plantea la premisa de que el tiempo de desconexión de cualquier corriente que genere en un cortocircuito no debe exceder el tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite permitida. Es otras palabras, la corriente de cortocircuito calculada debe ser menor a la máxima corriente de cortocircuito especificada para el cable considerando el tiempo de duración de la falta. Esto asegura la protección adecuada del sistema eléctrico, evitando que los conductores se sobrecalienten y previniendo posibles daños.

En caso de producirse un defecto en un conductor que une un *string* con una caja, ese mismo *string* drenará una corriente de cortocircuito en un sentido hacia el punto de defecto. Por otra parte, los *strings* restantes de la misma caja de agrupamiento harán circular en el sentido opuesto y por el mismo conductor hacia el punto de defecto una corriente de cortocircuito tantas veces mayor como sea el número de *strings*. Por tanto, se puede deducir que en el caso más desfavorable será aquel en el que circule mayor corriente. La corriente entonces se calcula como:

$$I_{cc} = (n - 1) \cdot I_{cc-mod} \quad [35]$$

Siendo:

- I_{cc} la corriente de cortocircuito en el punto donde se produce el defecto, en A.
- n el número de *strings* que hay conectados en paralelo en la caja de agrupación, 24 como máximo.
- I_{cc-mod} la corriente de cortocircuito del módulo solar, 14.01 A.

Tramo String – Combiner Box

PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad ; \quad 13,25 \text{ A} \leq I_n \leq 93 \cdot 1,18 \cdot 0,96 \cdot 0,39 = 41,08 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z \quad ; \quad 1,60 I_n \leq 1,45 \cdot 41,08$$

Tras aplicar ambas expresiones nos quedamos con las siguientes condiciones de aplicación:

$$13,25 \text{ A} \leq I_n \leq 41,08 \text{ A} \quad [36]$$

$$I_n \leq 37,228 A \quad [37]$$

Concluimos que los fusibles de corriente nominal 20 A, instalados en el interior de cada una de las *Combiner Box* de nuestro proyecto, están bien dimensionados y protegerán de manera efectiva al tramo frente sobrecargas.

PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Poder de corte del fusible, $P_c > I_{cc,m\acute{a}x}$;

$$30000 A > (24 - 1) * 14,01 A$$

$$30000 A > 322,23 A$$

Material	Aislamiento	Sección (mm ²)	K
Cu	XLPE	10	143

Tabla 30. Parámetros para protección frente a cortocircuitos. Fuente: Elaboración propia.

$$t_{ad} = \left(\frac{K \cdot S}{I_{cc,min}} \right)^2 > t_{fun} ;$$

$$t_{ad} = \left(\frac{143 \cdot 10}{322,23} \right)^2 = 19,69 s;$$

Si acudimos a la curva característica I-t del fusible proporcionada por el fabricante, observamos que para corrientes inferiores a 100 A, el fusible de calibre 20 A ya produce la fusión para ese tiempo. Significa entonces que para la corriente de cortocircuito que se puede llegar a producir en este tramo, el fusible se habría fundido ya hace tiempo, por lo que su tiempo real de actuación se hace increíblemente pequeño, cumpliendo la condición anterior.

REQUISITO SUPLEMENTARIO

En la norma UNE-EN 60269-6: 2012 se especifica la condición de que la tensión asignada del fusible que queremos instalar debe ser mayor que la tensión máxima proporcionada por una cadena de módulos en serie. Resulta interesante incluir este criterio en el estudio de protecciones, ya que es necesario comprobar que los valores de tensión tanto del *string* como del fusible, son compatibles entre sí. Esta condición se traduce a la siguiente expresión:

$$U_{m\acute{a}x \ string} = U_{oc} \cdot n < U_{fusible} \quad [38]$$

Siendo:

- U_{string} la tensión máxima del *string*, en V.
- U_{oc} la tensión de vacío del módulo, 50.11 V.

- n número de módulos por string.
- $U_{fusible}$ la tensión asignada del fusible, 1500 V.

Particularizando la expresión para nuestros datos, quedaría de la siguiente manera:

$$50.11 \text{ V} \cdot 28 = 1403.08 \text{ V} < 1500 \text{ V}$$

Cumpléndose la condición.

Tramo Combiner Box – Inversor

Los dispositivos de protección de este tramo se encuentran instalados eléctricamente a la entrada de la estación inversora/transformadora Gamesa Electric Proteus PV 4700. Como ya se apuntó anteriormente, estas protecciones, al igual que otros dispositivos, van ya incorporadas en la infraestructura de potencia, preinstaladas y cableadas por el fabricante. El calibre de los fusibles, sin embargo, puede ser personalizado según las necesidades y prestaciones de la instalación.

PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

$$I_B \leq I_n \leq I_Z ; 24 \cdot 13,25 \text{ A} \leq I_n \leq 455 \cdot 0,95 \cdot 0,65 \cdot 1,5 = 421,443 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z ; 1,60 I_n \leq 1,45 \cdot 421,443$$

Tras aplicar ambas expresiones nos quedamos con las siguientes condiciones de aplicación:

$$318 \text{ A} \leq I_n \leq 421,443 \text{ A} \quad [39]$$

$$I_n \leq 381,93 \text{ A} \quad [40]$$

Concluimos a partir de estas relaciones que para nuestro caso se requieren unos fusibles de corriente nominal 350 A, instalados en la entrada del Inversor para cada una de las líneas provenientes de las *Combiner Box*.

PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

$$\text{Poder de corte del fusible, } P_c > I_{cc,m\acute{a}x} ;$$

$$P_c > (n_{CB} - 1) \cdot n \cdot I_{cc-mod} ;$$

$$33000 \text{ A} > (18 - 1) \cdot 24 \cdot 14,01 \text{ A}$$

$$33000 \text{ A} > 5716,08 \text{ A}$$

Material	Aislamiento	Sección (mm ²)	K
Al	XLPE	400	94

Tabla 31. Parámetros para protección frente a cortocircuitos. Fuente: Elaboración propia

$$t_{ad} = \left(\frac{K \cdot S}{I_{cc,min}} \right)^2 > t_{fun} ;$$
$$t_{ad} = \left(\frac{94 \cdot 400}{5716,08} \right)^2 = 43,269 \text{ s};$$

Si acudimos a la curva característica I-t del fusible proporcionada por el fabricante, observamos que para corrientes inferiores a 1000 A, el fusible de calibre 350 A ya produce la fusión para ese tiempo. Significa entonces que para la corriente de cortocircuito que se puede llegar a producir en este tramo, el fusible se habría fundido ya hace tiempo, por lo que su tiempo real de actuación se hace bastante pequeño, cumpliendo la condición anterior.

13.2 Protección de la parte de corriente alterna

En este segundo apartado se comprobará, por criterio de cortocircuito, las protecciones de la parte de corriente alterna de la instalación, concretamente la línea de los cables de MT que parte de la Estación 13 para anidarse con la Estación 6.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuitos en sistemas trifásicos de corriente alterna se hará uso de la norma UNE-EN 60909:2016. El cortocircuito se calculará para la parte más desfavorable del tramo, como se ha recalado ya anteriormente, al principio de la línea.

La fórmula que nos permitirá hallar la corriente del cortocircuito trifásico es la siguiente:

$$I''_K = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad [41]$$

Siendo:

- I''_K la corriente inicial simétrica de cortocircuito trifásico, en A.
- c es el factor de tensión, 1.1, según la norma UNE-EN 60909:2016 para nuestro caso particular.
- U_n la tensión nominal de la línea, en V.
- Z_k la impedancia equivalente del circuito, en Ω .

$$Z_k = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} \quad [42]$$

Siendo:

- R_{cc} la resistencia equivalente de cortocircuito, resultado de la resistencia del conductor de la línea, la resistencia de los trafos y la resistencia de la red.
- X_{cc} la reactancia equivalente de cortocircuito, resultado de la resistencia del conductor de la línea, la resistencia de los trafos y la resistencia de la red.

Impedancia de la línea:

$$X_L = L \cdot x_L \quad [43]$$

$$R_L = L \cdot r_L \quad [44]$$

Siendo:

- X_L y R_L la reactancia y resistencia de la línea, respectivamente. Se mide en Ohmios.
- L la longitud de la línea, en m.
- x_L y r_L la reactancia y resistencia unitaria de la línea, respectivamente. Se mide en Ohmios/km.

Aplicando las fórmulas para cada uno de los tramos, se obtendrían las siguientes resistencias y reactancias de línea:

Línea	Longitud (m)	Sección (mm ²)	R unit (Ω/km)	X unit (Ω/km)	R línea (Ω)	X línea (Ω)
1	502	50	0,641	0,143	0,321782	0,071786
2	412	95	0,32	0,131	0,13184	0,053972
3	378	400	0,0778	0,103	0,0294084	0,038934

Tabla 32. Resistencias y reactancias de las líneas. Fuente: Elaboración propia.

Impedancia del transformador del Centro de Transformación:

$$X_T = \frac{\varepsilon_{Xcc}(\%)}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad [45]$$

$$R_T = \frac{\varepsilon_{Rcc}(\%)}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad [46]$$

Siendo:

- X_T y R_T la reactancia y resistencia del transformador, respectivamente. Se mide en Ohmios.
- ε_{Xcc} y ε_{Rcc} la caída de tensión inductiva y resistiva porcentual del transformador, respectivamente.
- U_n la tensión del devanado primario o secundario del transformador, en V.
- S_n la potencia aparente del transformador, en VA.

A partir de los datos del transformador $\varepsilon_{cc}(\%) = 5\%$ y $X_T/R_T = 8$ se calcula:

$$Z_T = \frac{\varepsilon_{cc}(\%)}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{8}{100} \cdot \frac{30\,000^2}{4709000} = 9,556 \, \Omega$$

$Z_T = \sqrt{X_T^2 + R_T^2}$, que aplicando la relación $X_T/R_T = 8$, se obtiene:

$$R_T = 1,185 \, \Omega \quad \text{y} \quad X_T = 9,4823 \, \Omega$$

Impedancia de la red:

$$Z_{RED} = 1,1 \cdot \frac{U^2}{S_k''} \quad [47]$$

$$X_{RED} = 0,995 \cdot Z_{RED} \quad [48]$$

$$R_{RED} = 0,1 \cdot Z_{RED} \quad [49]$$

Siendo:

- Z_{RED} la impedancia total de la red, en Ohmios.
- X_{RED} y R_{RED} la reactancia y la resistencia de la red, respectivamente. Medida en Ohmios.
- U la tensión nominal de la red.
- S_k'' la potencia de cortocircuito de la red.

Ya que no se nos proporciona el dato de la potencia de cortocircuito de la red, S_k'' seguiremos procederemos a obtenerla mediante las siguientes simplificaciones:

$$I_{LINEA-SUBESTACIÓN} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{50 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}} = 962,25 \text{ A}$$

$$I_{cc-sub} = \frac{I_{LINEA-SUBESTACIÓN}}{\varepsilon_{cc-sub}(\%)} = (\varepsilon_{cc-sub}(\%) = 12,5) = \frac{962,25}{0,125} = 7,698 \text{ kA}$$

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{cc-sub} = 400 \text{ MVA}$$

Habiendo obtenido ya la potencia de cortocircuito, podemos continuar con los cálculos de impedancias:

$$Z_{RED} = 1,1 \cdot \frac{30\,000^2}{400\,000\,000} = 2,475 \Omega$$

$$X_{RED} = 0,995 \cdot 2,475 = 2,4626 \Omega$$

$$R_{RED} = 0,1 \cdot 2,475 = 0,2475 \Omega$$

Tras haber obtenido los valores de las impedancias de cada uno de los elementos de nuestra red, aplicamos las ecuaciones [41] y [42] con el objetivo de hallar las corrientes de cortocircuito tripolares en ciertos puntos de la instalación. Los resultados se resumen en la siguiente tabla:

	R (Ω)	X (Ω)	SUMATORIO R (Ω)	SUMATORIO X (Ω)	Z (Ω)	Ik3 (A)
RED	0,2475	2,4626				
L3	0,0294	0,0389	0,2769	2,5016	2,5168	7570,0365
L2	0,1318	0,0540	0,4087	2,5555	2,5880	7361,8468
L1	0,3218	0,0718	0,7305	2,6273	2,7270	6986,6650
TRAFO	1,1853	9,4824	1,9158	12,1097	12,2603	1554,0039

Tabla 33. Corrientes de cortocircuito tripolares. Fuente: Elaboración propia.

13.3 Puesta a tierra

13.3.1 Resistividad del terreno

El terreno donde se emplaza y se pretende construir la instalación es un factor a tener en cuenta en los cálculos de puesta a tierra; resulta obvio pues tanto los conductores como los electrodos de los que se dispongan irán enterrados transmitiendo así cualquier corriente de defecto que se produzca a tierra. Si acudimos a la instrucción técnica LAT-RAT 13, nos encontramos con una tabla bastante sencilla para identificar el terreno y, por tanto, su resistividad.

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500

Tabla 34. Resistividades de terreno según su naturaleza. Fuente: RLAT-13

Después de realizar un estudio, la resistividad del terreno que se ha considerado es de 200 Ωm.

13.3.2 Resistencia de puesta a tierra de las masas BT.

La resistencia de un electrodo de puesta a tierra depende de distintos factores: su forma, su tamaño y dimensiones, y por último la resistividad del terreno en el que se instala. En la normativa se muestran diferentes expresiones para el cálculo de esta resistencia, teniendo en cuenta los factores nombrados anteriormente, según la siguiente tabla:

Tipo de electrodo	Resistencia en ohmios
Placa enterrada profunda -	$R = 0,8 \cdot \frac{\rho}{P}$
Placa enterrada superficial -	$R = 1,6 \cdot \frac{\rho}{P}$
Pica vertical -	$R = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente -	$R = \frac{2\rho}{L}$
Malla de tierra -	$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$

Tabla 35. Cálculo de resistencia de puesta a tierra según el tipo de electrodo. Fuente: RLAT-13

En nuestro caso, contamos con dos elementos para la puesta a tierra: un conductor de cobre desnudo enterrado de manera horizontal que forma una malla a lo largo de la planta, y un anillo perimetral con picas para el centro de transformación de nuestra ampliación. Para agilizar los cálculos, podemos considerar que desde el punto de vista eléctrico se asume la puesta a tierra de las masas de baja tensión únicamente como un conductor horizontal. Por tanto, usaremos la siguiente expresión:

$$R_{pat} = 2 \frac{\rho}{L} \quad [50]$$

Siendo:

- R_{pat} la resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado, en Ω .
- ρ la resistividad eléctrica del terreno, 200 Ωm .
- L la longitud total del conductor, en m.

$$R_{pat} = R_{BT} = 2 \cdot \frac{200 \Omega \cdot \text{m}}{2650 \text{ m}} = 0,15 \Omega$$

13.3.3 Resistencia de puesta a tierra de las masas del centro de transformación.

A continuación, se procederá a calcular la puesta a tierra de la estación de media tensión (30kV). Para ello se seguirán las recomendaciones o directrices establecidas en el documento “Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría” elaborado por UNESA, puesto que en él se encuentran normalizados anillos con distintas configuraciones disponibles para estaciones transformadoras. Por otra parte, se continuará con la normativa correspondiente de la anteriormente nombrada ITC-RAT 13. Atendiendo a las características y dimensiones del centro de transformación que nos ocupa, optamos por la siguiente configuración:

Dimensiones (m)	15x5
Profundidad del anillo (m)	0,8
Sección del conductor (mm ²)	50
Número de picas	4
Longitud de las picas (m)	2
Diámetro de las picas (mm)	14

Tabla 36. Características físicas del electrodo de tierra. Fuente: Elaboración propia.

La expresión que nos facilita el cálculo de la resistencia de puesta a tierra proporcionadas por UNESA es:

$$R = k_r \cdot \rho \quad [51]$$

$$R_{CT} = \frac{R^2}{2R} \quad [52]$$

Siendo:

- R_{CT} la resistencia de puesta a tierra del centro de transformación según la configuración escogida, en Ω .
- k_r el coeficiente de resistencia del electrodo, en $\Omega/(\Omega \cdot m)$.
- ρ la resistividad eléctrica del terreno, $200 \Omega m$.

A pesar de que en el documento de recomendaciones de UNESA existe un amplio anexo, en concreto el Anexo 2, en el que se nos proporcionan características de electrodos normalizados, ninguno cumple con el tamaño del que se encuentra rodeando nuestra subestación. Por esa misma razón, la empresa constructora de la planta fotovoltaica inicial sobre la que se proyecta la ampliación nos proporciona los siguientes coeficientes del electrodo descrito en la **Tabla 36**.

Coeficiente de resistencia, k_r	0,0663 $\Omega/(\Omega \cdot m)$.
Coeficiente de tensión de paso, k_p	0,0105 $V/(\Omega \cdot m) \cdot (A)$
Coeficiente tensión paso de acceso, k_c	0,0286 $V/(\Omega \cdot m) \cdot (A)$

Tabla 37. Parámetros eléctricos del electrodo escogido.

Particularizando la ecuación [51] para los datos que tenemos:

$$R = 0,069 \cdot 200 = 13,26 \Omega$$

$$R_{CT} = \frac{13,26^2}{2 \cdot 13,26} = 6,63 \Omega$$

La resistencia equivalente de la P.A.T en conjunto, por tanto, se obtendría de la siguiente manera:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_{BT}} + \frac{1}{R_{CT}}; \quad [53]$$

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{0,15} + \frac{1}{6,63};$$

$$R_{eq} = 0,1475 \Omega;$$

Se debe estudiar también el parámetro de la corriente de defecto, I_d . Esta corriente es, como su nombre indica, la intensidad derivada producto de un fallo de aislamiento o avería en un dispositivo eléctrico. Esta depende fundamentalmente de la configuración y las características de la resistencia de la p.a.t diseñada, así como la tensión nominal del conjunto. Según el documento "MT 2.11.34 – Diseño de puestas a tierra en centros de transformación en edificio de otros usos, de tensión nominal ≤ 30 kV" propuesto por Iberdrola, esta corriente de defecto tiene su equivalente de Thévenin como se puede observar en la siguiente imagen, de donde nace la expresión para su cálculo

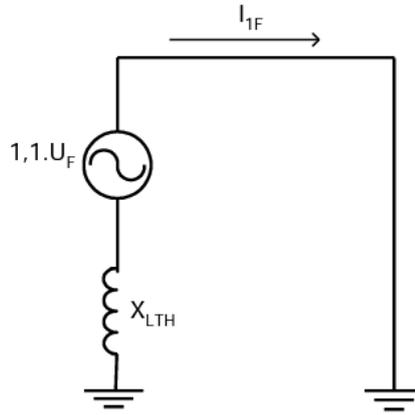


Ilustración 29. Equivalente de Thévenin de un defecto a tierra. Fuente: Iberdrola.

$$I_{1F} = \frac{1,1U_F}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_T^2 + X_{LTH}^2}} = (\text{particularizando}); I_d = \frac{1,1U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_T^2 + X_{T-rafo}^2}} \quad [54]$$

Siendo:

- I_d la corriente de defecto a tierra máxima, en A.
- U_n la tensión nominal de la línea, en V. Va multiplicado por el factor de tensión $c=1.1$, según Norma UNE-EN 60909-1.
- R_T la resistencia de puesta a tierra de la estación de media tensión, en Ω .
- X_{T-rafo} la reactancia de puesta a tierra del transformador de la estación, en Ω .

La reactancia limitante del transformador de la subestación se puede deducir gracias a los datos que proporciona el SLD de la planta

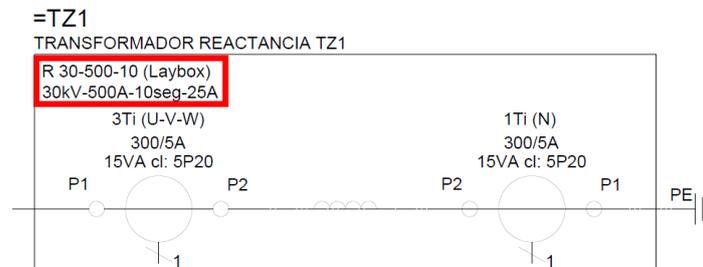


Ilustración 30. Diagrama del Transformador de la subestación. Dato proporcionado por la empresa.

$$X_{T-rafo} = \frac{1,1 \cdot 30\,000\text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 500\text{ A}} = 38.105\ \Omega$$

Así, aplicando la ecuación de la corriente de defecto para nuestro caso particular:

$$I_d = \frac{1,1 \cdot 30\,000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,1475^2 + 38.105^2}} = 499,9977\text{ A} \approx 500\text{ A}$$

Resultado que se esperaba ya que la reactancia del transformador estaba limitada como hemos visto anteriormente para una corriente de defecto de 500 A.

13.3.4 Protección de las personas. Tensiones de paso y de contacto.

El Reglamento de Alta Tensión, la ITC RAT 13, somete cualquier punto accesible por las personas en una instalación eléctrica a unas tensiones de paso y contacto máximas, con el fin de garantizar la seguridad. Se debe comprobar entonces, que las tensiones que pueden surgir en el anillo a raíz de un fallo, y por lo tanto aquellas que pueden correr a través de una persona si se encuentra en contacto con alguna de las masas, son menores a estos máximos. De esta forma se comprueba que la instalación está eficazmente protegida para las personas. Definimos las expresiones de tensión de contacto y de paso máximas:

$$V_{p,máx\ ext} = k_p \cdot \rho \cdot I_d \quad [54]$$

$$V_{c,máx\ ext} = k_c \cdot \rho \cdot I_d \quad [55]$$

Siendo:

- $V_{p,máx,ext}$ la tensión de paso máxima en el exterior, en V. Esta es, la máxima diferencia de potencial que puede aparecer entre dos puntos del suelo, separados un metro.
- $V_{c,máx}$ la tensión de contacto máxima, en V, equivalente a la de paso en el acceso. Esta es, la máxima diferencia de potencial que puede aparecer a raíz de un fallo de aislamiento entre dos puntos accesibles por una persona.
- k_p y k_c los coeficientes de tensión de paso y contacto, respectivamente, en $\Omega/(\Omega \cdot m)$.
- ρ la resistividad eléctrica del terreno, $200 \Omega m$.
- I_d la corriente de defecto máxima que puede aparecer, en A.

Particularizando para nuestros datos:

$$V_{p,máx\ ext} = 0,0105 \cdot 200 \cdot 500 = 1049,995 \text{ V}$$

$$V_{c,máx\ ext} = 0,0286 \cdot 200 \cdot 500 = 2859,987 \text{ V}$$

Para nuestro caso en el centro de transformación se instalará un mallazo equipotencial, uniéndose con el electrodo de puesta a tierra en al menos dos puntos opuestos. En consecuencia, la tensión de contacto y de paso en el interior del centro será nula. Se consideraría entonces que en nuestro centro se cumplen medidas de seguridad adicionales, por lo que para comprobar si nuestra puesta a tierra está bien diseñada se deben cumplir las siguientes condiciones:

$$V_{p,máx\ ext} \leq V_{p,adm} \quad [56]$$

$$V_{p(acc)máx} = V_{c,máx,ext} \leq V_{p(acc)adm} \quad [57]$$

$$V_{bt} \geq V_t = I_d \cdot R_T \quad [58]$$

Siendo:

- $V_{p,máx\ ext}$ la tensión de paso máxima en el exterior del centro, en V.
- $V_{p,adm}$ la tensión de paso admisible, en V.
- $V_{p(acc)máx}$ la tensión de paso máxima en el acceso, en V.
- $V_{p(acc)adm}$ la tensión de paso en el acceso admisible, equivalente a la tensión de contacto admisible en el exterior, en V.
- V_{bt} la tensión máxima admitida por el aislamiento a frecuencia industrial en el equipo de baja tensión del centro de transformación, en V.
- V_t la tensión a tierra en caso de máximo defecto, en V.

Las siguientes expresiones representan el cálculo de las tensiones de paso y contacto admisibles:

$$V_{p,adm} = V_{pa,adm} \left(1 + \frac{6\rho_s}{1000} + \frac{2R_Z}{1000} \right) \quad [59]$$

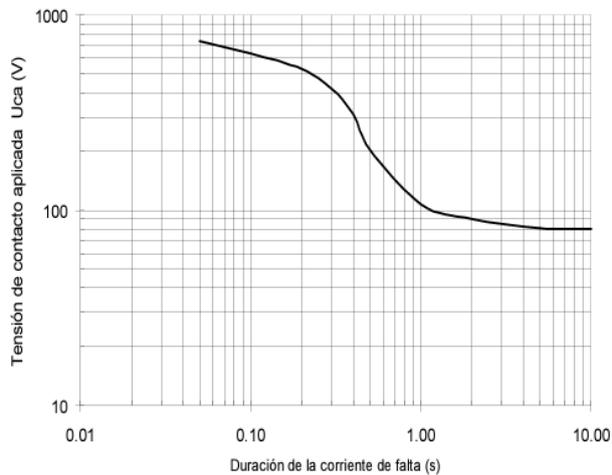
$$V_{p(acc)adm} = 10 \cdot V_{ca,adm} \left(5 + \frac{3\rho_t}{1000} + \frac{3\rho_p}{1000} \right) \quad [60]$$

$$V_{pa,adm} = 10 \cdot V_{ca,adm} \quad [61]$$

Siendo:

- $V_{ca,adm}$ la tensión de contacto aplicada admisible, en V. Se obtiene de la gráfica y tabla inferior, obtenidas en la ITC-RAT 13.
- $V_{p,adm}$ la tensión de paso admisible, en V.
- $V_{pa,adm}$ la tensión de paso aplicada admisible, en A.
- ρ_s la resistividad de la superficie del suelo, en $\Omega \cdot m$.
- $V_{p(acc)adm}$ la tensión de paso en el acceso admisible en V. La expresión se encuentra definida para la situación de uso de calzado adecuado.
- ρ_t la resistividad del terreno natura, $200 \Omega \cdot m$.
- ρ_p la resistividad del pavimento, $3000 \Omega \cdot m$.
- R_Z la resistencia equivalente del calzado. 2000Ω en el caso de que las personas lleven calzado adecuado, 0Ω en el caso de que no.

Como se puede observar en la **Ilustración 30**, nuestro sistema está definido para un tiempo de disparo de los dispositivos de protección de 10 s, que según la **Ilustración 31** corresponde con una tensión de contacto aplicada admisible de 80 V.



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

Ilustración 31. Curva de seguridad y cuadro de valores de tensión aplicada admisible. Fuente: ITC-RAT 13"

La resistividad del suelo a la que nos referimos en las expresiones anteriores, ρ_s , no es exactamente el valor de la resistividad de la capa de suelo que es pisada por una persona, sino que se le debe aplicar un coeficiente el cual tiene en cuenta el espesor del pavimento, C_s .

$$C_s = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{\rho_t}{\rho_p}}{2h_s + 0,106} \right) \quad [62]$$

$$\rho_s = C_s \cdot \rho_p \quad [63]$$

Siendo:

- C_s el coeficiente empírico para la resistividad del terreno.
- ρ_t la resistividad del terreno natural, 200 $\Omega \cdot m$.
- ρ_p la resistividad del pavimento, en nuestro caso del hormigón, 3000 $\Omega \cdot m$.
- h_s el espesor de la capa superficial, en nuestro caso del hormigón. Se mide en metros.

$$C_s = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{200}{3000}}{2 \cdot 0,15 + 0,106} \right) = 0,756321;$$

$$\rho_s = 0,756321 \cdot 3000 = 2268,965 \Omega \cdot m$$

Aplicando entonces las ecuaciones [58], [59], [60] y [61] se obtendría:

$$V_t = 500 \cdot 6,63 = 3314,98 V$$

$$V_{p,adm} = 10 \cdot 80 \left(1 + \frac{6 \cdot 2268,965}{1000} + \frac{2 \cdot 2000}{1000} \right) = 14891,032 \text{ V}$$

$$V_{p(acc)adm} = 10 \cdot 80 \left(5 + \frac{3 \cdot 200}{1000} + \frac{3 \cdot 3000}{1000} \right) = 11680 \text{ V}$$

Por otra parte, respecto a la protección del material, la tensión soportada a frecuencia industrial por los materiales de baja tensión que se instalan en el centro de transformación, V_{bt} , es de 4000 V.

	Tensiones máximas (V)		Tensiones admisibles (V)
Tensión de paso en el exterior	1049,995	<	14891,032
Tensión de paso en el acceso	2859,987	<	11680
Aislamiento del material	3314,98	<	4000

Tabla 38. Comprobación de criterios de seguridad. Fuente: Elaboración propia.

En conclusión, podemos afirmar que nuestra instalación fotovoltaica cumple con las medidas de seguridad necesarias en relación con los contactos directos e indirectos. Esto se debe a que se han verificado y cumplido todos los criterios establecidos por las normas correspondientes. Por lo tanto, la puesta a tierra está diseñada correctamente.

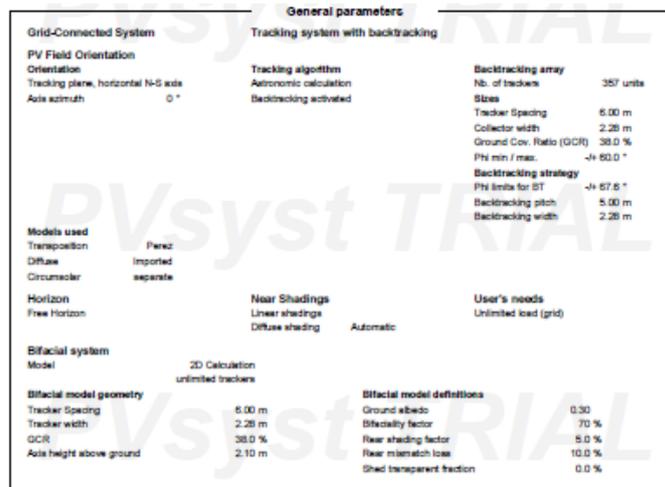
14 Análisis de la producción energética esperada

Como toda instalación fotovoltaica, esta tiene como objetivo primordial la producción de energía eléctrica para suministrarla a la red. Este vertido suele ir acompañado de un beneficio económico, y con el fin de poder hacer un buen estudio de la viabilidad económica de nuestro proyecto, se debe estimar la producción energética de la planta.

Para ello haremos uso del programa PVsyst, un software que tiene como objetivo el análisis, el diseño y la simulación de sistemas de energía solar. Este programa nos proporcionará una visión detallada de la potencia tanto instalada como generada de la central solar, teniendo en cuenta numerosos factores como la ubicación de la planta a estudiar, la información meteorológica de esta, así como su recurso solar, diferentes tipos de pérdidas como las producidas por sombras mediante un modelo 3D de la instalación y un extenso banco de datos al que poder acceder con numerosos dispositivos eléctricos de diferentes fabricantes.

La aplicación, la organización y el uso de este software se detalla en el anexo correspondiente.

Después de haber establecido los parámetros técnicos de nuestro sistema fotovoltaico, procedemos a realizar la simulación, a partir de la cual se genera un informe exhaustivo que engloba todos los datos relevantes del sistema. Este informe se divide principalmente en tres secciones. La primera consiste en un resumen de todos los parámetros fundamentales utilizados en la simulación, que incluyen la ubicación geográfica, los datos meteorológicos, la orientación del panel solar, los componentes utilizados y otros aspectos relevantes



PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JKM-550M-72HL4-BDVP	Model	PV4700 UEP v7_50Hz
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	4709 kWac
Number of PV modules	9996 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	5498 kWp	Total power	4709 kWac
Modules	357 Strings x 28 In series	Operating voltage	955-1300 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>25°C)	4709 kWac
Pmpp	4918 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.17
U mpp	1033 V		
I mpp	4760 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	5498 kWp	Total power	4709 kWac
Total	9996 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	25822 m²	Pnom ratio	1.17

Ilustración 33. Parámetros generales de la instalación. Fuente: PVsyst.

Por otro lado, se presenta un resumen de los resultados clave obtenidos en la simulación, como el rendimiento o la producción energética. Estos resultados se presentan en forma de gráficos y tablas que muestran los valores mensuales y el valor anual global de manera clara y concisa.

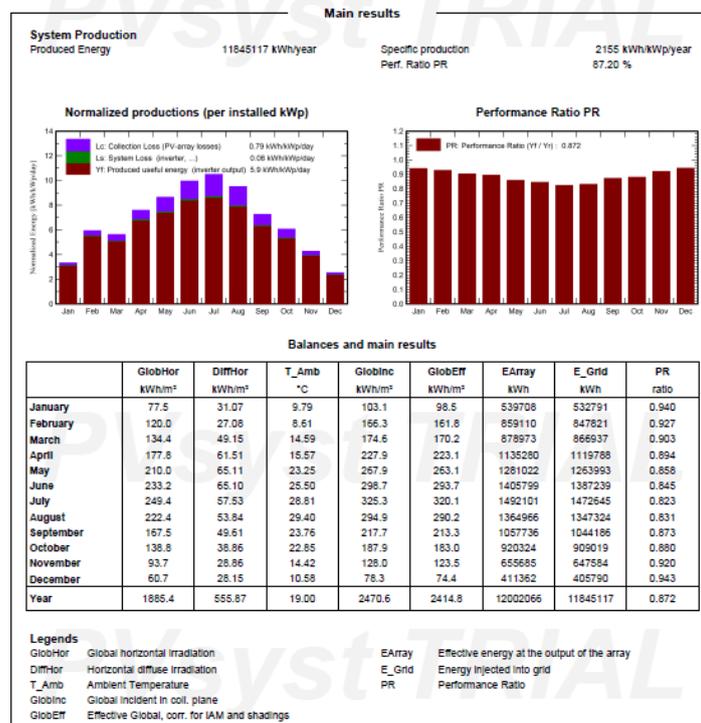


Ilustración 32. Resultados de la simulación. Fuente: PVsyst.

Y por último se muestra un diagrama representativo del balance energético del sistema. En él se proporciona una visualización detallada y desglosada de las distintas fuentes de pérdida de energía, pudiéndose identificar y cuantificar las pérdidas en cada etapa del proceso de conversión de la energía solar en electricidad, ayudando a comprender mejor el rendimiento del sistema e identificar cualquier error de diseño o dimensionamiento

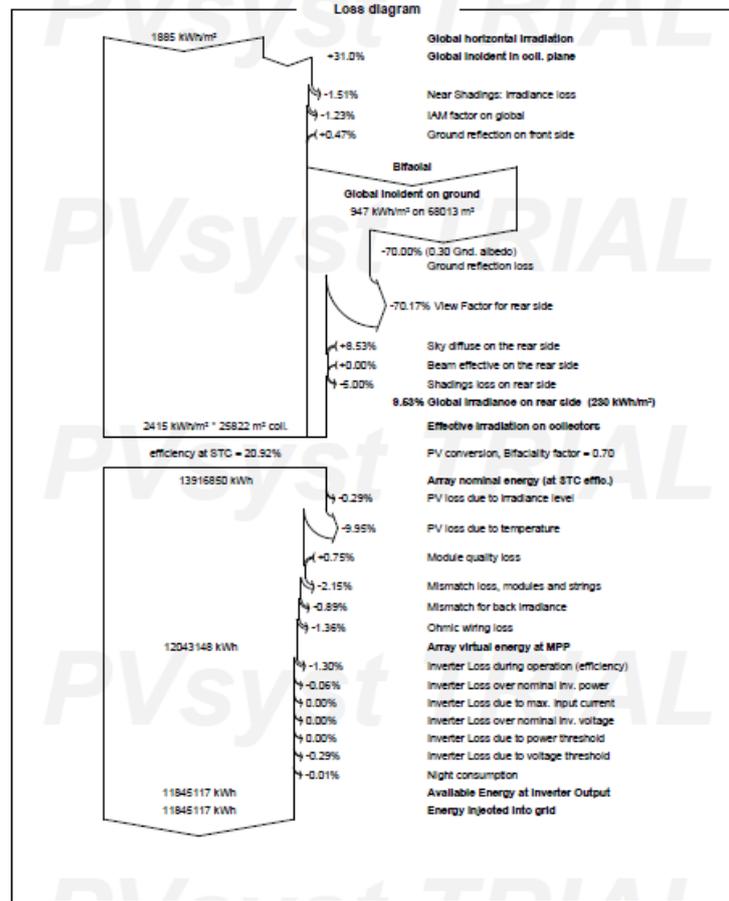


Ilustración 34. Flujo de energía del sistema. Fuente: PVsyst

Potencia instalada	5497,80 kWp
Poder del inversor	4709 kWac
Ratio DC/AC	1.17
Energía anual	11845117 kWh
Producción específica anual	2155 kWh/kWp
Performance Ratio (PR)	87.20 %

Tabla 39. Resumen resultados de la simulación. Fuente: PVsyst.

Basándonos en estos resultados, podemos llegar a la conclusión de que nuestro sistema ha sido diseñado de manera adecuada. Mantener un ratio DC/AC entre los valores de 1,10 y 1,20 es beneficioso, ya que indica que las pérdidas de energía durante la conversión de CC a CA en el inversor son relativamente bajas. Esto se traduce en una mejora notable en la eficiencia operativa del sistema, lo que es altamente favorable en términos de aprovechamiento máximo

de la energía solar generada. Además, Un Performance Ratio (ó PR) del 87.20% es un indicador positivo y muestra que la planta está funcionando cerca de su capacidad óptima. Esto implica un buen rendimiento y una generación significativa de energía en relación con la capacidad nominal de la planta.

III. PRESUPUESTO

15 Presupuesto de la instalación

A continuación, se desarrolla el presupuesto del proyecto según los precios unitarios correspondientes de cada uno de los elementos. Las descripciones de cada uno de los dispositivos que conforman la instalación se han obtenido del software técnico CYPE y de partidas de la empresa contratista de la planta fotovoltaica inicial.

CÓDIGO	UNIDADES	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE (€)
CAPÍTULO 01: MAQUINARIA Y EQUIPOS					
SUB CAPÍTULO 01.01 SISTEMA GENERADOR					
01.01.01	Ud.	PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO MONO-CRIS. 550 W Suministro de módulo solar fotovoltaico bifacial mono-cristalino de 550 Wp, modelo JKM550M-72HL4-BDVP de Jinko Solar, de dimensiones 2278x1134x30 mm, para instalar en estructura.	9.996,00	200,00	1.999.200,00
01.01.02	Ud.	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 4700 KVA Suministro de Centro de Transformación Gamesa Electric Proteus PV 4700 de Siemens, para 1 transformador de 4700kVA, formado por caseta de hormigón prefabricada tipo PF-303, de dimensiones 11800x2600x2100 mm, monobloque. Equipado con: 1 celda de entrada, 1 celda de protección por interruptor automático para transformador, 1 celda de salida con protección por interruptor en cabecera, 1 transformador en baño de aceite de 4700kVA terminales, accesorios, transporte, montaje y conexionado.	1	232.113,00	232.113,00
01.01.03	Ud.	SISTEMA DE ALIMENTACIÓN ININTERRUMPIDA Suministro del sistema de alimentación ininterrumpida de la estación de potencia (UPS) de potencia nominal aparente 2000 VA. Incluye protecciones adicionales	1	5.759,00	5.759,00
01.01.04	Ud.	TRANSFORMADOR AUXILIAR Suministro de transformador 20kW para Servicios Auxiliares, tensión de salida 400V.	1	1736,00	1.736,00
01.01.05	Ud.	SOPORTE CAJAS DE CONCENTRACIÓN Suministro de soportes caja de concentración	18	45,20	813,60
01.01.06	Ud.	SOPORTE INVERSOR Suministro de soporte de inversor	1	52,60	52,60
01.01.07	Ud.	CAJA DE CONCENTRACIÓN 1500V Suministro de caja de concentración. Veinticuatro entradas, una salida al inversor, con las protecciones correspondientes	18	655,70	11.802,60
01.01.08	Ud.	SEGUIDOR A UN EJE HORIZONTAL 1Vx56 Suministro de estructura seguidor a un eje horizontal GameChange Solar, para soportar paneles fotovoltaicos con configuración de 1 fila en vertical y 56 módulos por fila. Fabricada en acero galvanizado, perfiles y tornillería de fijación incluidos.	34	1650,00	56.100,00
01.01.09	Ud.	SEGUIDOR A UN EJE HORIZONTAL 1Vx42 Suministro de estructura seguidor a un eje horizontal GameChange Solar, para soportar paneles fotovoltaicos con configuración de 1 fila en vertical y 42 módulos por fila. Fabricada en acero galvanizado, perfiles y tornillería de fijación incluidos.	124	1425,00	176.700,00
01.01.10	Ud.	SEGUIDOR A UN EJE HORIZONTAL 1Vx28 Suministro de estructura seguidor a un eje horizontal GameChange Solar, para soportar paneles fotovoltaicos con configuración de 1 fila en vertical y 28 módulos por fila. Fabricada en acero galvanizado, perfiles y tornillería de fijación incluidos.	103	1320,00	135.960,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 01.01 SISTEMA GENERADOR					2.620.236,80

CÓDIGO	UNIDADES	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE (€)
CAPÍTULO 01: MAQUINARIA Y EQUIPOS					
SUB CAPÍTULO 01.02 CIRCUITOS CC					
01.02.01	m	CABLE CC 10 MM2 CU Suministro y tendido cable unipolar tipo HIZ2Z2-K (Cu) de TOP CABLE 1x10 mm2. Para el conexionado en corriente continua desde los módulos hasta las cajas de agrupación. Aislamiento XLPE 1.8kV.	1.135,30	0,86	976,36
01.02.02	m	CABLE CC 400 MM2 AL Suministro y tendido cable unipolar tipo PV Al 1500 V TOP SOLAR (Al) 1x400 mm2. Para el conexionado de las cajas de agrupación con el inversor. Aislamiento XLPE 1.8 kV.	2913,54	3,95	11.508,48
TOTAL SUBCAPÍTULO 01.02 CIRCUITOS CC					12.484,84

CÓDIGO	UNIDADES	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE (€)
CAPÍTULO 01: MAQUINARIA Y EQUIPOS					
SUB CAPÍTULO 01.03 CIRCUITOS CA - INSTLACIÓN DE ENLACE					
01.03.01	m	CABLE CA 50 MM2 AL Suministro y tendido trifásico de red eléctrica de MT 1x50 mm2 18/30 kV, tipo X-VOLT HEPRZ1, para el anidamiento de la estación inversora/transformadora y el resto de CT. Conductor de aluminio con formación fase 2, aislamiento de etileno propileno de alto módulo, pantallas semiconductoras interior y exterior, pantalla metálica de 16 mm2 de sección mínima, separador de poliéster y cubierta exterior de poliolefina tipo DMZ1.	510,00	23,49	11.979,90
01.03.02	m	CABLE CA 95 MM2 AL Suministro y tendido eléctrico trifásico de red eléctrica de MT 1x95 mm2 18/30 kV, tipo X-VOLT HEPRZ1, para el anidamiento de los centros de transformación de la planta. Conductor de aluminio con formación fase 2, aislamiento de etileno propileno de alto módulo, pantallas semiconductoras interior y exterior, pantalla metálica de 16 mm2 de sección mínima, separador de poliéster y cubierta exterior de poliolefina tipo DMZ1.	412,00	27,86	11.478,32
01.03.03	m	CABLE CA 400 MM2 AL Suministro y tendido eléctrico trifásico de red eléctrica de MT 1x400 mm2 18/30 kV, tipo X-VOLT HEPRZ1, para el anidamiento de los centros de transformación de la planta. Conductor de aluminio con formación fase 2, aislamiento de etileno propileno de alto módulo, pantallas semiconductoras interior y exterior, pantalla metálica de 16 mm2 de sección mínima, separador de poliéster y cubierta exterior de poliolefina tipo DMZ1.	378,00	39,25	14.836,50
TOTAL SUBCAPÍTULO 01.03 CIRCUITOS CA - INSTALACIÓN DE ENLACE					38.294,72

CÓDIGO	UNIDADES	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE (€)
CAPÍTULO 01: MAQUINARIA Y EQUIPOS					
SUB CAPÍTULO 01.04 RED DE TIERRAS					
01.04.01	Ud.	PICA DE COBRE L=1.5 M CU Pica de cobre puesta a tierra, según plano de tierras con una longitud de 1.5 metros con latiguillo y conexión.	4,00	39,20	156,80

01.04.02	m	CABLE COBRE DESNUDO 50 MM2 Cable de cobre desnudo para red equipotencial de puesta a tierra de todas las masas en continua incluso vaya exterior y pararrayos con una sección de 50 mm2, enterrado totalmente instalado y conexionado en los puntos marcados en el punto de tierras.	3800,00	4,40	16.720,00
01.04.03	Ud.	PUNTO DE AMARRE O GRAPADO ENTRE MASAS Punto de amarre o grapado entre masa tipo C de cobre, para garantizar la continuidad de la puesta a tierra entre todas las masas de la instalación en continua, totalmente instalado.	210,00	10,45	2.194,85
TOTAL SUBCAPÍTULO 01.04 RED DE TIERRAS					19.081,30

CÓDIGO	UNIDADES	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE (€)
CAPÍTULO 01: MAQUINARIA Y EQUIPOS					
SUB CAPÍTULO 01.05 INSTALACIÓN DE SEGURIDAD					
01.05.01	m	VALLADO PARCELA Vallado de parcela realizado con balla metálica de seguridad de 2 m de altura, con puertas de dos hojas. Totalmente ejecutada.	2.098,00	6,10	12.797,80
01.05.02	Ud.	BÁCULO COLUMNA 5M. SOPORTE CÁMARA Y BARRERAS A. I. Báculo de 5 metros tipo columna, realizado en acero galvanizado para soporte de cámaras, para seguridad exterior de la parcela. Incluida la zapata de soporte y conexionado a tierra.	12,00	290,00	3.480,00
01.05.03	Ud.	LUMINARIA TIPO PROYECTOR LED 100W Luminaria tipo proyector led de 100W de potencia para instalar en báculo	5,00	180,00	900,00
01.05.04	m	SUMINISTRO Y TENDIDO DE CABLE COAXIAL 75 OHM Tendido cable coaxial 75 Ohm bajo tubo, para enlace de seguridad. Instalación y conexionado incluidos.	1.400,00	1,75	2450,00
01.05.05	m	SUMINISTRO Y TENDIDO CABLE PARA INSTALACIÓN ENTERRADA BAJO TUBO DE 16 MM2 Conductor cobre, de 3x16 mm2 0,6/1 kV. Colocado y conexionado.	1.850,00	6,62	12.247,00
01.05.06	Ud.	CÁMARA DE TELEVISIÓN SEGURIDAD Instalación de cámara de seguridad de detección anti intrusismo. Conexionado incluido.	12,00	235,00	2.820,00
01.05.07	Ud.	PROYECTOR ASOCIADO A CÁMARA DE SEGURIDAD Proyector de iluminación asociado a cámara de vigilancia. Conexionado incluido.	12,00	110,00	1.320,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 01.05 INSTALACIÓN DE SEGURIDAD					36.014,80

CÓDIGO	UNIDADES	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE (€)
CAPÍTULO 01: MAQUINARIA Y EQUIPOS					
SUB CAPÍTULO 01.06 COMUNICACIONES					
01.06.01	m	CABLE DE FIBRA ÓPTICA 24 FIBRAS Cable de fibra óptica de 24 fibras multimodo para instalación exterior y antioedores. Instalado directamente enterrado en zanja, incluyendo elementos de fijación y conexionado.	845,00	2,50	2.112,50
01.06.02	Ud.	CONTROL Y MONITORIZACIÓN Sistema compuesto por estación meteorológica principal para la adquisición de datos y otros parámetros de control y gestión de instalación con software específico para este. Componentes incluidos	1,00	2.500,95	2.500,95
01.06.03	Ud.	SENSOR DE TEMPERATURA Sensor de temperatura por resistencia totalmente instalado y conectado al sistema de control, colocado e instalado sobre la estación meteorológica secundaria de la planta.	1,00	125,00	125,00
01.06.04	m	PIRANÓMETRO Piranómetro para medir la radiación solar a tiempo real, colocado e instalado sobre la estación meteorológica secundaria de la planta.	1,00	220,75	220,75
01.06.05	m	DUSTIQ Sistema de monitorización de pérdida luz solar compuesto por célula, colocado e instalado sobre la estación meteorológica secundaria de la planta.	1,00	730,00	730,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 01.06 COMUNICACIONES					5.689,20

CÓDIGO	UNIDADES	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE (€)
CAPÍTULO 02: OBRA CIVIL Y MANO DE OBRA					
SUB CAPÍTULO 02.01 INSTALACIÓN Y MONTAJE DE MAQUINARIA Y EQUIPOS					
02.01.01	Ud.	PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO MONO-CRIS. 550 W Montaje de módulo solar fotovoltaico bifacial mono-cristalino de 550 Wp, modelo JKM550M-72HL4-BDVP de Jinko Solar, de dimensiones 2278x1134x30 mm, para instalar en estructura.	9.996,00	1,20	11.995,20
02.01.02	Ud.	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 4700 KVA Montaje de Centro de Transformación Gamesa Electric Proteus PV 4700 de Siemens, para 1 transformador de 4700kVA, formado por caseta de hormigón prefabricada tipo PF-303, de dimensiones 11800x2600x2100 mm, monobloque. Equipado con: 1 celda de entrada, 1 celda de protección por interruptor automático para transformador, 1 celda de salida con protección por interruptor en cabecera, 1 transformador en baño de aceite de 4700kVA terminales, accesorios, transporte, montaje y conexionado.	1	250,00	250,00
02.01.04	Ud.	TRANSFORMADOR AUXILIAR Instalación de transformador 20kW para Servicios Auxiliares, tensión de salida 400V.	1	250,00	250,00
02.01.05	Ud.	SOPORTE CAJAS DE CONCENTRACIÓN Montaje de soportes caja de concentración, sistemas auxiliares totalmente instalado.	18	25,00	450,00
02.01.06	Ud.	SOPORTE INVERSOR Montaje de soporte de inversor, sistemas auxiliares. Totalmente instalado	1	28,00	28,00
02.01.07	Ud.		18	150,00	2.700,00

		CAJA DE CONCENTRACIÓN 1500V Montaje de caja de concentración. Veinticuatro entradas, una salida al inversor, con las protecciones correspondientes			
02.01.08	Ud.	SEGUIDOR A UN EJE HORIZONTAL 1Vx56 Montaje de estructura seguidor a un eje horizontal GameChange Solar, para soportar paneles fotovoltaicos con configuración de 1 fila en vertical y 56 módulos por fila. Fabricada en acero galvanizado, perfiles y tornillería de fijación incluidos.	34	155,00	5.270,00
02.01.09	Ud.	SEGUIDOR A UN EJE HORIZONTAL 1Vx42 Suministro de estructura seguidor a un eje horizontal GameChange Solar, para soportar paneles fotovoltaicos con configuración de 1 fila en vertical y 42 módulos por fila. Fabricada en acero galvanizado, perfiles y tornillería de fijación incluidos.	124	130,00	16.120,00
02.01.10	Ud.	SEGUIDOR A UN EJE HORIZONTAL 1Vx28 Suministro de estructura seguidor a un eje horizontal GameChange Solar, para soportar paneles fotovoltaicos con configuración de 1 fila en vertical y 28 módulos por fila. Fabricada en acero galvanizado, perfiles y tornillería de fijación incluidos.	103	115,00	11.845,00
			TOTAL SUB CAPÍTULO 02.01 INSTALACIÓN Y MONTAJE DE MAQUINARIA Y EQUIPOS		48.908,20

CÓDIGO	UNIDADES	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE (€)
CAPÍTULO 02: OBRA CIVIL Y MANO DE OBRA					
SUB CAPÍTULO 02.02 TRABAJOS PREVIOS					
02.02.01	m2	ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO Acondicionamiento previo del terreno para la construcción de la ampliación. Consiste en limpieza y nivelamiento en zonas donde sea necesario.	128.030,67	0,95	121.629,14
			TOTAL SUB CAPÍTULO 02.02 TRABAJOS PREVIOS		121.629,14

CÓDIGO	UNIDADES	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE (€)
CAPÍTULO 02: OBRA CIVIL Y MANO DE OBRA					
SUB CAPÍTULO 02.03 ZANJAS Y ARQUETAS					
02.03.01	m	ZANJA BAJA TENSIÓN Zanja para distribución de cableado de red de corriente continua, de dimensiones 40 cm de ancho, por 80 cm de alto, para disposición de tubos de alumbrado y alimentación de fuentes de alimentación, así como del circuito de CCTV. Incluso hormigón de limpieza, arena de relleno, tierra apisonada y compactada, bandas de señalización y protección mecánica. Totalmente instalada y ejecutada	1492,47	4,00	5.969,88
02.03.02	m	ZANJA MEDIA TENSIÓN Canalización para red subterránea de alta tensión, formada por zanja de dimensiones 0,60x1,00 m y cama de arena con sistema de señalización de seguridad. Excavación en cualquier clase de terreno y relleno con tierra procedente de la excavación	464,50	12,25	5.690,13
02.03.03	m2	VIALES INTERNOS Viales internos para el desplazamiento. Compactados con zahorra.	1900	6,10	11.590,00

02.03.04	m	TUBO P.V.C CORRUGADO DE 50 MM DIAM. EXT Tubo corrugado de P.V.C de 32 mm de diámetro exterior para la canalización entubada enterrada de conductores de cobre de hasta 50 mm2. Totalmente instalado	1700	1,07	1.819,00
02.03.05	Ud.	ARQUETA PREFABRICADA PP 50x50x80 CM Arqueta para canalización eléctrica fabricada en polipropileno reforzado, de medidas interiores 40x40x60 cm con tapa y marco de fundición incluidos. Colocada sobre cama de arena de río de 10 cm de espesor. Excavación y relleno perimetral.	0	186,00	-
				TOTAL SUB CAPÍTULO 02.02 ZANJAS Y ARQUETAS	25.069,01

CÓDIGO	UNIDADES	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE (€)
CAPÍTULO 03: SEGURIDAD Y SALUD					
03.01	Ud.	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	1,00	60.000,00	60.000,00
				TOTAL SUB CAPÍTULO 03 SEGURIDAD Y SALUD	60.000,00

15.1 Resumen del presupuesto

RESUMEN PRESUPUESTO		
CAPÍTULO 01 MAQUINARIA Y EQUIPOS		2.731.791,66 €
SUB CAPÍTULO 01.01 SISTEMA GENERADOR		2.620.236,80
SUB CAPÍTULO 01.02 CIRCUITOS CC		12.484,84
SUB CAPÍTULO 01.03 CIRCUITOS CA - INSTALACIÓN DE ENLACE		38.294,72
SUB CAPÍTULO 01.04 RED DE TIERRAS		19.071,30
SUB CAPÍTULO 01.05 INSTALACIÓN DE SEGURIDAD		36.014,80
SUB CAPÍTULO 01.06 COMUNICACIONES		5.689,20
CAPÍTULO 02 OBRA CIVIL Y MANO DE OBRA		195.606,34 €
SUB CAPÍTULO 02.01 INSTALACIÓN Y MONTAJE DE MAQUINARIA Y EQUIPOS		48.908,20
SUB CAPÍTULO 02.02 TRABAJOS PREVIOS		121.629,14
SUB CAPÍTULO 02.03 ZANJAS Y ARQUETAS		25.069,01
CAPÍTULO 03: SEGURIDAD Y SALUD		60.000,00 €
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)		2.987.398,00 €
GASTOS GENERALES (13%)		388.361,74 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)		179.243,88 €
IVA (21%)		627.353,58 €
TOTAL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN		4.182.357,20 €

El presupuesto asciende a:

CUATRO MILLONES CIENTO OCHENTA Y DOS MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y SIETE EUROS CON 20 CÉNTIMOS (4.182.357,20 €)

IV. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA Y CONCLUSIONES

16 Estudio y análisis económico

Ahora que conocemos el presupuesto del proyecto cabe analizar su viabilidad económica o, en otras palabras, estudiar su rentabilidad. De esta forma no solo nos enfocaremos en el coste que supone tanto la inversión inicial de la ejecución como el mantenimiento de la planta, sino que también estimaremos para ello los ingresos provenientes de la venta de la energía que esta produce. Aunque nuestro proyecto está vinculado a una planta fotovoltaica existente, en este apartado nos centraremos en el estudio económico de la instalación de forma independiente.

Los ingresos de la central como se puede deducir dependerán del mercado de electricidad en nuestro país. En los últimos años el precio de la electricidad ha fluctuado a gran escala: factores como la mayor disponibilidad de recursos renovables y por lo tanto la existencia de costos variables, la interconexión eléctrica con otros países, y la implementación de nuevas políticas y regulaciones energéticas, han influido en la variante económica energética de España. Para conocer el precio del mercado de energía actualmente, acudimos a la base de datos de Red Eléctrica, ESIOS. Esta página ofrece información pública sobre el coste de la energía inquiriendo en una base de datos fechada hasta el año 2012. Su principal fuente de información es el Operador de Mercado Ibérico (OMIE) al que también se puede acceder libremente.

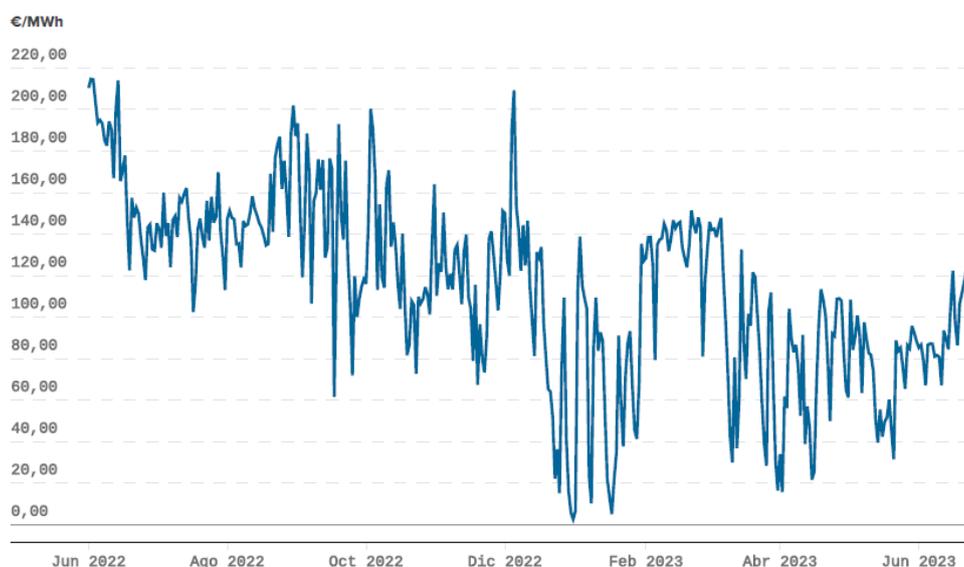


Ilustración 35. Evolución del precio de la energía en el mercado mayorista español. Año 22/23. Fuente: ESIOS

Como podemos observar en la gráfica, a lo largo del último año el precio de la electricidad ha variado considerablemente y sería difícil concretar un precio de venta adecuado. Se debe tener en cuenta que nuestra instalación tendrá un periodo de vida útil de aproximadamente 30 años, es por ello por lo que fijar un precio de venta con los datos actuales no parece ser lo más adecuado. Accedemos entonces a OMIP; al igual que el OMIE, esta plataforma nace del Mercado Ibérico de Electricidad, pero ofrece información sobre el mercado de la electricidad a futuro. De esta manera podemos tasar aproximadamente a qué precio se venderá la electricidad en los próximos años en nuestra región gracias a esta previsión de precios; cabe recordar que esta información es un cómputo de estadísticas y estimaciones en base a unos parámetros de

mercado y que probablemente se aleje un poco de la realidad, pero nos servirá para hacer una estimación apropiada.

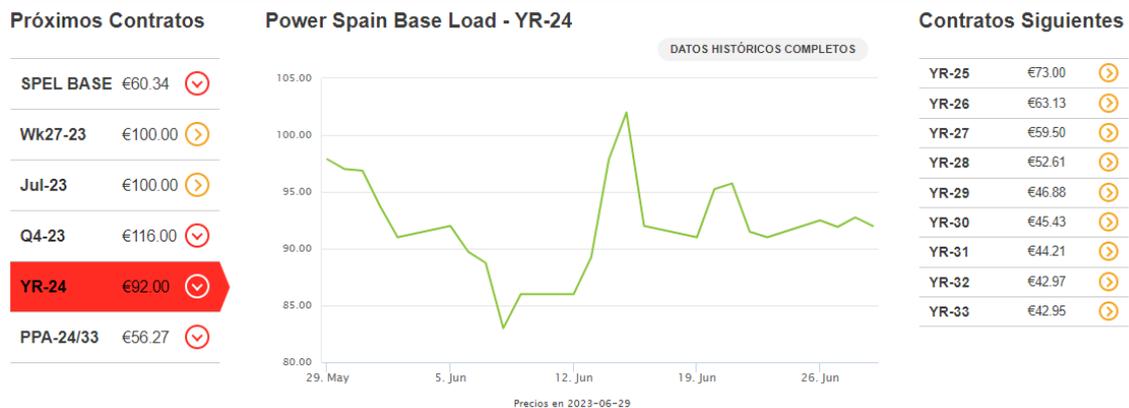


Ilustración 36. Contratos de mercado a futuro para los próximos años en España. Fuente: OMIP

Cabe aclarar que la compraventa de electricidad puede principalmente realizarse de dos maneras diferentes: mediante un coste fijo o mediante un coste indexado al OMIE. Esto último se refiere a que el precio al que se vende la energía en cualquier momento estará completamente regido por el precio definido por el mercado de la electricidad en ese preciso instante. A veces esta opción resulta atractiva porque puede implicar un ahorro a largo plazo, pero el mayor inconveniente que tiene es que no se tiene control sobre el precio de venta, y en un ambiente tan volátil como en el que nos encontramos hoy en día puede no ser la mejor opción, aunque dependerá de las necesidades del usuario. En cambio, una venta a coste fijo, aunque puede ser más caro se puede tener un cierto control sobre la tarifa y pagar lo mismo en un periodo de tiempo (por ejemplo, un año) sin tener la preocupación de la fluctuación continua del mercado.

La degradación de los dispositivos de la planta también juega un papel en el flujo de caja ya que provoca una disminución de la producción indeseada. En concreto, los módulos, sufren una degradación temporal que está especificada en la hoja de características del fabricante. En nuestro caso particular, esta degradación adquiere un valor de 0.45% por cada año de uso, hasta los 30 años que hemos comentado anteriormente.

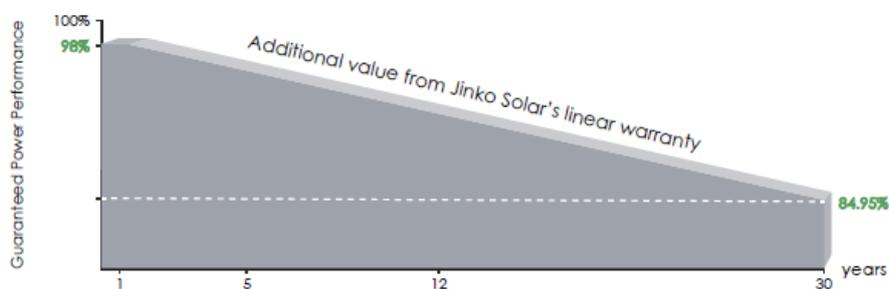


Ilustración 37. Degradación del módulo en 30 años de operación. Fuente: Hoja de especificaciones Jinko Solar

Se realizan además las siguientes hipótesis para simplificar el cálculo:

- Se asume que la inversión inicial coincide con el total del presupuesto, es decir, 4.182.357,20 €.

- Se asume que no se requieren préstamos bancarios.
- Existe un coste anual de operación y mantenimiento, siendo este de 2.750 €/MWp/año.
- Aunque sí que se conoce el precio de la electricidad actualmente, a día 29 de junio del año 2023, este no se considera representativo del mercado a futuro. Para ello hacemos uso de las estimaciones proporcionadas por el OMIP que se muestran anteriormente. Se debe tener en cuenta que esos contratos con las comercializadoras no suelen ser contratos que duren únicamente 1 año, sino que pueden llegar a los 20 años. Por ello, para los primeros 20 años de la vida útil de nuestro proyecto, se hará la media de los precios de los contratos tasados para los próximos 6 años para así hacer la aproximación lo más fiable posible teniendo en cuenta las fluctuaciones del mercado: 64 €/MWh. Para los 10 años restantes del proyecto viendo la tendencia que puede llegar a tener el mercado, se fijará el valor en 45 €/MWh.
- No existirán cláusulas de revisión de precios por inflación.

Año	Producción energética	Gastos	Precio venta	Ingresos	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
-	MWh	€	€/MWh	€	€	€
0	-	4.182.357,20 €	- €	- €	- 4.182.357,20 €	- 4.182.357,20 €
1	11.845,12	15.125,00 €	64,00 €	758.087,49 €	742.962,49 €	- 3.439.394,72 €
2	11.791,81	15.125,00 €	64,00 €	754.676,09 €	739.551,09 €	- 2.699.843,62 €
3	11.738,75	15.125,00 €	64,00 €	751.280,05 €	736.155,05 €	- 1.963.688,57 €
4	11.685,93	15.125,00 €	64,00 €	747.899,29 €	732.774,29 €	- 1.230.914,28 €
5	11.633,34	15.125,00 €	64,00 €	744.533,74 €	729.408,74 €	- 501.505,53 €
6	11.580,99	15.125,00 €	64,00 €	741.183,34 €	726.058,34 €	224.552,81 €
7	11.528,88	15.125,00 €	64,00 €	737.848,02 €	722.723,02 €	947.275,83 €
8	11.477,00	15.125,00 €	64,00 €	734.527,70 €	719.402,70 €	1.666.678,53 €
9	11.425,35	15.125,00 €	64,00 €	731.222,33 €	716.097,33 €	2.382.775,86 €
10	11.373,93	15.125,00 €	64,00 €	727.931,83 €	712.806,83 €	3.095.582,68 €
11	11.322,75	15.125,00 €	64,00 €	724.656,13 €	709.531,13 €	3.805.113,82 €
12	11.271,80	15.125,00 €	64,00 €	721.395,18 €	706.270,18 €	4.511.384,00 €
13	11.221,08	15.125,00 €	64,00 €	718.148,90 €	703.023,90 €	5.214.407,90 €
14	11.170,58	15.125,00 €	64,00 €	714.917,23 €	699.792,23 €	5.914.200,13 €
15	11.120,31	15.125,00 €	64,00 €	711.700,10 €	696.575,10 €	6.610.775,24 €
16	11.070,27	15.125,00 €	64,00 €	708.497,45 €	693.372,45 €	7.304.147,69 €
17	11.020,46	15.125,00 €	64,00 €	705.309,22 €	690.184,22 €	7.994.331,91 €
18	10.970,86	15.125,00 €	64,00 €	702.135,32 €	687.010,32 €	8.681.342,23 €
19	10.921,50	15.125,00 €	64,00 €	698.975,72 €	683.850,72 €	9.365.192,95 €
20	10.872,35	15.125,00 €	64,00 €	695.830,32 €	680.705,32 €	10.045.898,27 €
21	10.823,42	15.125,00 €	45,00 €	487.054,05 €	471.929,05 €	10.517.827,32 €
22	10.774,72	15.125,00 €	45,00 €	484.862,30 €	469.737,30 €	10.987.564,62 €
23	10.726,23	15.125,00 €	45,00 €	482.680,42 €	467.555,42 €	11.455.120,05 €
24	10.677,96	15.125,00 €	45,00 €	480.508,36 €	465.383,36 €	11.920.503,41 €
25	10.629,91	15.125,00 €	45,00 €	478.346,07 €	463.221,07 €	12.383.724,48 €
26	10.582,08	15.125,00 €	45,00 €	476.193,52 €	461.068,52 €	12.844.793,00 €
27	10.534,46	15.125,00 €	45,00 €	474.050,65 €	458.925,65 €	13.303.718,64 €
28	10.487,05	15.125,00 €	45,00 €	471.917,42 €	456.792,42 €	13.760.511,06 €
29	10.439,86	15.125,00 €	45,00 €	469.793,79 €	454.668,79 €	14.215.179,85 €
30	10.392,88	15.125,00 €	45,00 €	467.679,72 €	452.554,72 €	14.667.734,57 €

Tabla 40. Flujos de caja del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

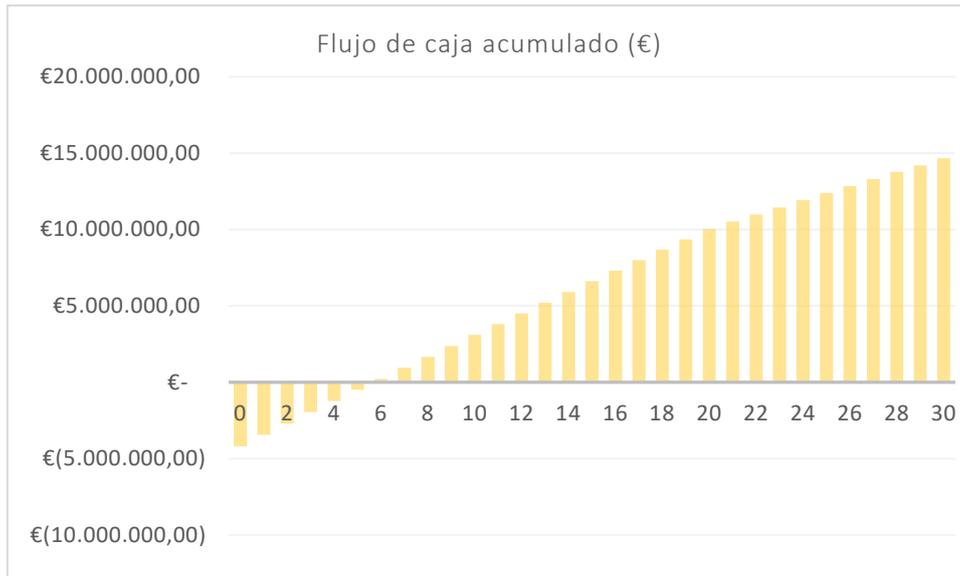


Ilustración 38. Variación del flujo de caja a lo largo de los años de operación de la instalación.
Fuente: Elaboración propia.

Una vez representado el flujo de caja acumulado a lo largo de los 30 años de vida útil de la planta, se puede observar a simple vista que se tiene un periodo de retorno de 5 años aproximadamente. Esto lo que significa es que en 5 años de funcionamiento de la planta se recuperarían los gastos causados por la inversión inicial y el mantenimiento de esos años, y se empezaría a ganar beneficio gracias a la venta de energía que hemos planteado.

16.1 Pay-Back o plazo de recuperación

Como hemos descrito anteriormente, el plazo de recuperación o de retorno es el tiempo que transcurre desde la inversión inicial hasta que las pérdidas se vuelvan nulas. Para conocer de manera exacta este periodo de tiempo, haremos uso de la siguiente ecuación:

$$Pay - Back = a + \frac{I_o - b}{F_t} \quad [64]$$

Siendo:

- a el año anterior a recuperar la inversión, en nuestro caso el año 5.
- I_o la inversión inicial del proyecto, en €.
- b la suma de los flujos de caja hasta el año anterior a recuperar la inversión, €.
- F_t el valor del flujo de caja el año que se recupera la inversión.

Particularizando la ecuación obtendríamos:

$$Pay - Back = 5 + \frac{501.505,53}{726.058,34} = 5,69 \text{ años} \approx 5 \text{ años } 8 \text{ meses y } 8 \text{ días}$$

16.2 Valor Actual Neto. VAN

El Valor Actual Neto (VAN) es una herramienta financiera muy utilizada en el análisis de inversiones ya que proporciona información sobre el valor de los flujos de efectivo netos generados por un proyecto a lo largo de su vida útil, en nuestro caso 30 años. Su cálculo procederá de la siguiente forma:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+d)^t} \quad [65]$$

Siendo:

- I_0 la inversión inicial del proyecto, en €.
- F_t el flujo de caja anual, en €.
- n el número de periodos en el tiempo, en este caso se trata de los años de funcionamiento.
- d el tipo de interés de la inversión.

Considerando un interés del 5%, el VAN de nuestro proyecto adquiere el valor de:

$$VAN = 6.096.655.76 \text{ €}$$

Un VAN positivo indica que los flujos de caja generados por el proyecto, es decir, las ganancias, son mayores que su coste inicial, lo que implica que el proyecto es rentable e interesa invertir en él. En cambio, un VAN negativo hubiera indicado lo contrario: implica que la inversión genera pérdidas por lo que el proyecto se rechazaría.

Llegamos a la conclusión por tanto de que nuestro proyecto es rentable, ya que así lo indica el VAN.

16.3 Tasa Interna de Retorno. TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es otro parámetro financiero importante de analizar en una inversión económica: se entiende como el máximo valor que la tasa de interés, d , puede adquirir para financiar el proyecto. La ecuación que permite su cálculo es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} \quad [66]$$

Dado que se busca hallar el valor máximo de la TIR, esto sucederá cuando el VAN sea nulo, es decir:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} ;$$

de donde a partir de los datos: TIR = 16,995 %

Puesto que la TIR es superior al tipo de interés aplicad en nuestra inversión el proyecto se acepta. En el caso de que la TIR hubiera sido inferior, se debería rechazar; y si hubiera sido igual implicaría que el proyecto no es rentable pues no agrega valor.

17 Conclusión

A lo largo de este documento se han analizado los numerosos factores a tener en cuenta en el diseño de una instalación fotovoltaica. Junto con los anexos y los planos que lo acompañan, se trata de abordar de la manera más eficaz los problemas típicos de un proyecto de este calibre, desde la selección de los equipos hasta la evaluación económica, demostrando en todo momento también, gracias a los cálculos descritos, su viabilidad técnica.

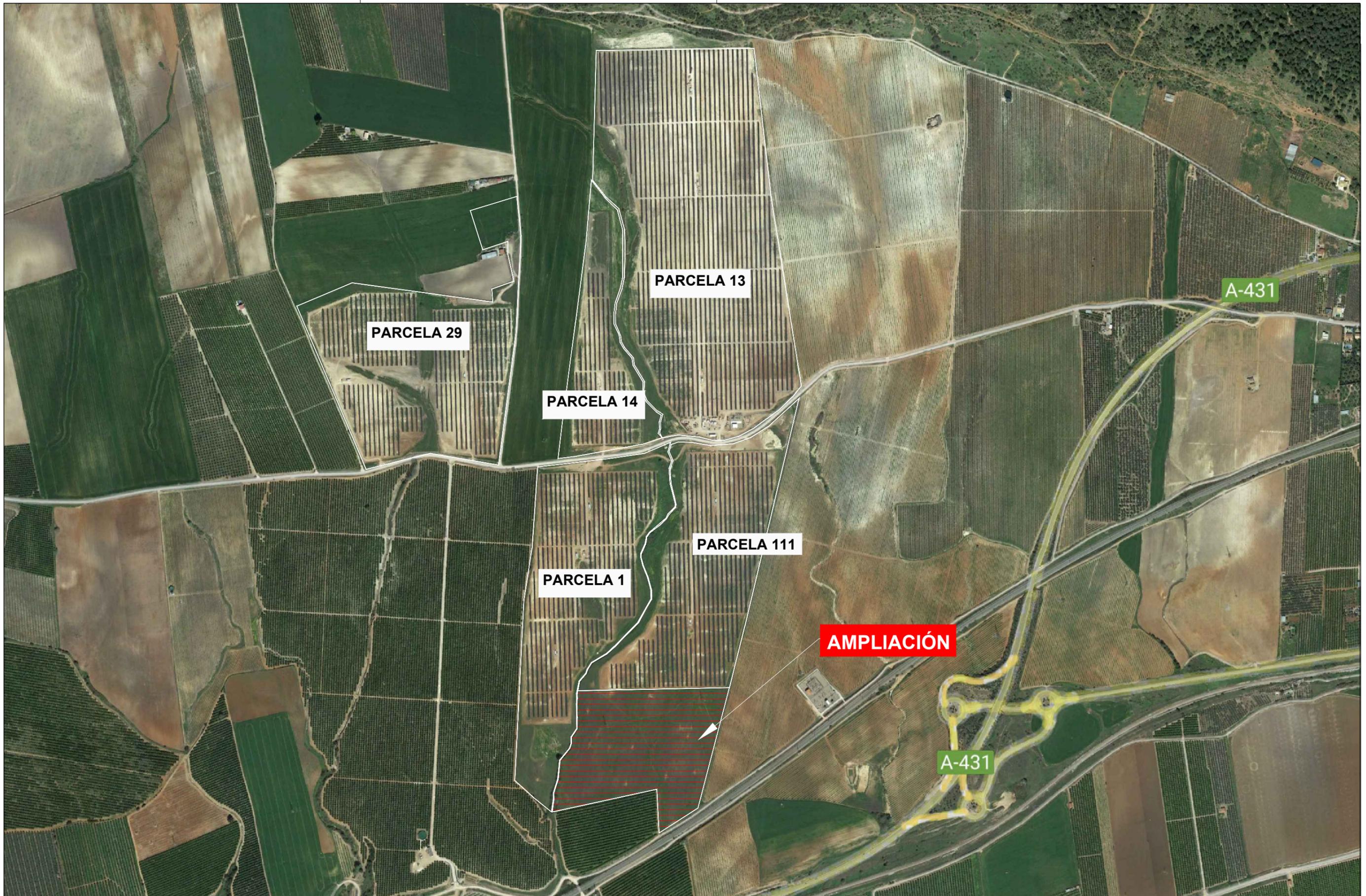
A través de un enfoque integral, se ha evaluado la capacidad de expansión de la instalación, considerando factores como la superficie y el recurso solar disponible. Asimismo, se han considerado aspectos normativos garantizando el cumplimiento de los requisitos legales establecidos por la Ley y las autoridades competentes. Este proyecto fotovoltaico representa entonces, una solución sostenible, viable y rentable para la generación de energía eléctrica que, respaldado por el análisis económico descrito anteriormente, muestra un beneficio a largo plazo relevante para su ejecución y puesta en funcionamiento.

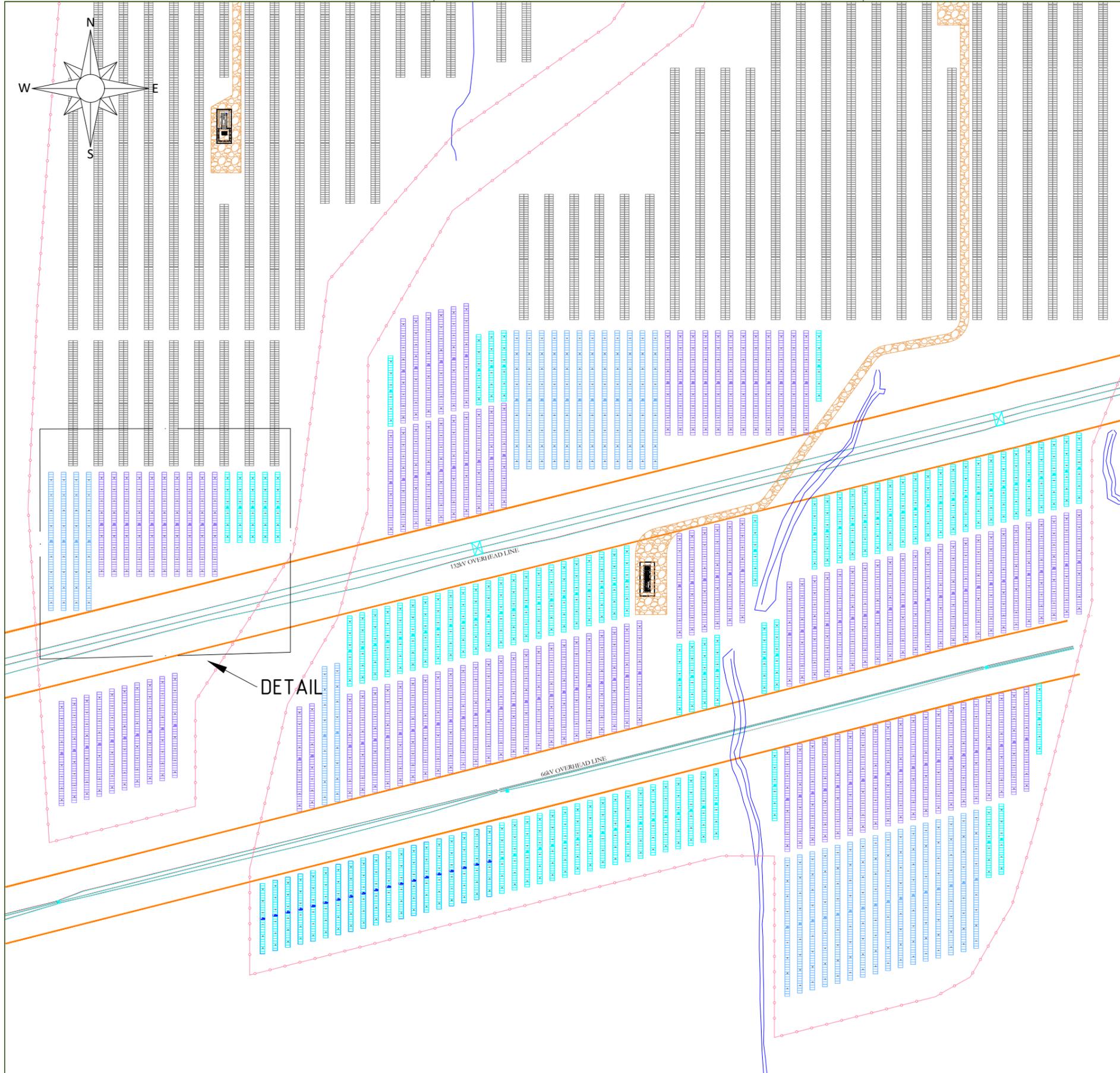
En cuanto a su implementación en el ámbito de energías renovables, queda demostrado que el proyecto propuesto es factible y constituye una respuesta efectiva ante la emergencia climática que enfrentamos en la realidad.

18 Bibliografía

- [1] Rodríguez-Gallegos, C. D., Haohui, L., Ghandi, O., Li, L., Reindl, T., & Peters, I. M. (2020). *Global Techno-Economic Performance of Bifacial and Tracking Photovoltaic Systems*. Cell Press.
- [2] UNESA. "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría". Febrero 1989.
- [3] IBERDROLA. "MT 2.11.33. Diseño de puestas a tierra en centros de transformación en edificio de otros usos, de tensión nominal ≤ 30 kV". Mayo 2019.
- [4] Cuaderno de aplicaciones técnicas nº10. Plantas Fotovoltaicas. AAB 2013.
- [5] José Roger Folch, Martín Riera Guasp y Carlos Roldán Porta. "Tecnología eléctrica". Síntesis 2010
- [6] José Roger Folch, Martín Riera Guasp y Carlos Roldán Porta. "Problemas de tecnología eléctrica". Síntesis 2010
- [7] Red Eléctrica de España: www.ree.es
- [8] Carlos Roldán Porta y Martín Riera Guasp. "Problemas de instalaciones eléctricas". Universitat Politècnica de Valencia 2003.
- [9] Operador de Mercado Ibérico de Energía: www.omie.es
- [10] Operador del Mercado Ibérico-Polo Portugués: www.omip.pt
- [11] Programa de simulación PVSyst SA.
- [12] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) from European Comission: re.jrc.europa.eu/pvg_tools
- [13] CYPE. Generador de precios

V. PLANOS





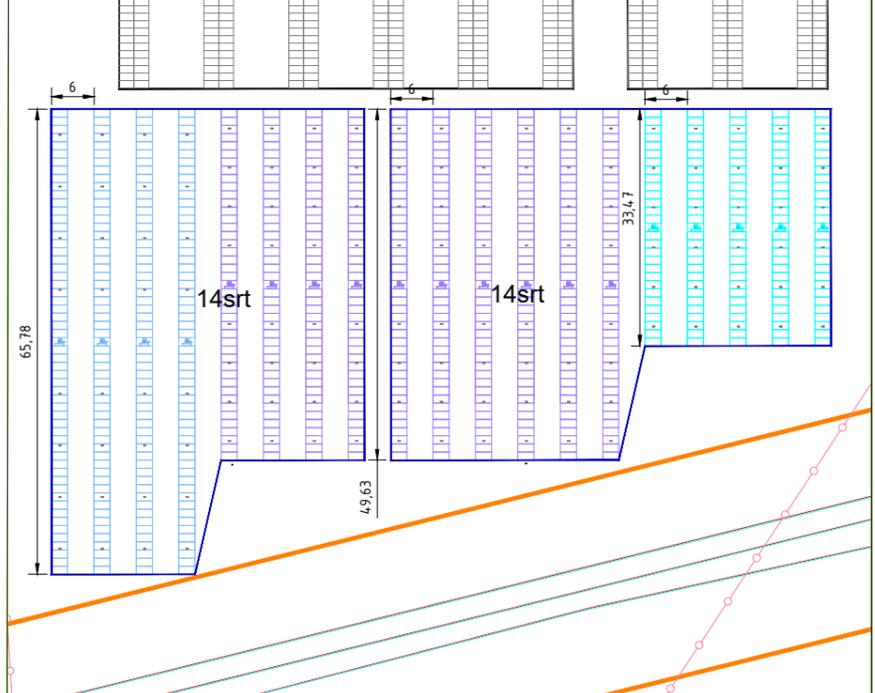
RESUMEN DE LA INSTALACIÓN

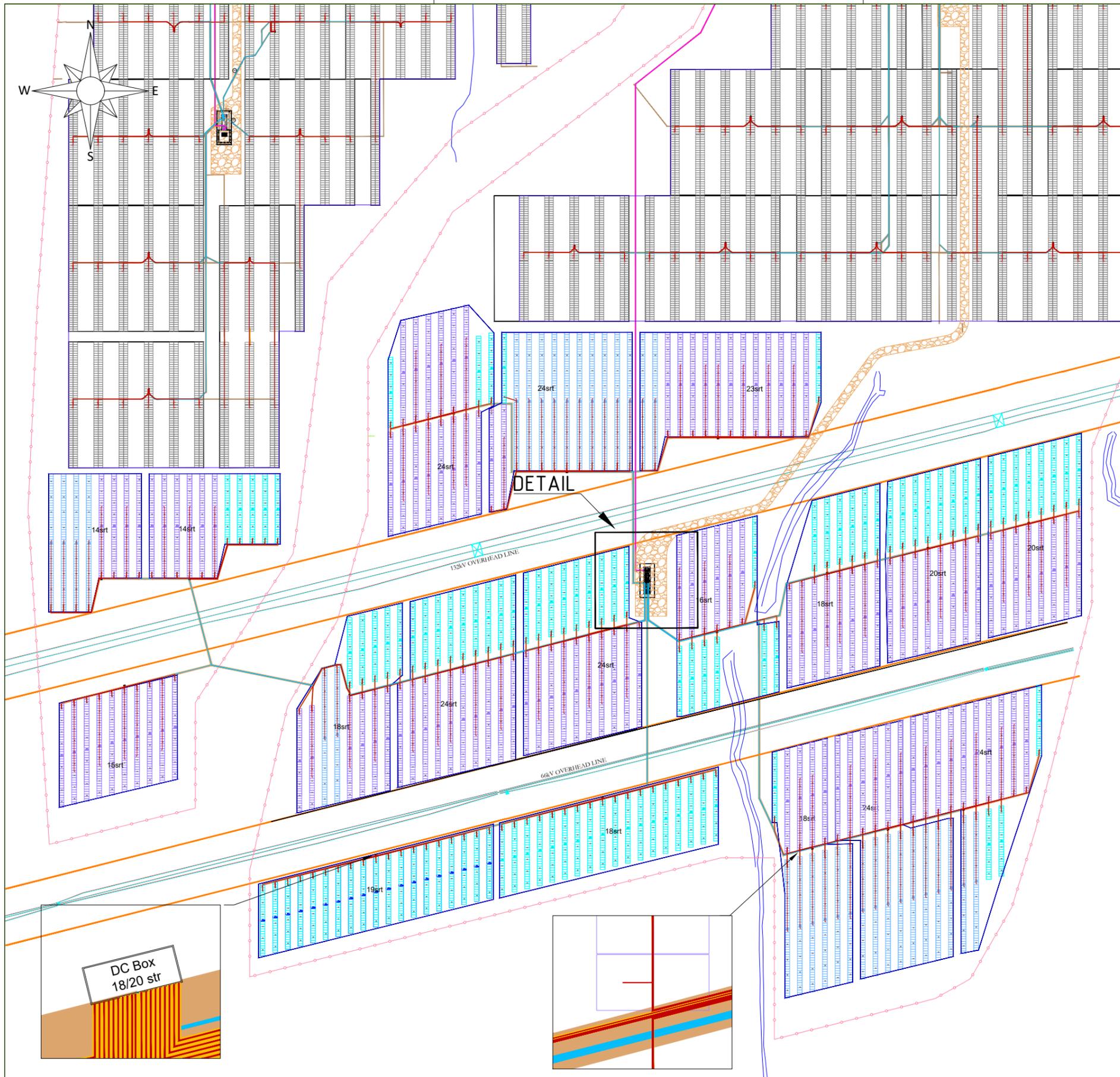
SEGUIDOR 1Vx56 (2 STRINGS)	34
SEGUIDOR 1Vx42 (1.5 STRINGS)	124
SEGUIDOR 1Vx28 (1 STRINGS)	103
MÓDULO	JINKO BIFACIAL JKM550M-72HL4-BDVP
MÓDULO / STRING	28
Nº DE STRINGS	357
Nº DE MÓDULOS	9,996
POTENCIA PICO MÓDULO (Wp)	550
POTENCIA DC ESTACIÓN (Wp)	5,497,800
INVERSOR	Gamesa Electric PV 4700UEP
Nº DE INVERSORES	1
POTENCIA INVERSOR @25°C (kVA)	4,709
POTENCIA AC ESTACIÓN @25°C (VA)	4,709,000
RATIO DC/AC	1.1675

LEYENDA

	Tracker 1Vx56		Camino 3m de ancho
	Tracker 1Vx42		Centro de Transformación
	Tracker 1Vx28		Vallado

DETAIL

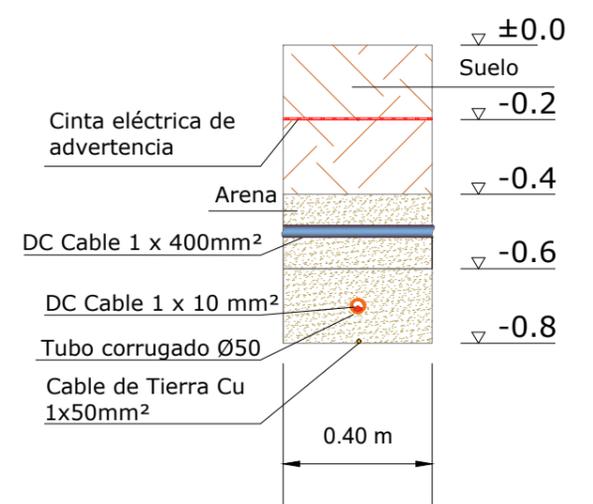




LEYENDA

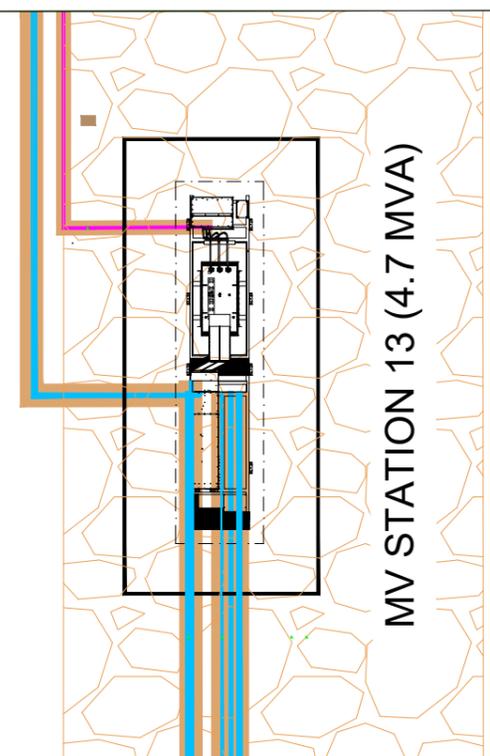
	Cable CC 10 mm ²		Cable de Media Tensión 50 mm ²
	Tubo corrugado Ø50 mm ²		Grupo de strings
	Zanja		Combiner Box DC

DETALLE ZANJA PARA LA BAJA TENSIÓN

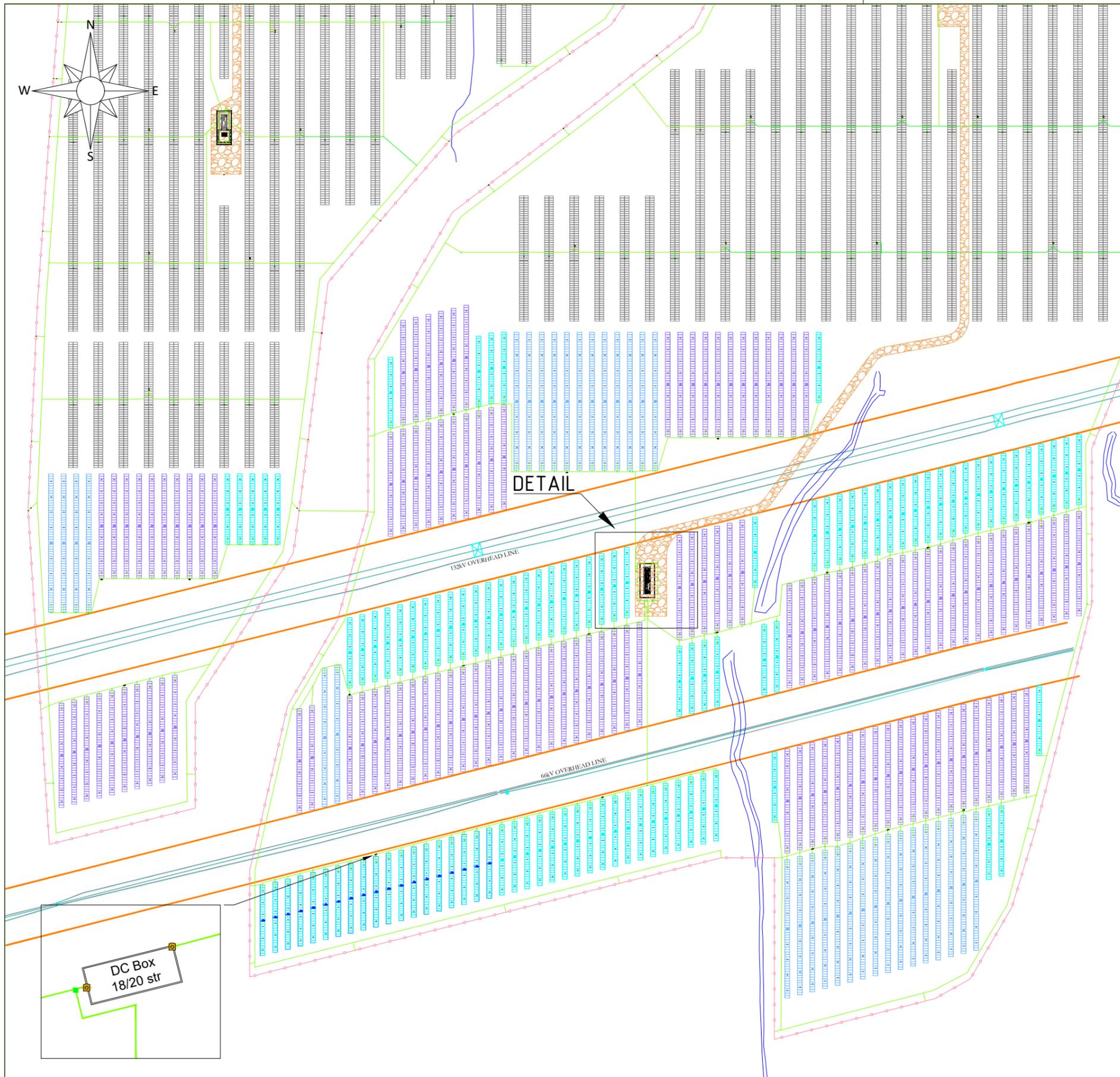


DETAIL

DETAIL

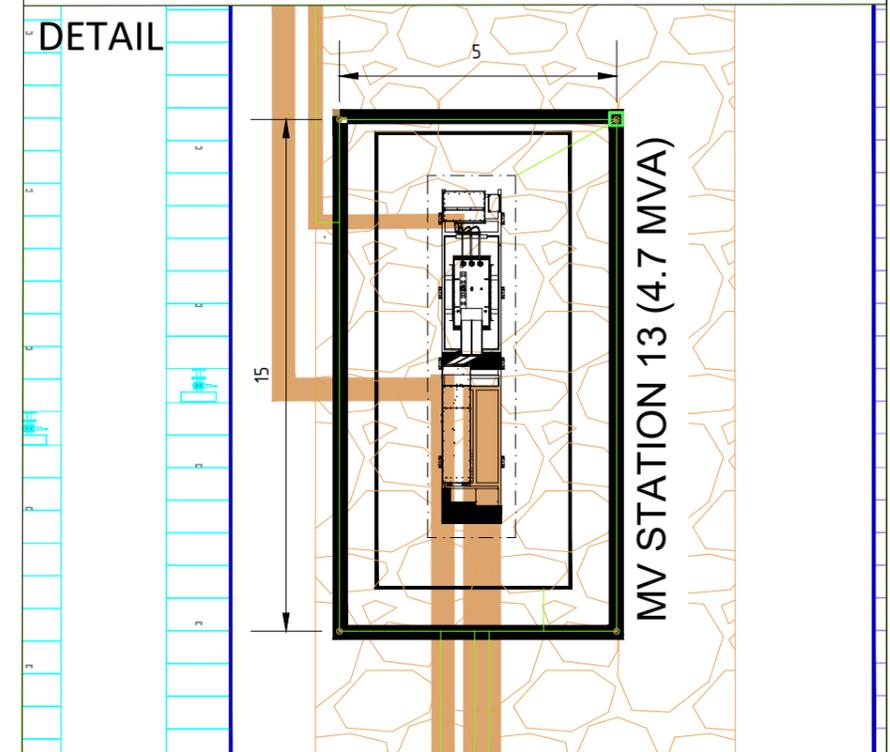


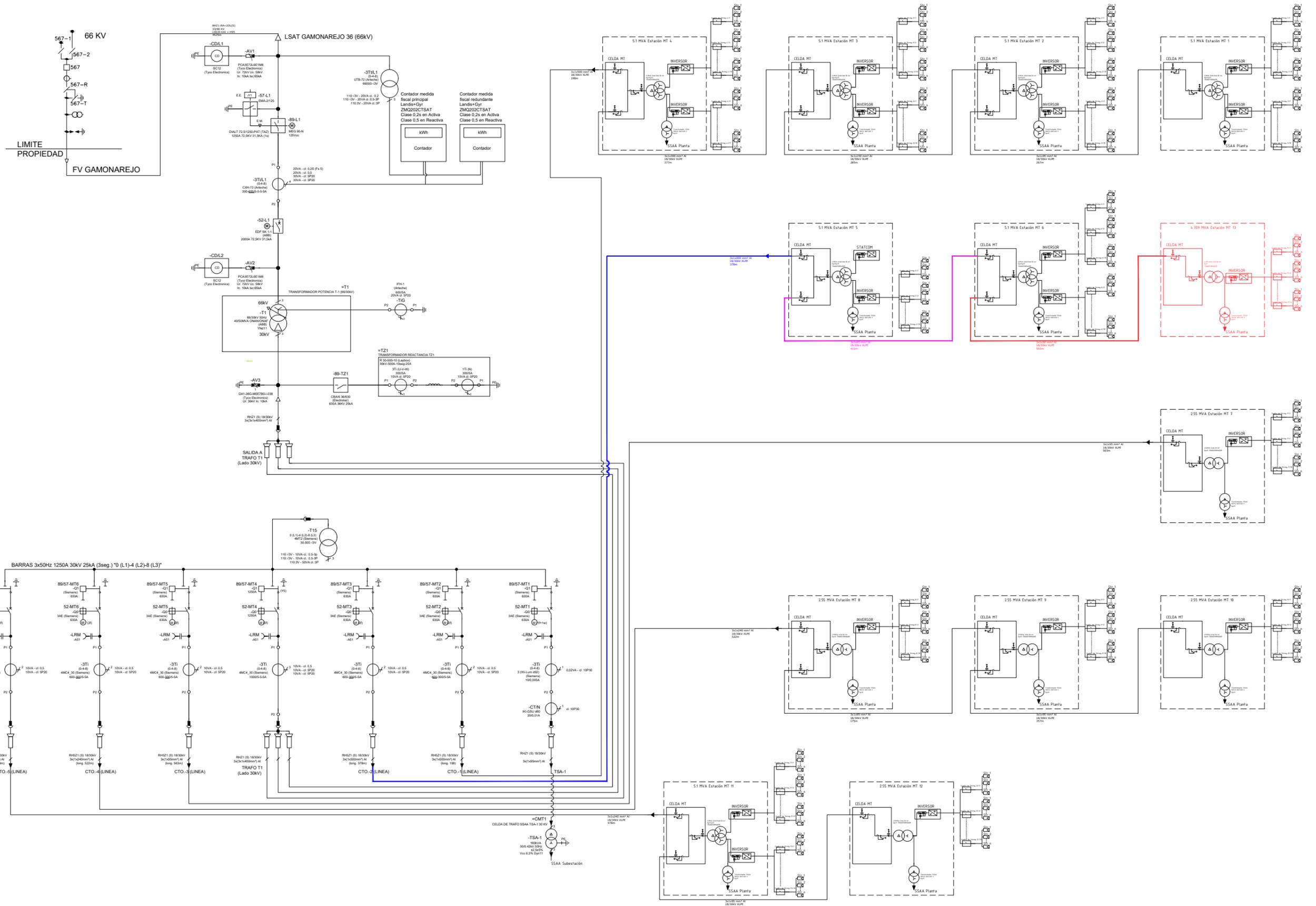
MV STATION 13 (4.7 MVA)



LEYENDA

-  Tracker 1Vx56
-  Tracker 1Vx42
-  Tracker 1Vx28
-  Camino 3m de ancho
-  Centro de Transformación
-  Vallado
-  Cable de tierra Cu 50 mm²
-  Zanja
-  Pica Cu Ø14 mm L=2 m
-  DC Box-24 str
-  Earth Cable "C" Clamp
-  Terminal de compresión de tierra
-  Arqueta de canalización





TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA

Proyecto: PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE APROXIMADAMENTE 5MW EN UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 50MW, Y SU RED INTERIOR DE EVACUACIÓN HASTA EL PUNTO DE ENTREGA, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE POSADAS (CÓRDOBA)

Plano: Diagrama unifilar general de la planta + extensión

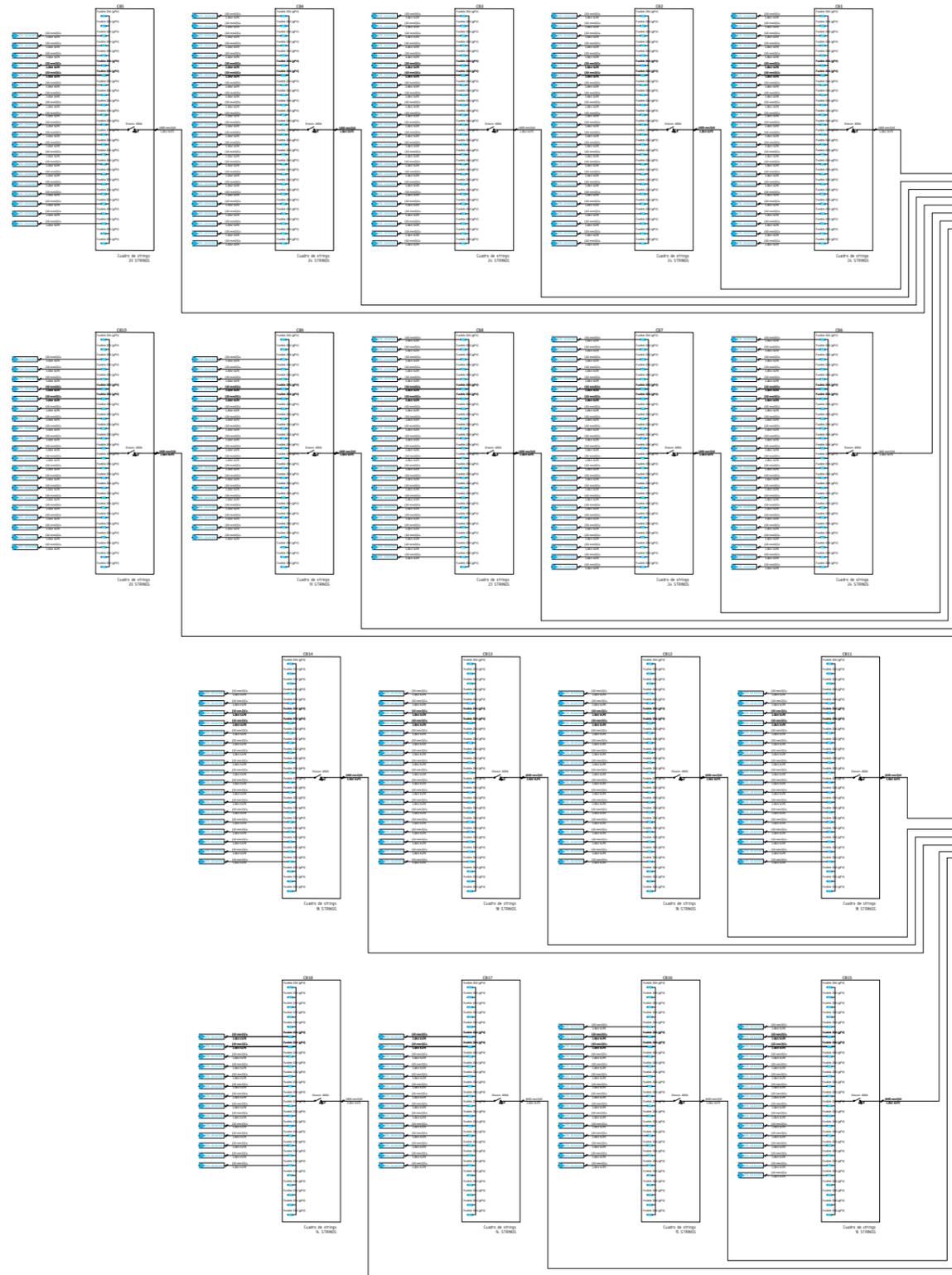
Autor: Carlota Montero Sánchez

Fecha: Junio 2023

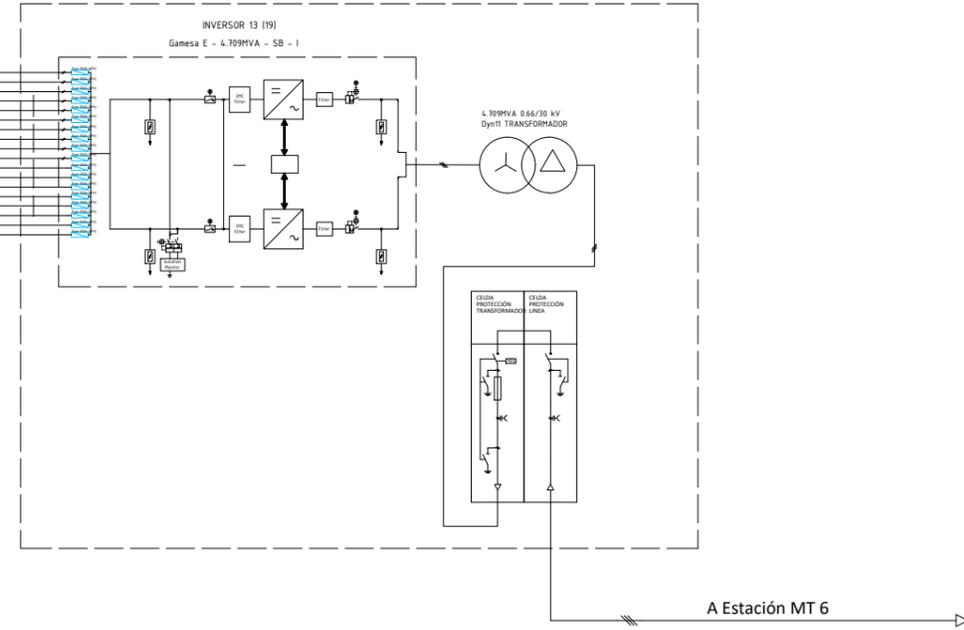
Escala:

Nº Plano:

5

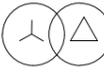
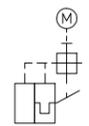


Estación MT 13



A Estación MT 6

LEYENDA DE APARAMENTA

-  Cadena de 28 módulos o string
-  Fusible
-  Seccionador
-  Descargador de sobretensiones
-  Transformador de potencia
-  Interruptor automático motorizado

VI. ANEXOS



CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

Referencia catastral: 14053A012000290000SB

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:

Polígono 12 Parcela 29
CORTIJO BUENAVISTA. POSADAS [CÓRDOBA]

Clase: RÚSTICO

Uso principal: Agrario

Superficie construida:

Año construcción:

Cultivo

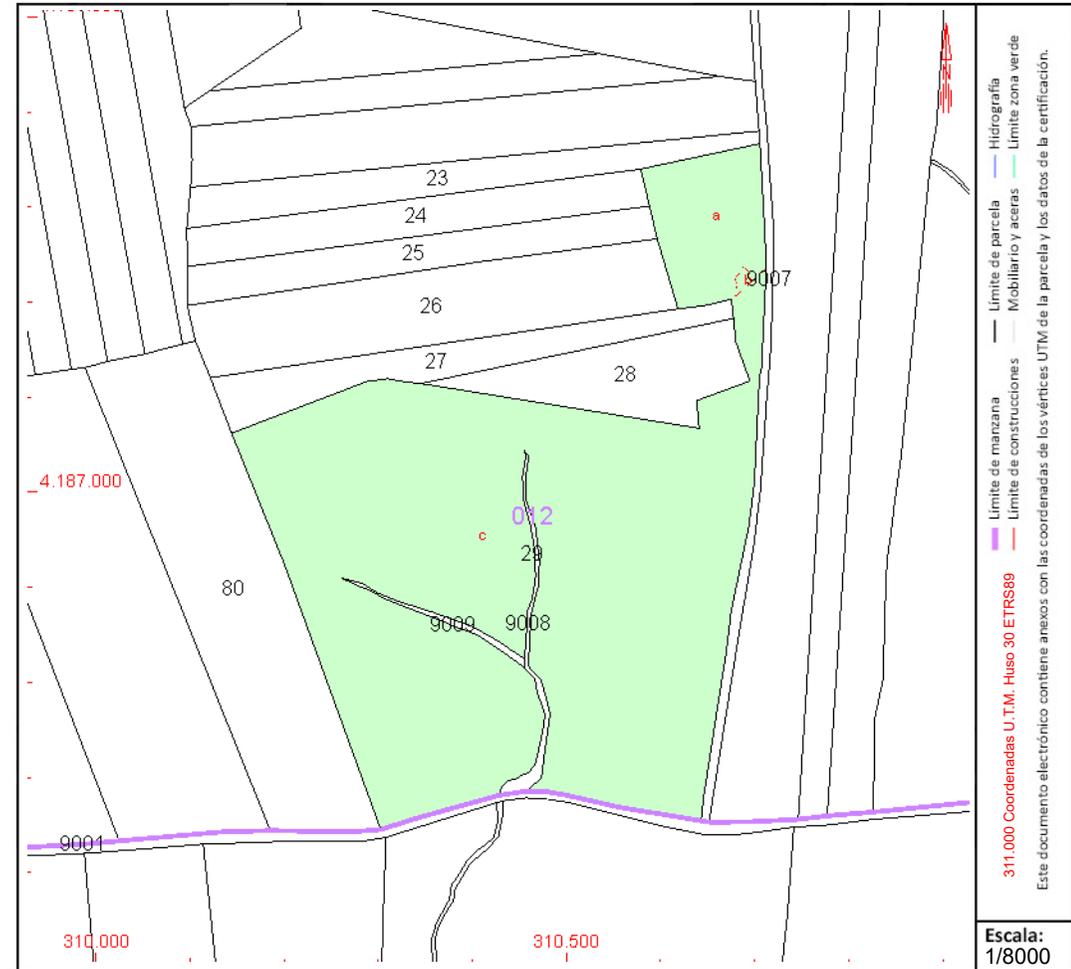
Subparcela	Cultivo/aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
a	C- Labor o Labradío seco	01	16.771
b	I- Improductivo	00	291
c	C- Labor o Labradío seco	02	196.184

PARCELA

Superficie gráfica: 213.246 m²

Participación del inmueble: 100,00 %

Tipo:



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE HACIENDA Y FUNCIÓN PÚBLICA

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

Referencia catastral: 14053A011000010000SF

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:

Polígono 11 Parcela 1
CORTIJO DE BONILLA. POSADAS [CÓRDOBA]

Clase: RÚSTICO

Uso principal: Agrario

Superficie construida:

Año construcción:

Cultivo

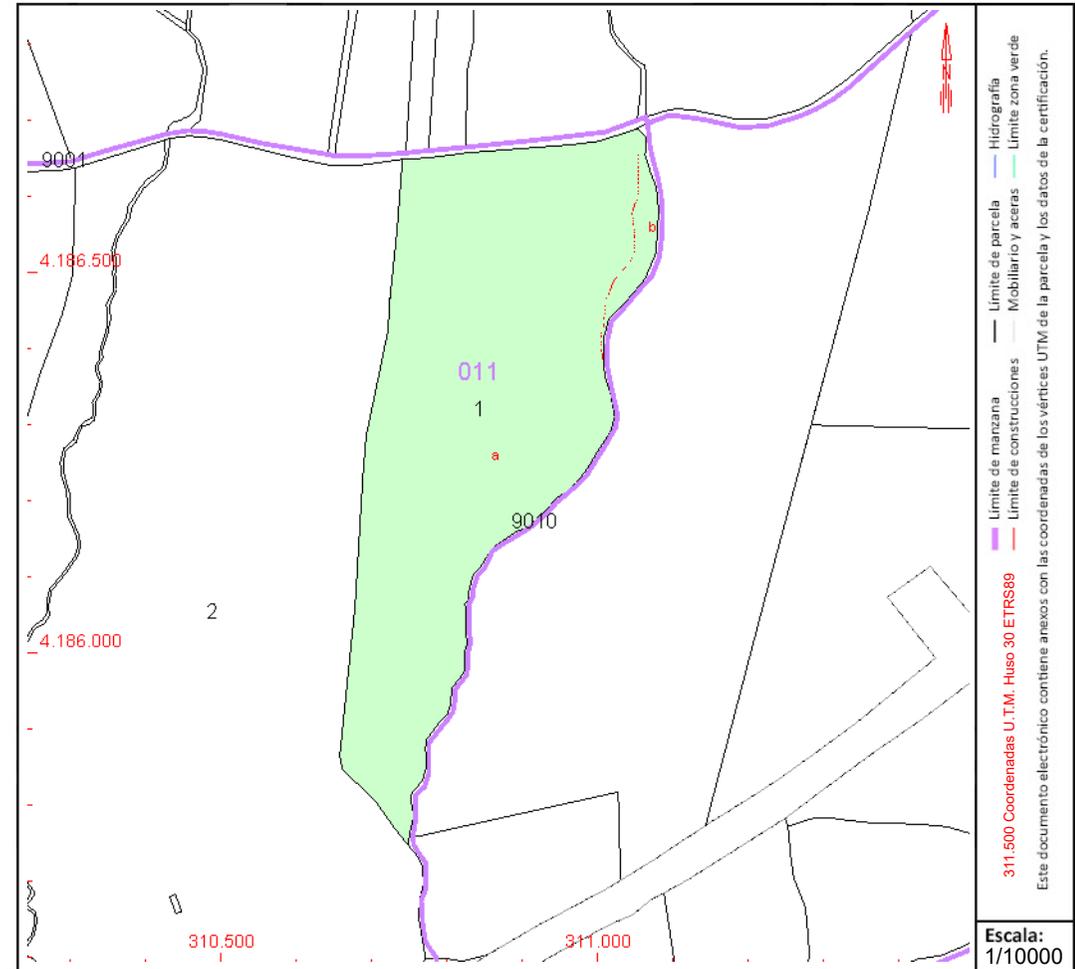
Subparcela	Cultivo/aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
a	C- Labor o Labradío seco	02	201.176
b	EU Eucaliptus	00	5.912

PARCELA

Superficie gráfica: 207.088 m²

Participación del inmueble: 100,00 %

Tipo:



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"

Tiger Pro 72HC-BDVP

530-550 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

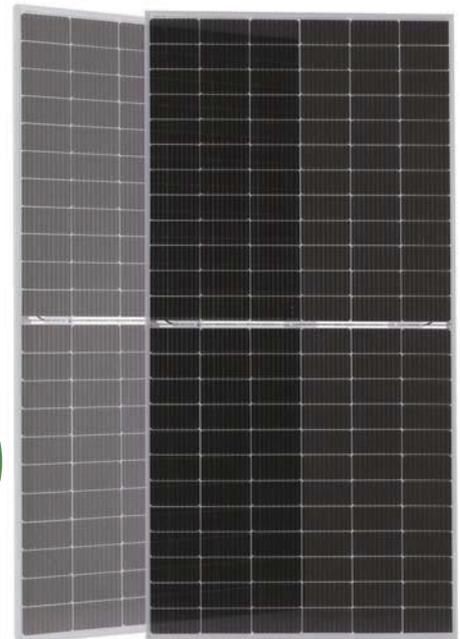
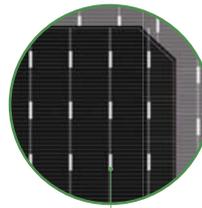
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Bifacial Technology

Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



Longer Life-time Power Yield

0.45% annual power degradation and 30 year linear power warranty.

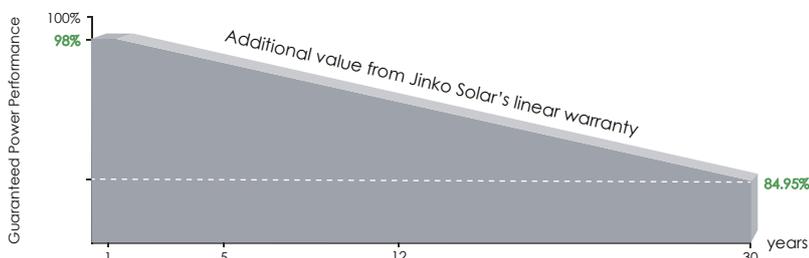


Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

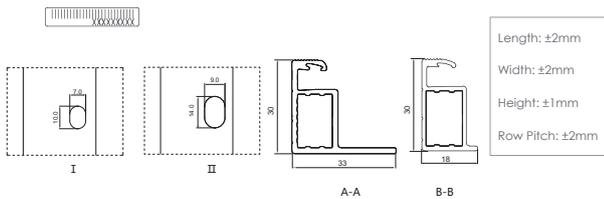
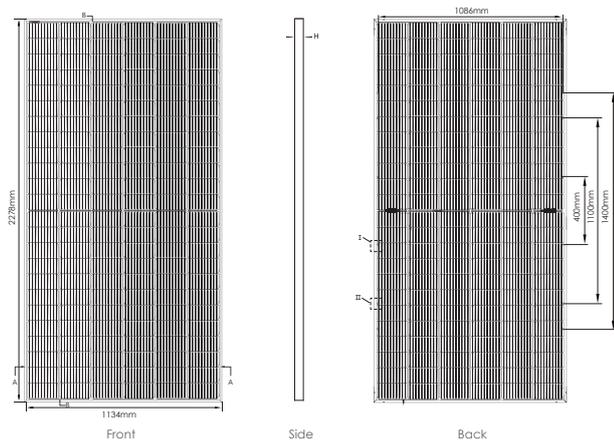


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.45% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings

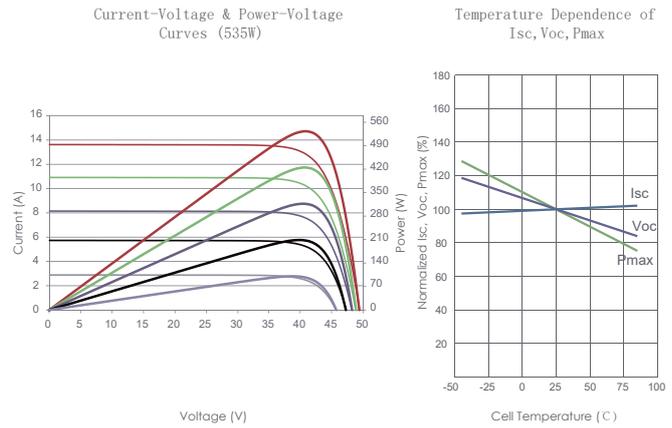


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM530M-72HL4-BDVP		JKM535M-72HL4-BDVP		JKM540M-72HL4-BDVP		JKM545M-72HL4-BDVP		JKM550M-72HL4-BDVP	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.87V	37.88V	40.94V	37.94V	41.13V	38.08V	41.32V	38.25V	41.51V	38.42V
Maximum Power Current (Imp)	12.97A	10.41A	13.07A	10.49A	13.13A	10.55A	13.19A	10.60A	13.25A	10.65A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.48V	46.70V	49.54V	46.76V	49.73V	46.94V	49.92V	47.12V	50.11V	47.30V
Short-circuit Current (Isc)	13.73A	11.09A	13.83A	11.17A	13.89A	11.22A	13.95A	11.27A	14.01A	11.32A
Module Efficiency STC (%)	20.52%		20.71%		20.90%		21.10%		21.29%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		Rear Side Power Gain (%)				
		5%	15%	25%	35%	45%
5%	Maximum Power (Pmax)	557Wp	562Wp	567Wp	572Wp	578Wp
	Module Efficiency STC (%)	21.56%	21.76%	21.95%	22.14%	22.37%
15%	Maximum Power (Pmax)	610Wp	615Wp	621Wp	623Wp	633Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.61%	23.81%	24.04%	24.27%	24.50%
25%	Maximum Power (Pmax)	663Wp	669Wp	675Wp	681Wp	688Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.67%	25.90%	26.13%	26.36%	26.63%

*STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

Title:

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

Approval process: **Electronic: PDM Flow**Author: **GZARCO**Revised: **MCMARTINEZ**Approved: **JORGGARCIA**

The present document, its content, annexes and/or amendments (the "Document") have been created by Gamesa Electric, S.L. for information purposes only. They contain private information referring to Gamesa Electric and/or its subsidiaries (the "Company"), and are addressed exclusively to its recipients. Consequently, it may not be disclosed, published or distributed, in whole or in part, without prior written consent from Gamesa Electric, and must include specific reference to Gamesa Electric's intellectual property rights in all cases. The entire contents of this Document, including any texts, images, brand names, logos, color combinations or any other element, its structure and design, the selection of the materials herein and the manner in which they are presented are protected by both industrial and intellectual property rights belonging to Gamesa Electric, and must be respected by both the recipient and addressee of the present Document. In particular, but without any limitation to the general obligation to maintain its confidentiality, any reproduction is strictly prohibited, except for private use. Any transformation, distribution, public communication, dissemination to any third party, and in a general sense, any other form of exploitation by any means, of all or any part of the contents of this Document, its design or the selection of the materials included in it and the manner in which they are presented is also strictly forbidden.



"The original version of this document is in English.
In case of a discrepancy between the translation
and the original, the English document takes preference."

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES**SCOPE**

MV Solutions	Gamesa Electric Proteus PV Station
Frequency	50 / 60 Hz
Temperature	-20 / +60 °C [-4 / +140 °F]
Standard	IEC

DISCLAIMER

Proteus PV references in this document are only for commercial purposes.

- Commercial reference Proteus PV XXXX corresponds to the certified version PV XXXX (XXXX: 4100, 4300, 4500 and 4700).

RECORD OF CHANGES

Rev.	Date	Author	Description
03	25/05/22	GZARCO	Updates product denomination

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES**INDEX**

SCOPE.....	3
DISCLAIMER.....	3
RECORD OF CHANGES	3
1 DESCRIPTION OF GAMESA ELECTRIC PROTEUS PV STATION.....	4
2 GAMESA ELECTRIC PROTEUS PV STATION DOUBLE INVERTER.....	5
2.1 EQUIPMENT DISTRIBUTION	5
2.1.1 AUXILIARY SERVICES CABINET	6
2.2 GENERAL SCHEME.....	7
2.3 TECHNICAL SPECIFICATIONS.....	8
2.3.1 GENERAL DATA	8
2.3.2 DC INPUTS.....	8
2.3.3 AC OUTPUT	8
2.3.4 POWER CONTROL FEATURES	9
2.3.5 INTERFACES	9
2.3.6 OPTIONAL.....	9
3 GAMESA ELECTRIC PROTEUS PV STATION SINGLE INVERTER	10
3.1 EQUIPMENT DISTRIBUTION	11
3.1.1 AUXILIARY SERVICES CABINET	12
3.2 GENERAL SCHEME.....	12
3.3 TECHNICAL SPECIFICATIONS.....	13
3.3.1 GENERAL DATA	13
3.3.2 DC INPUTS.....	13
3.3.3 AC OUTPUT	13
3.3.4 POWER CONTROL FEATURES	14
3.3.5 INTERFACES	14
3.3.6 OPTIONAL.....	14
4 ANNEXES.....	15

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

1 DESCRIPTION OF GAMESA ELECTRIC PROTEUS PV STATION

Gamesa Electric Proteus PV Station is a fully integrated in plug & play solutions that satisfies the current market needs, designed for plants that operate under extreme conditions, with DC voltages up to 1500 V.

In addition, these solutions integrate all the necessary equipment for the energy transformation generated from the PV panels to the electrical grid (MV switchgear and accessories, LV/MV transformers, the photovoltaic inverters and monitoring hardware).

All the components are installed in a metallic platform (skid) to facilitate the transport and installation of the solution at the photovoltaic field.

The Gamesa Electric PV Station is customized with the following configurations:

- Gamesa Electric Proteus PV Station Double Inverter
- Gamesa Electric Proteus PV Station Single Inverter



Fig 1. Gamesa Electric Proteus PV inverter with connection to electrical grid

The Gamesa Electric Proteus PV Station includes the following products:

Proteus PV Station Single Inverter	Proteus PV Station Double Inverter
PVS 4100	PVS 8200
PVS 4300	PVS 8600
PVS 4500	PVS 9000
PVS 4700	PVS 9400

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES**2 GAMESA ELECTRIC PROTEUS PV STATION DOUBLE INVERTER**

Gamesa Electric Proteus PV Station Double Inverter is an integral MV solution, plug & play, with customized power of 8190 to 9418 kVA.

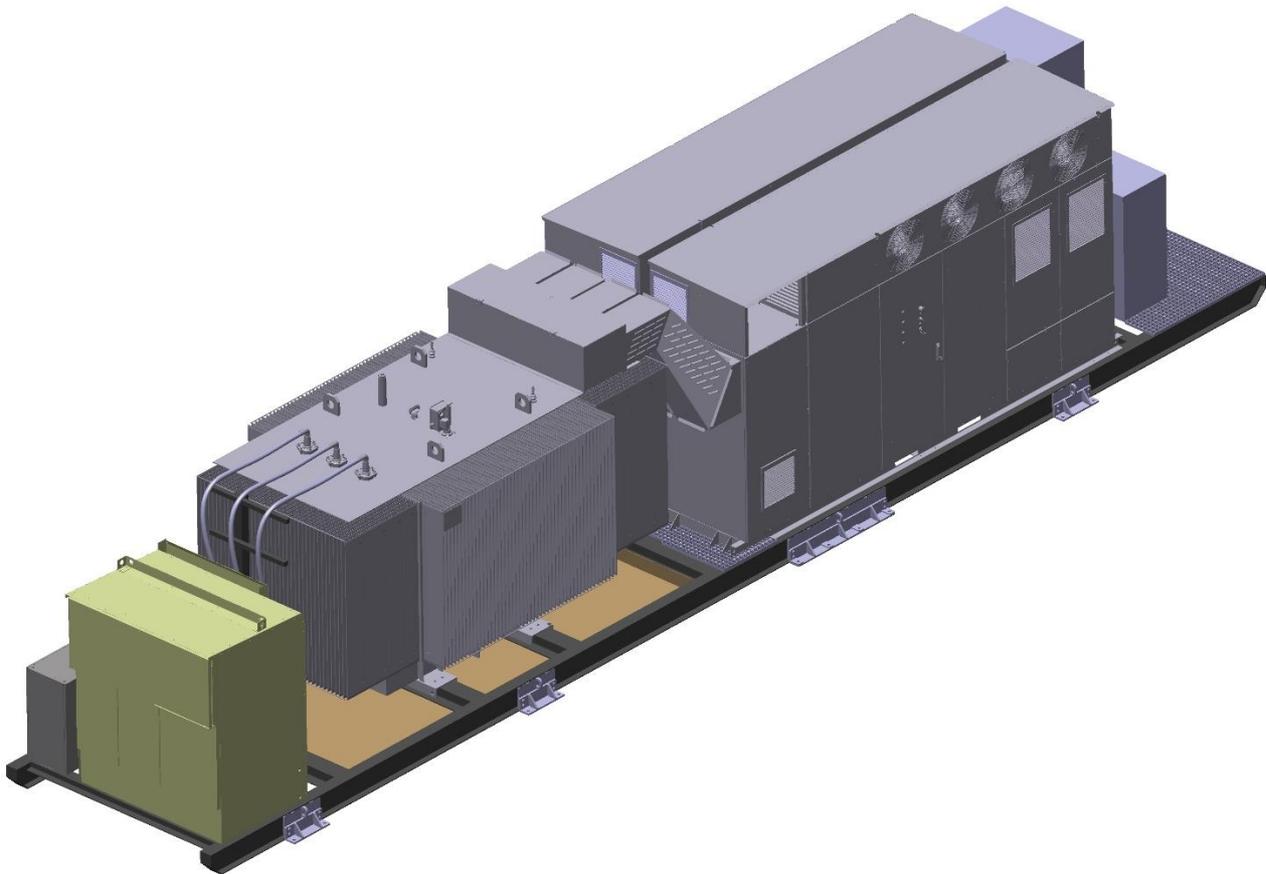


Fig 2. Gamesa Electric Proteus PV Station Double Inverter

2.1 EQUIPMENT DISTRIBUTION

The main components of the Gamesa Electric Proteus PV Station Double Inverter are:

- Gamesa Electric Proteus PV Inverters (2 units)
- MV/LV Transformer Dynyn KNAN / ONAN
- 0L1V MV switchgear
- Auxiliary services cabinet

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

The following figure shows the distribution of the main components of the PV Station:

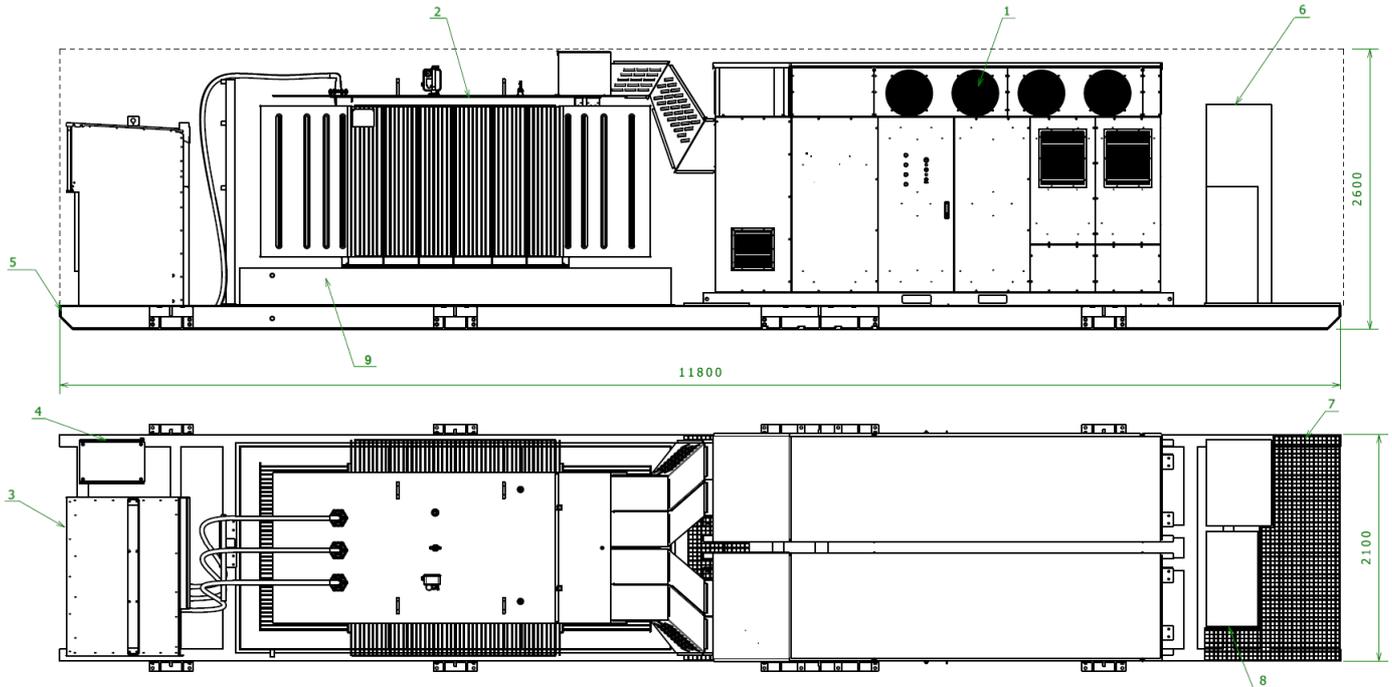


Fig 3. Equipment layout and general dimensions

Position	Denomination
1	Gamesa Electric Proteus PV inverters (x2)
2	Transformer
3	MV Switchgear
4	Auxiliary services cabinet
5	Skid
6	UPS (optional)
7	Tramex
8	Transformer for auxiliary services
9	Transformer oil tank (optional)

2.1.1 Auxiliary services cabinet

Inside the auxiliary services cabinet there is a reserved space for client use, with approximate dimensions 600 x 800 x 400 mm.

Note: Consult Gamesa Electric for additional requirements.

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

2.2 GENERAL SCHEME

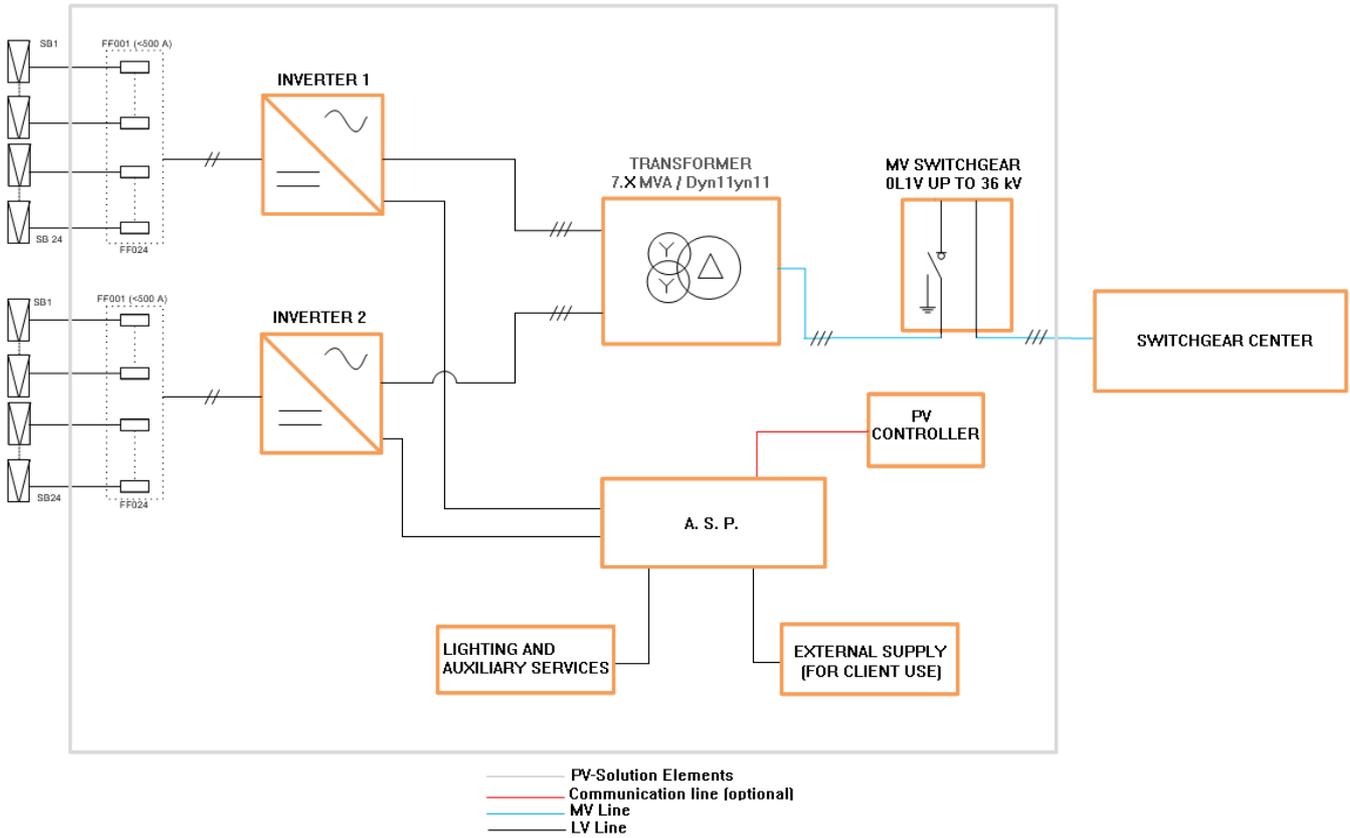


Fig 4. General Scheme of Gamesa Electric Proteus PV Station Double Inverter

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES
2.3 TECHNICAL SPECIFICATIONS
2.3.1 General data

	PVS 8200	PVS 8600	PVS 9000	PVS 9400
Dimensions (W x H x D)	11800 x 2600 x 2100 mm			
Weight	26500 kg			
Ingress protection	IP54			
Protection against corrosion category	C4 H			
Stand-by consumption (per inverter)	Pending			
Max. consumption in operation (per inverter)	Pending			
Cooling	Liquid & forced air			

2.3.2 DC Inputs

	PVS 8200	PVS 8600	PVS 9000	PVS 9400
DC voltage range MPPT	835 - 1300 V	875 - 1300 V	915 - 1300 V	955 - 1300 V
DC voltage range	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
Max. DC current (25°C)	4 x 2500 A			
Max. DC current (40°C)	4 x 2500 A			
Max. DC current (45°C)	4 x 2400 A			
Max. DC current (50°C)	4 x 2310 A			
Max. DC current (55°C)	4 x 2220 A			
Max. DC current (60°C)	4 x 1110 A			
DC/AC Ratio	Up to 200%			
Nº of independent MPPT	2			
Number of DC ports	2 x max. 24 fuse monitored in poles +/- 2 x max. 36 fuse monitored in poles +			
Fuse dimensions	125 A to 500 A			
Max cross section / pole	2 x 400 mm ² - 800AWG			
Energy production form	0.5% P _n approx.			

2.3.3 AC Output

	PVS 8200	PVS 8600	PVS 9000	PVS 9400
AC Power (25 °C)	8190 kVA	8598 kVA	9008 kVA	9418 kVA
AC Power (40 °C)	8190 kVA	8598 kVA	9008 kVA	9418 kVA
AC Power (45 °C)	7884 kVA	8278 kVA	8672 kVA	9068 kVA
AC Power (50 °C)	7580 kVA	7958 kVA	8338 kVA	8716 kVA
AC Power (55 °C)	7274 kVA	7638 kVA	8002 kVA	8366 kVA
AC Power (60 °C)	3638 kVA	3820 kVA	4002 kVA	4182 kVA
Transformer	Dynyn KNAN / ONAN			
Switchgear	0L1V / 1L1V / 2L1V UL up to 36 kV			
Nominal AC Voltage	13.8 - 34.5 kV			
AC power frequency	50 / 60 Hz			
THDV	<3%			
THDI	<1%			

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES
2.3.4 Power control features

Reactive control through external command	Yes
Reactive control through internal configuration	Yes. Configurable or voltage dependent function
Reactive injection in LVRT	Yes. Operation mode configurable
P response to over frequency	Yes. Configurable drop
Slope control	Yes. Under irradiance constraint
External power constraints	Yes. Continuous settings of control parameters
STATCOM mode for night compensation	According to local grid code
LVRT capability	Yes. Configurable

2.3.5 Interfaces

Communication protocol	Ethernet, Ethernet/IP, Modbus
Web server	Yes
Lighting signals, start/stop button, emergency stop	Yes
Transformer for supplying external loads	Under request

2.3.6 Optional

String boxes monitoring
UPS for supplying trackers
Floating kit (inverters)
Motorized MV Switchgear
Protection against high corrosion C5
Seismic reinforcement
Movement detector + external lighting
Webserver
DC fuses protection on negative pole
DC inputs monitoring
GamesaElectric PV Controller
Anti-sand protection kit
Transformer oil tank

For more detailed information about each PV Station model, consult the document:

- GD408532 PROTEUS PV STATION-PVS-EN-DTS

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES**3 GAMESA ELECTRIC PROTEUS PV STATION SINGLE INVERTER**

Gamesa Electric Proteus PV Station Single Inverter with one inverter is an integral MV solution, plug & play, with customized power of 4095 to 4709 kVA.

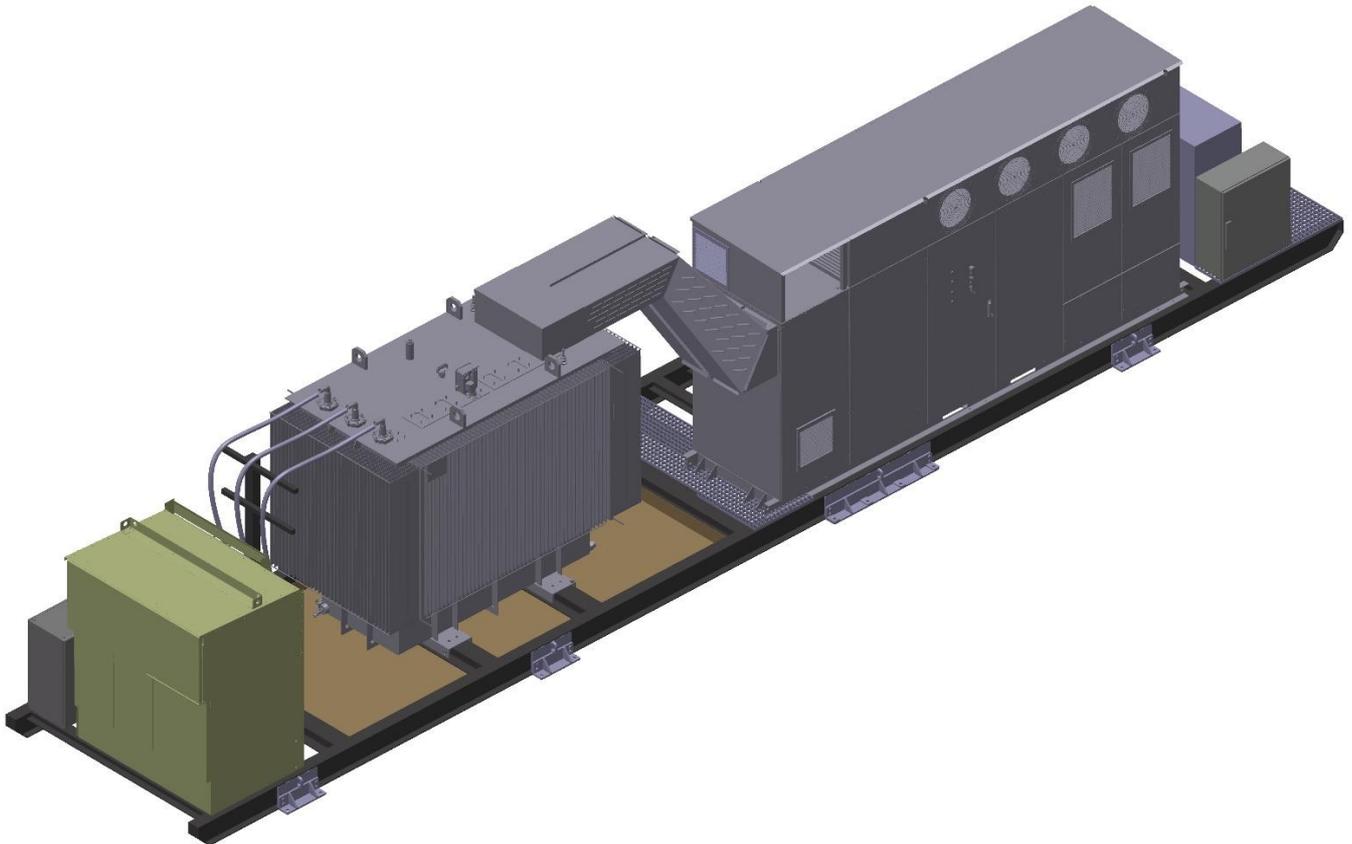


Fig 5. Gamesa Electric Proteus PV Station Single Inverter

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

3.1 EQUIPMENT DISTRIBUTION

The main components of the Gamesa Electric Proteus PV Station Single Inverter are:

- Gamesa Electric Proteus PV inverter
- LV/MV transformer Dyn KNAN / ONAN
- 0L1V MV switchgear
- Auxiliary services cabinet

The following figure shows the distribution of the main components of the PV Station:

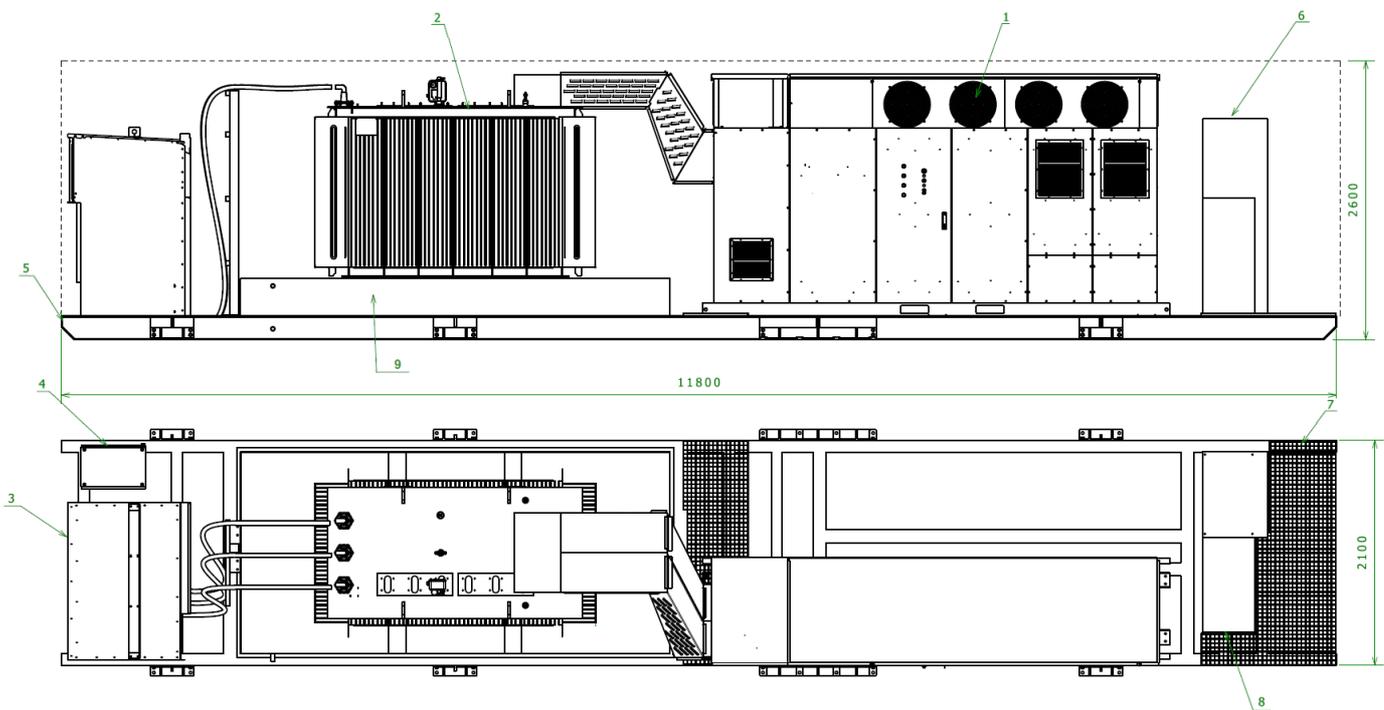


Fig 6. Equipment layout and general dimensions

Position	Denomination
1	Gamesa Electric Proteus PV inverter
2	Transformer
3	MV Switchgear
4	Auxiliary services cabinet
5	Skid
6	UPS (optional)
7	Tramex
8	Transformer for auxiliary services
9	Transformer oil tank (optional)

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

3.1.1 Auxiliary services cabinet

Inside the auxiliary services cabinet there is a reserved space for client use, with approximate dimensions 600 x 800 x 400 mm.

Note: Consult Gamesa Electric for additional requirements.

3.2 GENERAL SCHEME

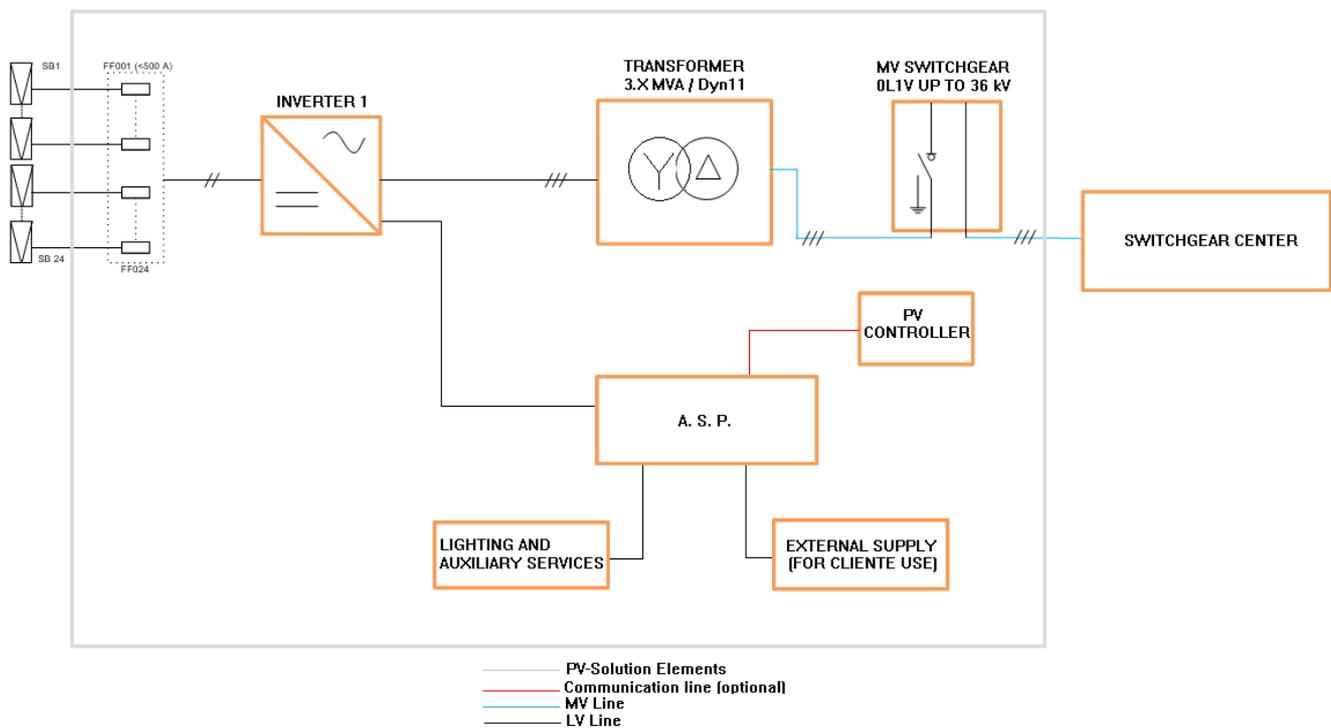


Fig 7. General Scheme of Gamesa Electric Proteus PV Station Single Inverter

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES
3.3 TECHNICAL SPECIFICATIONS
3.3.1 General data

	PVS 4100	PVS 4300	PVS 4500	PVS 4700
Dimensions (W x H x D)	11800 x 2600 x 2100 mm			
Weight	19500 kg			
Ingress protection	IP54			
Protection against corrosion category	C4 H			
Stand-by consumption (per inverter)	Pending			
Max. consumption in operation (per inverter)	Pending			
Cooling	Liquid & forced air			

3.3.2 DC Inputs

	PVS 4100	PVS 4300	PVS 4500	PVS 4700
DC voltage range MPPT	835 - 1300 V	875 - 1300 V	915 - 1300 V	955 - 1300 V
DC voltage range	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
Max. DC current (25°C)	2 x 2500 A			
Max. DC current (40°C)	2 x 2500 A			
Max. DC current (45°C)	2 x 2400 A			
Max. DC current (50°C)	2 x 2310 A			
Max. DC current (55°C)	2 x 2220 A			
Max. DC current (60°C)	2 x 1110 A			
DC/AC Ratio	Up to 200%			
Nº of independent MPPT	2			
Number of DC ports	Max. 24 fuse monitored in poles +/- Max. 36 fuse monitored in poles +			
Fuse dimensions	125 A to 500 A			
Max cross section / pole	2 x 400 mm ² - 800AWG			
Energy production form	0.5% Pn approx.			

3.3.3 AC Output

	PVS 4100	PVS 4300	PVS 4500	PVS 4700
AC Power (25 °C)	4095 kVA	4299 kVA	4504 kVA	4709 kVA
AC Power (40 °C)	4095 kVA	4299 kVA	4504 kVA	4709 kVA
AC Power (45 °C)	3942 kVA	4139 kVA	4336 kVA	4534 kVA
AC Power (50 °C)	3790 kVA	3979 kVA	4169 kVA	4358 kVA
AC Power (55 °C)	3637 kVA	3819 kVA	4001 kVA	4183 kVA
AC Power (60 °C)	1819 kVA	1910 kVA	2001 kVA	2091 kVA
Transformer	Dyn KNAN / ONAN			
Switchgear	0L1V / 1L1V / 2L1V UL up to 36 kV			
Nominal AC Voltage	13.8 - 34.5 kV			
AC power frequency	50 / 60 Hz			
THDV	<3%			
THDI	<1%			

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES
3.3.4 Power control features

Reactive control through external command	Yes
Reactive control through internal configuration	Yes. Configurable or voltage dependent function
Reactive injection in LVRT	Yes. Operation mode configurable
P response to over frequency	Yes. Configurable drop
Slope control	Yes. Under irradiance constraint
External power constraints	Yes. Continuous settings of control parameters
STATCOM mode for night compensation	According to local grid code
LVRT capability	Yes. Configurable

3.3.5 Interfaces

Communication protocol	Ethernet, Ethernet/IP, Modbus
Web server	Yes
Lighting signals, start/stop button, emergency stop	Yes
Transformer for supplying external loads	Under request

3.3.6 Optional

String boxes monitoring
UPS for supplying trackers
Floating kit (inverters)
Motorized MV Switchgear
Protection against high corrosion C5
Seismic reinforcement
Movement detector + external lighting
Webserver
DC fuses protection on negative pole
DC inputs monitoring
GamesaElectric PV Controller
Anti-sand protection kit
Transformer oil tank

For more detailed information about each PV Station model, consult the document:

- GD408532 PROTEUS PV STATION-PVS-EN-DTS

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES**4 ANNEXES**

- [1] GD408532 PROTEUS PV STATION-PVS-EN-DTS – Data sheet of Gamesa Electric Proteus PV Station
- [2] GD408534 PROTEUS PV STATION-PVS-EN-LAY – Layout of Gamesa Electric Proteus PV Station
- [3] GD408535 PROTEUS PV STATION-PVS-EN-SLD – Single Line Diagram of Gamesa Electric Proteus PV Station
- [4] GD408647 PROTEUS PV STATION-EN-DTS – Gamesa Electric Gamesa Electric Proteus PV Station - MV Transformer Data sheet
- [5] GD408648 PROTEUS PV STATION-EN-DTS – Gamesa Electric Proteus PV Station - MV Switchgear Data sheet

Title:

Approval process: **Electronic: PDM Flow**

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

Author: **GZARCO**Revised: **MCMARTINEZ**Approved: **JORGARCIA**

The present document, its content, annexes and/or amendments (the "Document") have been created by Gamesa Electric, S.L. for information purposes only. They contain private information referring to Gamesa Electric and/or its subsidiaries (the "Company"), and are addressed exclusively to its recipients. Consequently, it may not be disclosed, published or distributed, in whole or in part, without prior written consent from Gamesa Electric, and must include specific reference to Gamesa Electric's intellectual property rights in all cases. The entire contents of this Document, including any texts, images, brand names, logos, color combinations or any other element, its structure and design, the selection of the materials herein and the manner in which they are presented are protected by both industrial and intellectual property rights belonging to Gamesa Electric, and must be respected by both the recipient and addressee of the present Document. In particular, but without any limitation to the general obligation to maintain its confidentiality, any reproduction is strictly prohibited, except for private use. Any transformation, distribution, public communication, dissemination to any third party, and in a general sense, any other form of exploitation by any means, of all or any part of the contents of this Document, its design or the selection of the materials included in it and the manner in which they are presented is also strictly forbidden.



"The original version of this document is in English.
In case of a discrepancy between the translation
and the original, the English document takes preference."

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES**SCOPE**

Inverters	Gamesa Electric Proteus PV
Frequency	50 / 60 Hz
Temperature	-20 / +60 °C [-4 / +140 °F]
Standard	IEC / UL

DISCLAIMER

Proteus PV references in this document are only for commercial purposes.

- Commercial reference Proteus PV XXXX corresponds to the certified version PV XXXX (XXXX: 4100, 4300, 4500 and 4700).

RECORD OF CHANGES

Rev.	Date	Author	Description
11	19/05/22	GZARCO	Updated product denomination

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

INDEX

SCOPE	3
DISCLAIMER	3
RECORD OF CHANGES	3
1 DESCRIPTION OF GAMESA ELECTRIC PROTEUS PV INVERTER	3
1.1 GENERAL SCHEME.....	4
1.2 EQUIPMENT DISTRIBUTION	5
1.3 GENERAL DIMENSIONS	7
1.4 COOLING SYSTEM.....	7
1.4.1 FORCED VENTILATION COOLING SYSTEM.....	8
1.4.2 LIQUID COOLING SYSTEM	9
1.5 EFFICIENCY	9
1.6 CONTROL SYSTEM.....	10
1.7 GROUNDING KIT	10
1.8 COMMUNICATIONS.....	11
1.9 ISOLATED PV FIELD	11
2 GENERAL PV CONDITIONS	12
2.1 BEHAVIOR RELATED TO TEMPERATURE	12
2.2 GRID CONNECTION	13
2.2.1 VOLTAGE DIPS (LOW VOLTAGE RIDE THROUGH)	13
2.2.2 ACTIVE POWER LIMITATION.....	14
2.2.3 REACTIVE POWER GENERATION	14
3 TECHNICAL SPECIFICATIONS	15
3.1 DC INPUTS.....	15
3.2 AC OUTPUT	15
3.3 EFFICIENCY	15
3.4 ENVIRONMENTAL CONDITIONS	16
3.5 GENERAL SPECIFICATIONS.....	16
3.6 PROTECTION DEVICES.....	16
3.7 INTERFACES	16
4 CERTIFICATES AND STANDARDS	17
5 ANNEXES	18

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

1 DESCRIPTION OF GAMESA ELECTRIC PROTEUS PV INVERTER

The Gamesa Electric Proteus PV inverter is a fully-automated three-phase photovoltaic grid-connected inverter.

The inverter connects to an array of photovoltaic panels on one side, from which it receives energy in direct current form, and to the electrical grid on the other side, which it feeds with the energy transformed appropriately into alternating current.

The Gamesa Electric Proteus PV inverter remains on standby whenever the panel power is less than approximately 0.5% of the rated power. Under these conditions, the inverter is disconnected from the grid.

The inverter must be connected to the grid by means of a galvanic isolated transformer.



Fig 1. Gamesa Electric Proteus PV inverter with connection to electrical grid

The Gamesa Electric Proteus PV includes the following inverter models:

- PV 4100
- PV 4300
- PV 4500
- PV 4700

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

1.1 GENERAL SCHEME

The figure below shows the simplified electric diagram of the Gamesa Electric Proteus PV inverter.

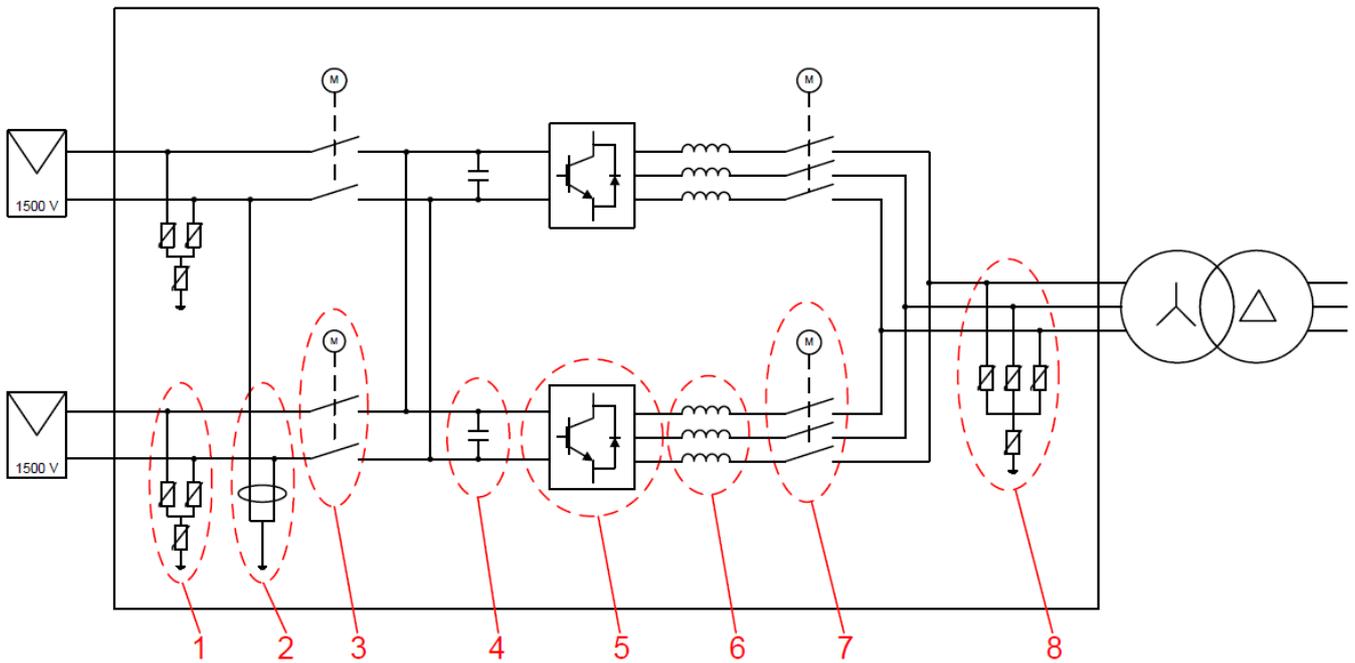


Fig 2. Electric diagram of Gamesa Electric Proteus PV inverter

Position	Denomination
1	DC Overvoltage protection
2	Isolation monitoring
3	Motorized DC switches
4	DC capacitors
5	Power bridge
6	Filters
7	Motorized AC circuit breakers
8	AC Overvoltage protection

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

1.2 EQUIPMENT DISTRIBUTION

The Gamesa Electric Proteus PV inverter is designed with a modular distribution, composed by different equipment areas.

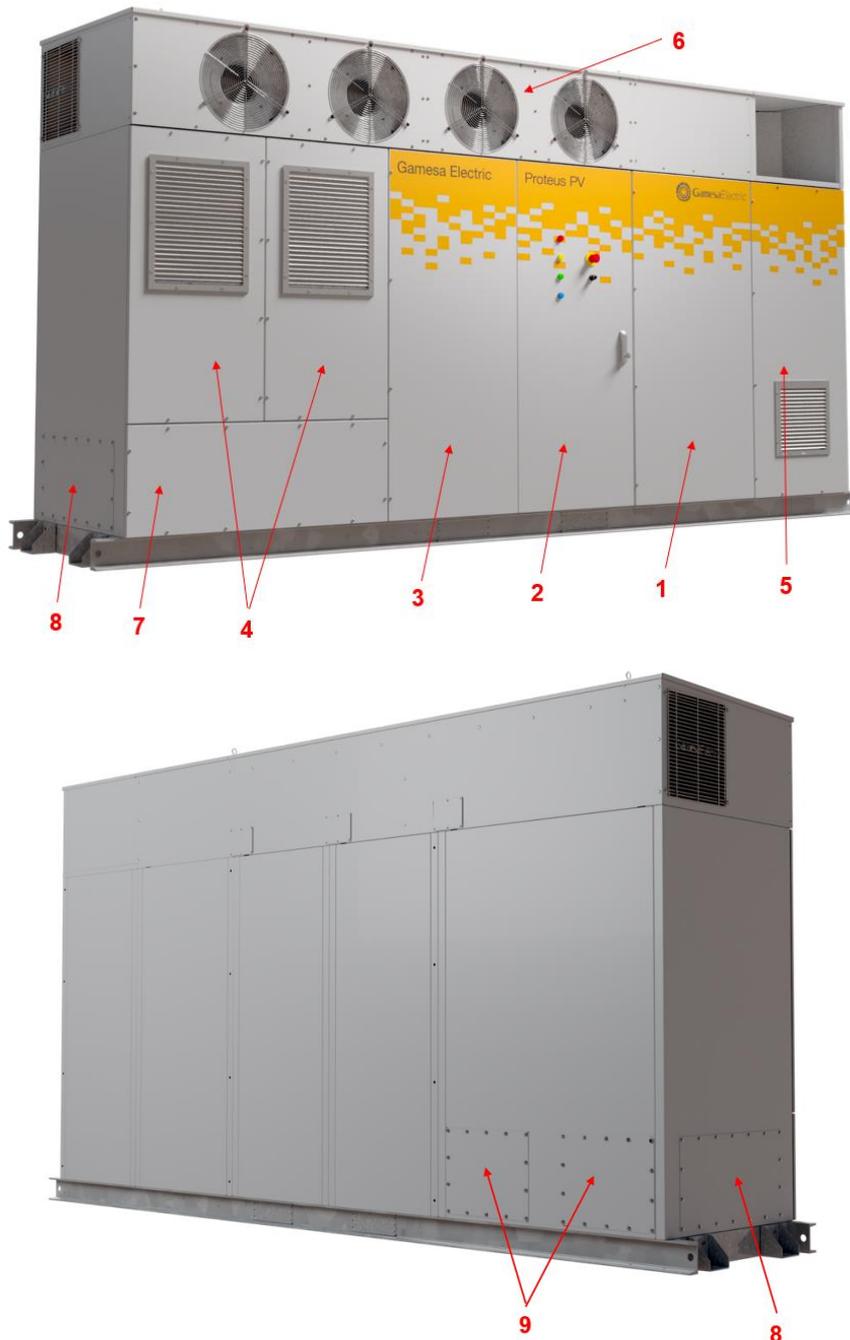


Fig 3. Gamesa Electric Proteus PV inverter elements layout

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

Position	Denomination
1	AC cabinet and cooling cabinet
2	Inductance and control cabinet
3	Power conversion cabinet
4	DC cabinet
5	Auxiliary cabinet
6	Heat exchanger
7	DC cable entrances (frontal access)
8	DC cable entrances (side access)
9	DC cable entrances (rear access)

- Module 1 – AC cabinet and cooling cabinet
 - AC cable entrances and AC circuit breaker
 - Liquid cooling pump
 - Fan and filter of the forced ventilation system
- Module 2 – Inductance and control cabinet
 - This area provides access to the inductors of the equipment
 - This area contains the control and auxiliary power components
- Module 3 – Power conversion cabinet
 - This module provides access to the inverter bridges of the equipment
- Module 4 - DC cabinet
 - DC disconnect switches
- Module 5 – Auxiliary cabinet
- Module 6 – Heat exchanger
- DC cable entrances (7) – frontal access
- DC cable entrances (8) – side access
- DC cable entrances (9) – rear access

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES
1.3 GENERAL DIMENSIONS

The Gamesa Electric Proteus PV inverter main dimensions are shown in the next figure:

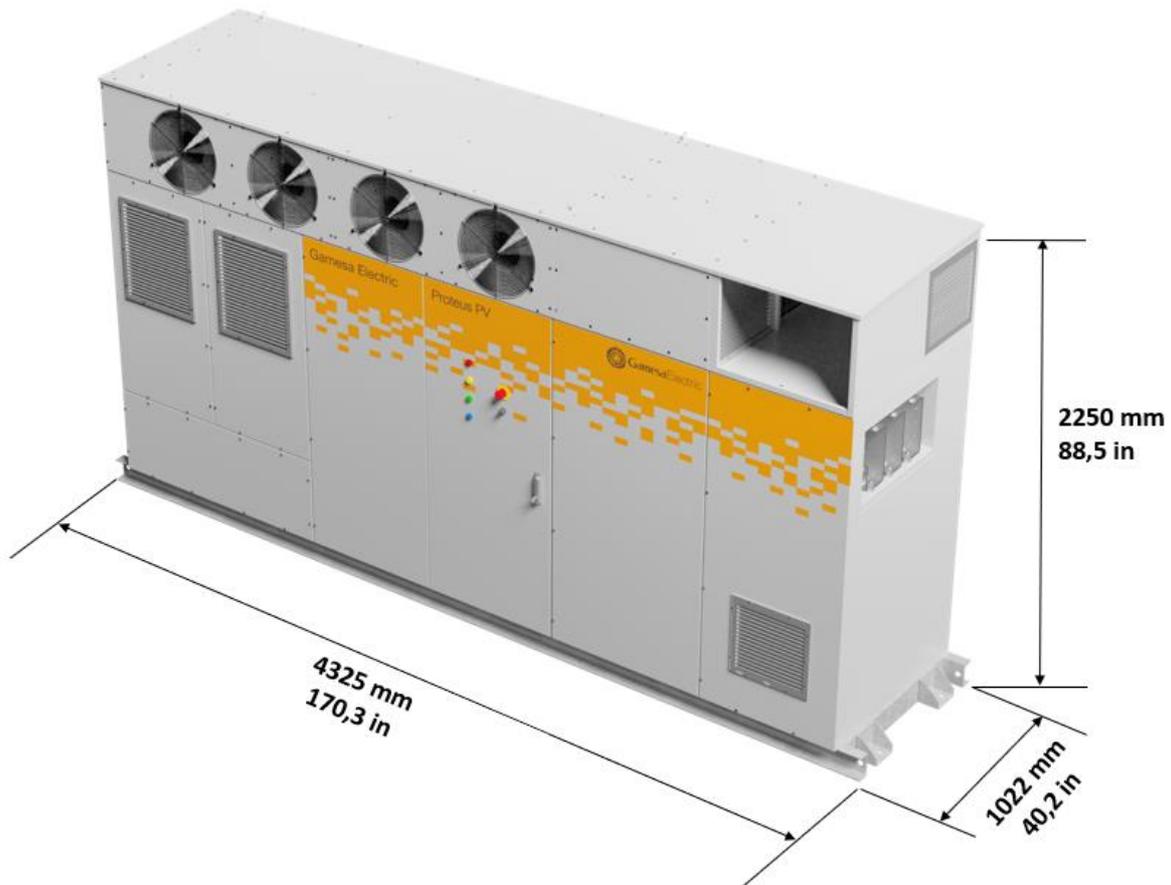


Fig 4. Gamesa Electric Proteus PV inverter general dimensions

1.4 COOLING SYSTEM

The Gamesa Electric Proteus PV inverter is equipped with a cooling system to keep the inverter components inside the desired range of operating temperatures. It is made up of a localized cooling system based on water/glycol circuits, and general thermal conditioning by forced ventilation. In both systems the refrigeration is variable, in functions of the equipment production and the environmental conditions.

For detailed information, consult the document:

- GD424215 – PROTEUS PV-INV-EN-ICS

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

1.4.1 Forced ventilation cooling system

The next figure shows the forced airflow that refrigerates the internal components of the Gamesa Electric Proteus PV inverter. The air cooling system takes the fresh air required for cooling through the grilles located on the front face (blue arrows) and expels the hot air through the grille located on left side of the cabinet (red arrow).

The maximum airflow of the forced ventilation system is 4200 m³/h.



Fig 5. Airflow of the forced ventilation cooling system.

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES
1.4.2 Liquid cooling system

The liquid cooling system of the Gamesa Electric Proteus PV inverter is composed by the heat exchange module, located on the top of the cabinet, and the internal circuit that refrigerates the internal components by means of water/glycol cooling liquid. The main components of the liquid cooling system are located inside the left module of the cabinet (AC cabinet and cooling cabinet).

The airflow of the liquid cooling system is shown in the Figure 6. The fresh air gets into the heat exchange module by means of 4 fans located on the front side (blue arrows), and the hot air is removed from the cabinet through 2 air outlets located on both sides of the heat exchange module (red arrows).

The maximum airflow of the liquid cooling system is 11000 m³/h in total (5500 m³/h for each outlet).



Fig 6. Airflow of the liquid cooling system

1.5 EFFICIENCY

The Gamesa Electric Proteus PV inverter is notable for its high efficiency reaching maximum values of **99.52%** at 950 Vdc, and European efficiency of **99.32%** at 950 Vdc.

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

1.6 CONTROL SYSTEM

The Gamesa Electric Proteus PV inverter incorporates an advanced control system which performs control functions & PWM generation for the inverter bridges and controls the different protection and cooling systems. It also performs monitoring and communications tasks and an external SCADA could be connected to the equipment through the communication ports.

This proprietary control system developed by GAMESA ELECTRIC is a robust and flexible system based on DSPs and FPGA. The system can be controlled and updated remotely, allowing to adapt it to the customer's needs as well as permitting fast and efficient fault maintenance and management.

For detailed information, consult the documents:

- GD458914 PROTEUS PV-INV-EN-ICD MONITORING
- GD324902 PV INVERTERS-INV-EN-ICD CONTROL

1.7 GROUNDING KIT

The grounding kit is a protection device installed in the Gamesa Electric Proteus PV inverter.

The grounding kit grounds the negative poles of the photovoltaic field by means of a protection, which ensures the safety and monitoring of the connection's isolation.

The grounding kit is implemented by a sensitive residual current monitor, a measuring current transformer located in the negative pole of the DC inverter inputs and a high-performance circuit breaker.

When a ground fault occurs, a residual current flows through the current transformer and is detected by the isolation monitor device. This device activates an alarm immediately and sends an opening order to the control system for switching off the inverter and tripping the DC switches. This alarm can be deactivated via Webserver application or remote control.

If the measured current reaches the current limiting level of the circuit breaker, this protection will open the circuit and the monitor device will send the alarm. In this case, it will be necessary a local maneuver to close the circuit breaker and restart the circuit.

The correct operation of the monitor device could be tested manually by pressing the test button or automatically. A device test is performed every day at sunrise (when the voltage level of the panels reaches an established value).

The monitor device launches a signal alarm when the device has an operating error.

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

1.8 COMMUNICATIONS

The inverter uses the MODBUS/TCP communications protocol. On the front of the panel is located one RJ45 connector for maintenance purposes and inside the inverter there are others Ethernet connections for plant's communications. The inverter is equipped with a managed Ethernet switch to create a network.

When connecting with the inverter via MODBUS/TCP, different slave numbers are defined for different kind of applications and priorities (Standard SCADA, Maintenance, Grid operator reactive references...)

1.9 ISOLATED PV FIELD

The bridges of the inverter have one isolation monitor relay which measures the isolation resistance of the photovoltaic field in Gamesa Electric Proteus PV with PV field floating, if the resistance falls below a threshold value then an alarm on the inverter is triggered and the corresponding bridge will be disconnected. In the case of inverter with grounding kit, the isolation monitoring is based on leakage current.

The correct function of the isolation monitors is supervised periodically (e.g once a day) and in case of a reset of the CCU.

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

2 GENERAL PV CONDITIONS

The general specifications that the installation must comply with to guarantee the correct behavior of the equipment are shown in the document:

- GD408533 PROTEUS PV-INV-EN-DTS

2.1 BEHAVIOR RELATED TO TEMPERATURE

The inverter Gamesa Electric Proteus PV is designed to operate at ambient temperatures between -20 °C and 60 °C.

At temperatures between -20 °C and 40 °C, the inverter supplies 4709 / 4504 / 4299 / 4095 kVA.

From 40 °C to 55 °C the inverter power decreases until 4183 / 4001 / 3819 / 3637 kVA.

From 55 °C upwards, the power decreases significantly.

Note: Between 50 °C and 60 °C, the inverter shows a warning sign (a blue light and a green flashing light) and the inverter power is limited

Over 60 °C the inverter stops and shows a warning sign for over temperature.

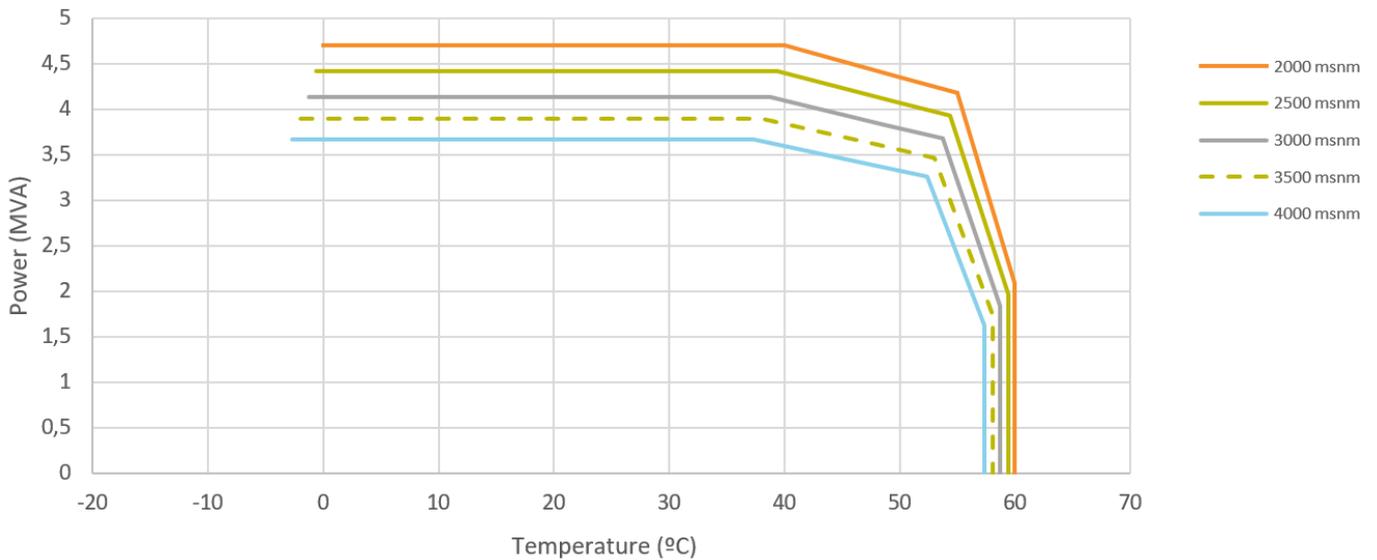


Fig 7: Example of PV 4700 Power derating with temperature at different altitudes

For detailed information about each inverter model, consult the document:

- GD408536 PROTEUS PV-INV-EN-DER

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

2.2 GRID CONNECTION

The Gamesa Electric Proteus PV inverter has a very flexible and dynamic hardware/software that allows configuring an operation that goes far beyond the limits imposed by international standards. With advanced active and reactive power controllers, it can control power factor, contribute to voltage and frequency regulation, deal with the most demanding grid conditions and respond to transients such as voltage dips. The following sections describe its main features regarding grid connection requirements.

2.2.1 Voltage dips (Low voltage ride through)

With the *voltage dips control*, the Gamesa Electric Proteus PV inverter comprises a robust piece of equipment in response to grid voltage faults, remaining connected to the electrical grid even when it does not maintain rated values during transitory periods (depending on the needs and requirements of the system operator for different countries).

A voltage dip is an abrupt reduction in voltage followed by a recovery over a short time lapse. By convention, a voltage dip lasts from 10 ms to 1 min. After the fault is cleared, a recovery period is required for the voltage to reach admissible values. The fact that the equipment withstands voltage dips means that the generating equipment remains connected to the electrical system without undergoing disconnection as a result of voltage dips specified by the grid operator. The next figure shows some examples of voltage dips:

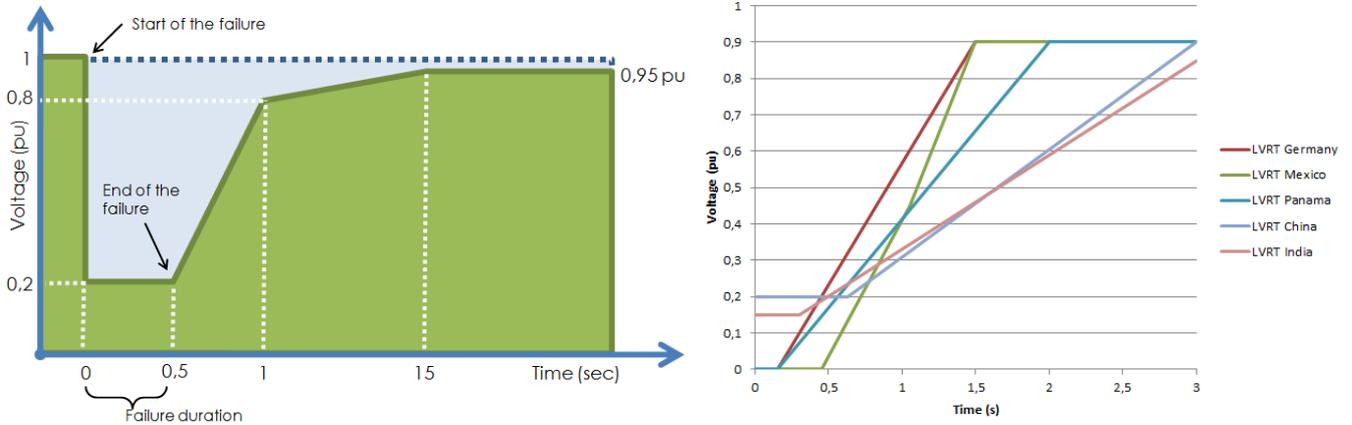


Fig 8: Voltage-time curve which defines the area of the “voltage dip” at the grid connection point which the installation must withstand. Spanish regulations (left) and international examples (right).

The depth of the voltage dip which the equipment must withstand depends on the applicable regulations.

In order to adapt to these changing regulations, certain systems have been added to the inverter to ensure correct measurement of the electrical grid parameters in real time as well as an energy storage system to ensure auxiliary power supply of the inverter and correct operation even when the electrical grid is causing a fault. This system is based on modern energy storage technology, reducing maintenance and costs to a minimum compared to replacing the batteries of traditional UPS systems.

The inverter is able to perform according to each particular grid code, adjusting the behavior to HVRT, LVRT, ZVRT and power factor requirements.

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

2.2.2 Active power limitation

The inverter can limit the active power feed into the grid. This limit shall be established by:

- The grid operator
- The webserver operator
- The Gamesa Electric Orchestra

Some grid codes establish the active power limitation when the grid frequency is out of nominal values.

2.2.3 Reactive power generation

The Gamesa Electric Proteus PV inverter is able to produce reactive power when it is demanded by the grid code. Even in the case that the compensating reactive power would be necessary at night, feeding reactive power into the grid. This will be done by the inverter control system.

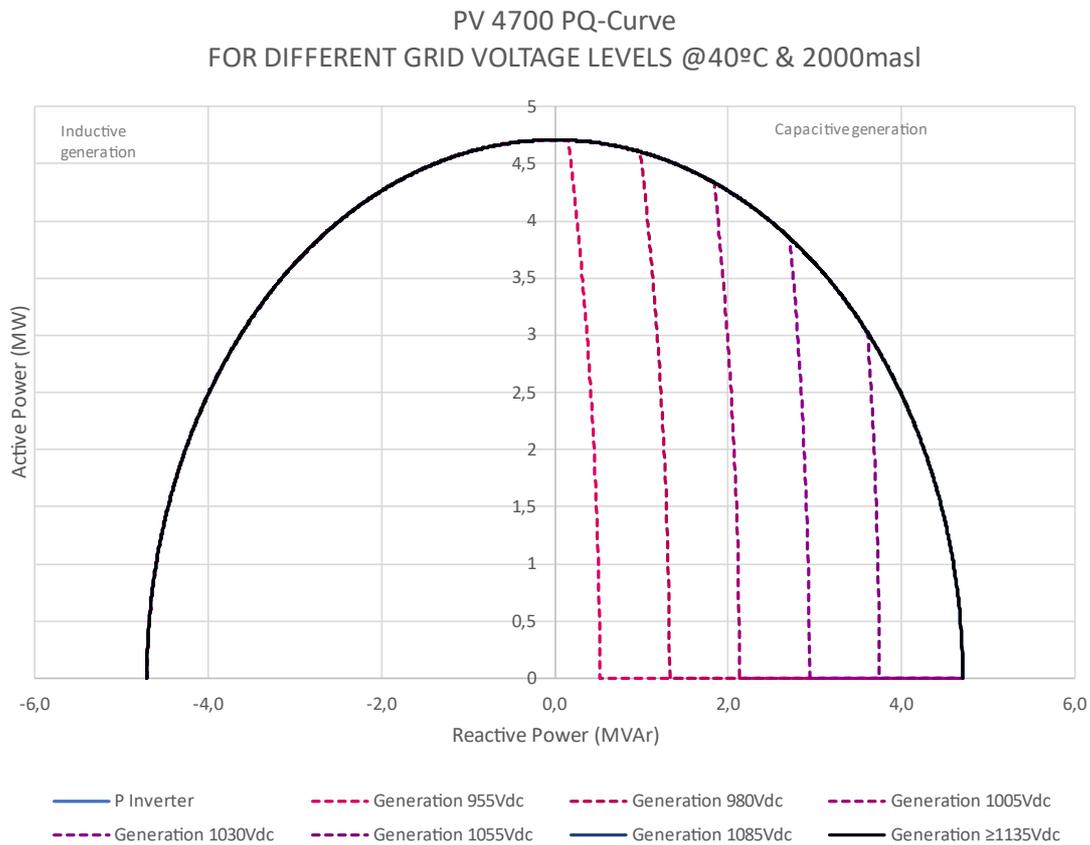


Fig 9: Example of PV 4700 PQ-curve under nominal grid conditions

For detailed information about each inverter model, consult the document:

- GD408537 PROTEUS PV-INV-EN-PQC

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

3 TECHNICAL SPECIFICATIONS

The main technical specifications of the Gamesa Electric Proteus PV inverter are detailed in the following tables.

3.1 DC INPUTS

	PV 4100	PV 4300	PV 4500	PV 4700
DC voltage range MPPT	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
DC voltage range	835 - 1300 V	875 - 1300 V	915 - 1300 V	955 - 1300 V
Max. DC current (25°C)	2 x 2500 A			
Max. DC current (40°C)	2 x 2500 A			
Max. DC current (45°C)	2 x 2400 A			
Max. DC current (50°C)	2 x 2310 A			
Max. DC current (55°C)	2 x 2220 A			
Max. DC current (60°C)	2 x 1110 A			
DC/AC Ratio	Up to 200%			
Nº of independent MPPT	1			
Max. short-circuit current I_{sc} PV	Up to 9000 A			
Number of DC ports	Max. 24 fuse monitored in poles +/- Max. 36 fuse monitored in poles +			
Fuse dimensions	315 A included by default (other options up to 500 A under request)			
Max cross section per DCDC input	2 x 400 mm ² - 800AWG			
Energy production form	0.5% P _n approx.			
Surge category in acc. IEC 62109-1	II			

3.2 AC OUTPUT

	PV 4100	PV 4300	PV 4500	PV 4700
AC Power (25 °C)	4095 kVA	4299 kVA	4504 kVA	4709 kVA
AC Power (40 °C)	4095 kVA	4299 kVA	4504 kVA	4709 kVA
AC Power (45 °C)	3942 kVA	4139 kVA	4336 kVA	4534 kVA
AC Power (50 °C)	3790 kVA	3979 kVA	4169 kVA	4358 kVA
AC Power (55 °C)	3637 kVA	3819 kVA	4001 kVA	4183 kVA
AC Power (60 °C)	1819 kVA	1910 kVA	2001 kVA	2091 kVA
Nominal AC Voltage	600 Vrms (±15%)	630 Vrms (±15%)	660 Vrms (±15%)	690 Vrms (±15%)
AC power frequency	50 / 60 Hz (± 6%)			
THDV	<3%	<3%	<3%	<3%
THDI	<1%	<1%	<1%	<1%

3.3 EFFICIENCY

Max. efficiency	99.52% at 955 Vdc
Euro-efficiency	99.32% at 955 Vdc
Californian-efficiency	Consult the document GD408533 PROTEUS PV-INV-EN-DTS
Stand-by power consumption	< 200 W

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES
3.4 ENVIRONMENTAL CONDITIONS

Environment category	Outdoor
Pollution degree of all enclosure parts	2
Climatic category in acc. IEC 60721-3-4	4K26
Working ambient temperature	-20 °C to 60 °C [-4 to +140 °F]
Max. air consumption	14600 m ³ /h approx.
Max. altitude	2000 m (up 4000 m with derating) [6562 ft (up 13123.4 ft with derating)]
Relative humidity	4% - 100% (without condensation)

3.5 GENERAL SPECIFICATIONS

Dimensions (W / H / D)	4325 x 2250 x 1022 mm / 170,3 x 88,5 x 40,2 in
Weight	4535 kg / 10000 lb
Ingress protection	IP55 cat 1 / NEMA 3R
LVRT	Yes
HVRT	Yes
Reactive power range	Any
Cooling	Liquid and forced air

3.6 PROTECTION DEVICES

DC input	Fuse and load switch
AC input	Circuit breaker
Max. short-circuit current	65 kA
Overvoltage protections AC	SPD Class I+II / Type 1+2 / Type 1CA
Overvoltage protections DC	SPD Class I+II / Type 1+2 / Type 1CA

3.7 INTERFACES

Webserver
MODBUS-RTU communications protocol
TCP/IP connection

Note: For detail information about each inverter module, consult the document:

- GD408533 PROTEUS PV-INV-EN-DTS

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES

4 CERTIFICATES AND STANDARDS

4.1 IEC Standards

The Gamesa Electric Proteus PV inverter is certified according to:

- IEC62109: Standard for Safety of power converters for use in photovoltaic power systems

The Gamesa Electric Proteus PV inverter have been designed following or using as a reference the design standards listed below.

Standard	Description
EN/IEC 61000-6-2	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-2: Generic standards - Immunity standard for industrial environments
EN 55011:2016	Electromagnetic disturbance characteristics – Limits and methods of measurement
IEC 62109-1	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements
IEC 62109-2	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters
IEC 62116	Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters
IEC 61683	Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency
IEC 60529	Degrees of Protection Provided by Enclosures
IEC 61727	Photovoltaic (PV) systems. Characteristics of the utility interface
IEC 62920	Photovoltaic power generating systems - EMC requirements and test methods for power conversion equipment
EN 50530	Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters
PO12.2	Operation procedure: Installations connected to transport grid: minimum requirements for design, equipment, operation, and safety and commissioning

4.2 UL Standards

The Gamesa Electric Proteus PV have been designed following or using as a reference the design standards listed below.

Standard	Description
UL 1741-SA	Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources
UL 62109-1	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements
Rule 14	Canadian Electrical Code – Protection and Control
Rule 21	California Public Utilities - Interconnection
CSA C22.2	General requirements - Canadian Electrical Code
PRC 024	Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings
NEC 2017	National Electrical Code 2017
IEEE 519	IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems

CHARACTERISTICS AND GENERAL DESCRIPTION OF THE GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES**5 ANNEXES**

- [1] GD408533 PROTEUS PV-INV-EN-DTS – Data sheet of Gamesa Electric Proteus PV
- [2] GD408536 PROTEUS PV-INV-EN-DER – Derating curve of Gamesa Electric Proteus PV inverter
- [3] GD408537 PROTEUS PV-INV-EN-PQC – PQ-curves of Gamesa Electric Proteus PV inverter
- [4] GD422198 PROTEUS PV-PVS-EN-ICS – Description of the cooling system of the Gamesa Electric Proteus PV inverter

FICHA TÉCNICA

GENIUS TRACKER™ 1V

SEGUIDOR SOLAR CON LA MEJOR
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA E INSTALACIÓN
MÁS RÁPIDA DEL MUNDO

ACTUADOR

Diseño robusto resistente para una vida útil de 40 años en condiciones ambientales adversas: clasificación IP66

SOPORTE DE MONTURA

Permite una alineación eficiente con el tubo de torsión

POSTE DE MANEJO

Disponible como SuperPost™ de 20,3 cm De ancho o Brida ancha

SISTEMA DE DIRECCIÓN PRE-ENSAMBLADO



50% MÁS RÁPIDO

que los sistema de dirección típicos de la competencia. No hay máquinas o driveline para la instalación más rápida de la industria.

CONTROLADOR

Batería de 24 V cargada por un pequeño módulo solar que acciona el motor del actuador de 24 V, comunicación inalámbrica ZigBee®

COJINETE GIRO DE LUBRICACIÓN

Rodamiento de polímero de extremo abierto autolubrificante que mejora la amortiguación.

BENEFICIOS PARA PROPIETARIO

HASTA **6.75%** MAYOR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

RESULTADOS DE UNA MAYOR GENERACIÓN DE KWH Y RENTABILIDAD (ROE) HASTA **40% MÁS ALTA**

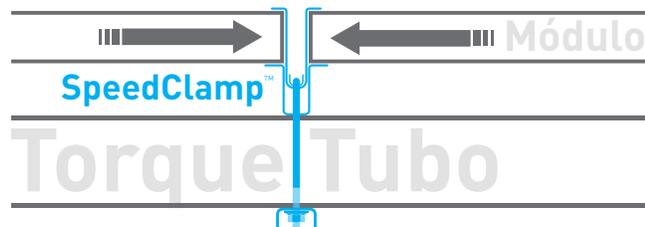
basado en parámetros de proyecto

BENEFICIOS PARA INSTALADOR

INSTALACIÓN

HASTA **200%**

MÁS RÁPIDA



CON SPEEDCLAMP™ QUE CON CUALQUIER OTRO SEGUIDOR (TRACKER)

BENEFICIOS PARA PROPIETARIO

HASTA UN 40% DE ROE

Aumenta el flujo de caja del propietario

MAYOR DENSIDAD DE MÓDULO

Mayor espacio entre filas significa más tiempo orientado hacia el sol y menos tiempo alejándose de la sombra, agregando hasta un 5% más producción de energía que la competencia

WEATHERSMART™

Algoritmo patentado optimiza el ángulo de inclinación basado en datos meteorológicos para maximizar la producción de energía, agregando hasta un 1.25% en producción de energía

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO MÁS BAJO

Un costo más bajo de corte de césped y limpieza de módulos

Un sistema de giro que no requiere mantenimiento

BENEFICIOS PARA INSTALADOR

SISTEMA CON INSTALACIÓN MÁS RÁPIDA

Innovaciones de diseño avanzadas y componentes preensamblados

SPEEDCLAMP™

Monta módulos sin tornillería de montaje. Acelera instalación del módulo hasta un 200%.

BRAZO DE DIRECCIÓN (DRIVE ARM) PREMONTADO

Puede ser levantado por un trabajador, sin necesidad de maquinaria. Un 50% más rápido que la competencia.

DISEÑOS SELLADO POR INGENIERO PROFESIONAL (PE)

Cargas de Diseño de acuerdo a códigos locales: ASCE 7, NBC, Eurocódigo, AS1170, GB50009

INTEGRATED-HARDWARE™ EXCLUSIVO

Para el ensamble de la estructura y montaje de módulos más rápido y costo de O&M reducido. Tuerca de Nyloc con brida aserrada y perno con brida aserrada elimina la necesidad de arandelas.

GameChange Solar

HEADQUARTERS

230 East Ave, Suite 100
 Norwalk, CT, USA
 Teléfono: +1 (203) 769-3900
 Fax: +1 (646) 607-2223
 gamechangesolar.com/la
 media@gamechangesolar.com

OFICINAS DE EUROPA OFICINAS DE ASIA

Dublin, Irlanda Wuxi, China
 Madrid, España Mumbai, India
 Dubai, UAE

CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

Brimfield, MA, USA

SUPERCENTROS DE SERVICIO

Lakeland, FL, USA
 Mesa, AZ, USA

DESCARGO DE RESPONSABILIDAD: GameChange Solar proporciona esta documentación sin garantía de ninguna forma, ya sea expresa o implícita. GameChange Solar puede revisar este documento en cualquier momento sin previo aviso. Este documento está traducido del inglés y, en caso de que exista una discrepancia entre la traducción y la versión en inglés, prevalecerá la versión en inglés.

Módulos	Módulos Soportados	La mayoría de los módulos están comercialmente disponibles en el mercado, incluyendo módulos con películas cristalinas sin marco y películas finas
Civil	Tolerancia en Pendiente (N-S)	7% estándar, puede llegar a 15% (pedido especial)
	Tolerancia en Pendiente (E-O)	15%
	Adaptabilidad al Terreno (S/N)	Si
Estructural	Sistema de Rotación (Drive Type)	Actuador lineal robusto de acero inoxidable y aluminio.
	Postes Por MW	350-400/MW típico para 1W/ 2H
	Velocidad Operativa de Viento	46.9 m/s (Std) / 58.1 m/s (Premium 1) / 67 m/s (Premium 2)
	Carga de Nieve	.24 kPa (Std) / .96 kPa (Premium 1) / 1.92 kPa (Premium 2) / 2.87 kPa (Premium 3)
	Rango de Seguimiento (Estándar)	45° - 52°
	Rango de Seguimiento (Premium)	60°
	Secciones de Postes y Perfiles	Perfiles abiertos estándar laminados de acero galvanizado G235 (u opción HDG), opción de postes en sección H (I-beams) con galvanización en caliente también disponible
	Tamaño del Poste (Interior) y (Exterior)	15.24 x 15.24 cm perfil abierto o W6x7, W6x9 o W6x15 brida ancha (I-beams)
	Poste de Cimentación del Motor	16.51 x 20.32 cm perfil abierto (hat channel) ó viga perfil H de W6x15 o más grande
	Penetración Estándar de Poste	1.52 - 2.13 m
Tolerancia de Llanura de Inundación	Hasta 1.83 m	
Diseño	Configuración del Módulo	1 en vertical para cristalino, First Solar Series 6™, 2 en horizontal ó 1 en vertical para Bifacial, 3 a 4 en horizontal para First Solar Series 4™
	Longitud por Mesa	Hasta 103.6 m (por ejemplo 102.72 células cristalinas)
	Acoplamiento para Módulo	SpeedClamp™ o Tornillos disponibles para el marco del módulo de montaje inferior o abrazaderas para vidrio sobre módulos de vidrio
	Ratio de Cobertura del Suelo	0.25 to 0.65
	Filas Controladas por un Actuador Lineal (Drive)	1 unidad por seguidor (tabla), sistema de unidad distribuida
	Sistema de Alimentación	Módulo solar a bordo con batería
	Distancia del Suelo al Módulo	45.7 - 121.9 cm típico
	Mín / Máx del Suelo Hasta Cima del Poste	1.42 m con 23 cm mín. rango de ajuste
	Retroceso? / Anti-sombras?	Si, aunque se puede desactivar según si se solicita (e.g. para módulos FSLR)
	Rango de Temperatura	-20° C (-40° C también disponible) + 48° C
Diseño de Terceros FCC Verificado	Cumple con las normas de la comisión FCC / Secciones aplicables de EN 61000	
Instalación	Requisito de Herramientas Especiales?	Ninguno
	Máxima Descarga para Entregas	Según el requisito del cliente
Eléctrico	Método de Seguimiento	Algoritmo basado en tiempo y ubicación
	Diseño de Strings	Compatible con cualquier tamaño de String
	Soportes para Cableado	Perforación de agujeros según el requisito del cliente por un costo nominal
	Motor de Actuador Lineal	24 voltios Corriente Directa, Listado por UL
	Pérdida Parasítica	0 amperios
	Caja de Control	Comunicaciones inalámbricas ZigBee®, módulo solar 24v y batería
	Sistema de Control	Maestro a nodo: comunicaciones inalámbricas ZigBee® maestro a comunicaciones SCADA / DAS: MODBUS
	# de Motores	20 a 52 / MW dependiendo del vataje del módulo y las condiciones de carga (35 para condiciones típicas)
	Sistema 1000V ó Sistema 1500V	Ambos
	Método de Puesta a Tierra	La estructura del seguidor solar es parte de la ruta de conexión a tierra según UL 2703
Cumplimiento de UL	UL 2703 / UL 3703	
Protección de Ingreso	IP66 (equivalente a NEMA 4)	
Estación Meteorológica	1 por 6 MW - 10 MW típico	
Sistema de Monitoreo	Interfaz de portal web disponible. Compatible con todos los proveedores de monitoreo estándar	
Sensores de Nieve e Inundación	Sensores mueven paneles a ubicación óptima para eventos climáticos	
Poder de Respaldo	Módulo solar y batería con respaldo integrado - 3 días	
O&M	Garantía	5 años de manejo y control, 10 años estructural estándar, 10/20 también disponible
Envío	Carga Máxima	20,411 kg por carga de camión. 2,267 kg tamaño máximo por paquete/bulto. Opción de peso máximo de 1315.4 kg u otro máximo según necesidad del cliente
	Contenedores de Transporte o Plataformas Planas	Camiones de plataforma para estructura, furgonetas / vans para tornillería
Aceptación	# Camiones o Contenedores por MWdc	Típicamente 4 para camiones, 5 para contenedores
	¿Se requiere Retroalimentación?	No, grupo electrógeno como alternativa

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

1. Objecto

Este documento define las características técnicas y constructivas de los cables tipo TOP SOLAR PV H1Z2Z2-K fabricados por Top Cable.

2. Diseño

Este tipo de cables está diseñado, fabricado y comprobado de acuerdo con la última revisión de las normas EN 50618 e IEC 62930.

Certificaciones disponibles:

EN 50618 (TÜV Rheinland) e IEC 62930 (TÜV Rheinland, en proceso).

3. Campo de utilización

Cables unipolares de potencia flexibles, de baja emisión de humos y libres de halógenos. Adecuados para el uso en el lado de corriente continua de sistemas fotovoltaicos, con una tensión nominal de 1,5 kV entre conductores y entre conductor y tierra en corriente continua.

Los cables son adecuados para ser utilizados con equipos de Clase II.

Los cables están diseñados para funcionar a una temperatura máxima del conductor de 90 °C, pero durante un máximo de 20.000 horas se permite una temperatura máxima del conductor de 120 °C para una temperatura ambiente máxima de 90 °C. El período de uso previsto en condiciones normales, según lo especificado en la norma EN 50618, es de al menos 25 años.

Adecuado para instalaciones sumergidas (AD8).

4. Características

Tensión nominal:

Tensión CC: 1,5/1,5 kV (Tensión máxima de 1,8 kV)

Tensión CA: 1,0/1,0 kV (U₀/U)

Rango de temperatura ambiente: -40 °C a 90 °C

Temperatura máxima del conductor: 120 °C (20.000 horas)

Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s)

Radio de curvatura (instalación fija): 5 x Ø exterior

No propagación de la llama: según EN 60332-1/ IEC 60332-1

No propagación del incendio: según EN 50399

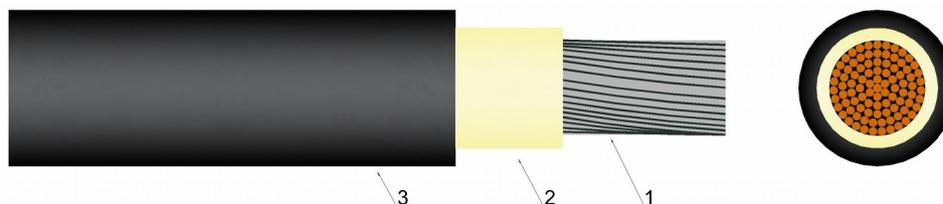
Libre de halógenos: según EN 50525-1 (Anexo B)

contenido en HCl < 0,5 % ; pH > 4,3, conductividad < 10 µS/mm

Reacción al fuego CPR: Dca-s2,d2,a2 según EN 50575

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

5. Constitución general del cable



5.1 Conductor (1)

Conductor flexible de hilos de cobre electrolítico recocido y estañado, formación clase 5 según EN 60228/ IEC 60228.

5.2 Aislamiento (2)

Aislamiento de goma libre de halógenos. Los requisitos del aislamiento se ajustan a la tabla B.1 en el Anexo B de la norma EN 50618 e IEC 62930.

5.3 Cubierta exterior (3)

Cubierta exterior de goma libre de halógenos. Los requisitos de la cubierta se ajustan a la tabla B.1 en el Anexo B de la norma EN 50618 e IEC 62930. Color rojo o negro.

6. Intensidades admisibles

6.1 Intensidades en servicio normal

En la tabla 1 se indican las intensidades y parámetros eléctricos detallados para cada cable.

Las intensidades máximas, en amperios, se han calculado según la norma EN 50618, en las condiciones que se indican a continuación:

- Instalación al aire: un cable unipolar a temperatura ambiente de 60 °C; con una disposición que permita una buena renovación del aire (soportado por apoyos separados o por bandeja metálica perforada)
- Instalación sobre superficie: un cable unipolar directamente posado sobre una superficie de baja conductividad térmica, temperatura ambiente de 60 °C.
- Instalación de cables adyacentes a superficie: a temperatura ambiente de 60°C.
- En todos los casos se supone un circuito de corriente continua.

La caída de tensión está calculada con una temperatura del conductor de 120 °C. Para condiciones de instalación diferentes hay que aplicar los factores de corrección adecuados (ver apartado 6.2).

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

nº x Sección mm ²	Int. Aire A	Int. Sobre superficie A	Int. Adyacente a superficies A	Caída Tensión V/A·km
1 x 1,5	30	29	24	38,2
1 x 2,5	41	39	33	23,0
1 x 4	55	52	44	14,3
1 x 6	70	67	57	9,49
1 x 10	98	93	79	5,46
1 x 16	132	125	107	3,47
1 x 25	176	167	142	2,23
1 x 35	218	207	176	1,58
1 x 50	276	262	221	1,10
1 x 70	347	330	278	0,772
1 x 95	416	395	333	0,585
1 x 120	488	464	390	0,457
1 x 150	566	538	453	0,368
1 x 185	644	612	515	0,301
1 x 240	775	736	620	0,228

Tabla 1

6.2 Factores de corrección

Las intensidades admisibles se han de multiplicar por los factores de corrección adecuados cuando las condiciones de instalación difieran de las indicadas en el punto 6.1.

Factores de corrección para temperaturas diferentes de 60°C.

T. Aire (°C)	Hasta 60	70	80	90
Factor	1	0,92	0,84	0,75

Tabla 2

6.3 Groups

Para los factores de reducción de grupos de acuerdo con la norma IEC 60364-5-52, se aplicará la Tabla A.52-17.

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

7. Dimensiones

En la tabla 3 se indican los diámetros y pesos detallados para cada cable.

nº x Sección mm ²	Diámetro ⁽¹⁾ mm	Peso kg/km
1 x 1,5	4,5	35
1 x 2,5	5,0	45
1 x 4	5,4	60
1 x 6	6,0	80
1 x 10	7,0	120
1 x 16	8,2	180
1 x 25	10,2	280
1 x 35	11,5	375
1 x 50	13,3	520
1 x 70	15,0	715
1 x 95	17,0	925
1 x 120	18,7	1.170
1 x 150	21,0	1.470
1 x 185	23,5	1.800
1 x 240	26,3	2.340

Tabla 3

(1) Las tolerancias en los diámetros exteriores son:

Cables de diámetro $d \leq 7$ mm.	→ -0,1 +0,2 mm
Cables de diámetro $7 < d < 10$ mm.	→ -0,1 +0,3 mm
Cables de diámetro $d \geq 10$ mm.	→ -0,2 +0,4 mm

TOPSOLAR PV AI 1500 V

1. Objeto

Este documento define las características técnicas y constructivas del cable tipo TOPSOLAR PV AI 1500 V fabricados por Top Cable.

2. Diseño

Este cable está diseñado de acuerdo con los estándares para cables de 1500 V CC.

Este cable está también fabricado y diseñado en base a la norma IEC 60502-1.

3. Campo de utilización

Cable apto para todo tipo de instalaciones interiores o enterradas. Adecuado para conexiones entre cajas de conexiones e inversores fotovoltaicos en tejados a gran escala o instalaciones terrestres.

4. Características

Tensión nominal: 1,5/1,5 (1,8) kV CC según EN 50618

1,8/3 (3,6) kV AC según IEC 60502-1

Temperatura máxima del conductor: 90 °C

Temp. mín. de instalación y manipulación: 0 °C (sup. del cable)

Temp. mínima de servicio: -40 °C (estático, con protección)

Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s.)

Radio de curvatura (estático): 5 x Ø exterior

No propagador de la llama: según EN 60332-1/ IEC 60332-1

Reacción al fuego CPR: Eca según EN 50575

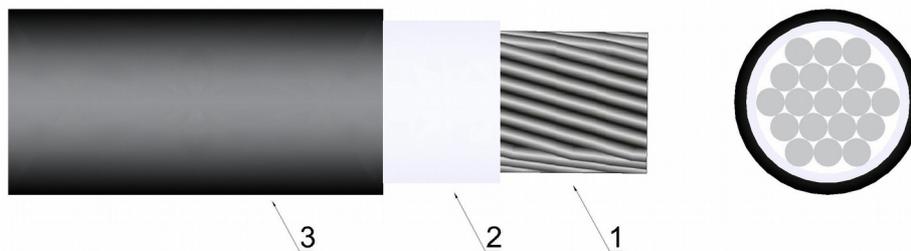
AD8 inmersión: según IEC 60364-5-51

Resistencia UV: según HD 605/A1

Resistencia UV: según EN 50618

TOPSOLAR PV AI 1500 V

5. Constitución general del cable



5.1 Conductor (1)

Conductor de aluminio, formación clase 2 según IEC 60228.

5.2 Aislamiento (2)

Aislamiento de polietileno reticulado, tipo XLPE según la norma IEC 60502-1, color natural.

5.3 Cubierta exterior (3)

Cubierta exterior de PVC flexible, tipo ST2 según la norma IEC 60502-1. Color negro.

6. Intensidades admisibles

6.1 Intensidades en servicio normal

En la tabla 1 se indican las intensidades y parámetros eléctricos detallados para cada cable.

Las intensidades máximas, en amperios, se han calculado según la norma IEC 60364-5-52 en las condiciones que se indican a continuación:

- Instalación al aire: dos cables unipolares en contacto mutuo (disposición en triángulo) y una temperatura ambiente de 30 °C; protegido del sol y con una disposición que permita una buena renovación del aire (método de referencia F).
- Instalación enterrada: dos cables unipolares en contacto mutuo (disposición en triángulo) directamente enterrados a 0,7 m de profundidad, temperatura del terreno de 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W (método de referencia D).

Para condiciones de instalación diferentes hay que aplicar los factores de corrección adecuados (ver apartado 6.4).

La caída de tensión, en voltios por amperio y km, es la máxima que se puede presentar. Se ha calculado a la temperatura máxima de servicio y $\cos \varphi = 1$.

TOPSOLAR PV AI 1500 V

Sección mm ²	Int. Aire A	Int. Enterrado A	Caída Tensión (V/A·km)
1 x 35	150	117	2,225
1 x 50	184	139	1,643
1 x 70	237	170	1,135
1 x 95	289	204	0,820
1 x 120	337	233	0,648
1 x 150	389	261	0,528
1 x 185	447	296	0,420
1 x 240	530	343	0,320
1 x 300	613	386	0,256
1 x 400	740	455	0,199
4 x 120	297	175	0,648
4 x 1 x 150	342	196	0,528
4 x 1 x 240	466	257	0,320

Tabla 1

6.3 Intensidades en cortocircuito

La corriente máxima que puede soportar un cable en cortocircuito depende del tiempo de respuesta de los dispositivos de protección. Para calcular la intensidad admisible hay que multiplicar la sección nominal del cable por la densidad de corriente dada en la tabla 3, según la norma UNE 21192 / IEC 949.

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm ²	299	211	173	134	94	77	67	60	55

Tabla 2

TOPSOLAR PV AI 1500 V

6.4 Factores de corrección

Las intensidades admisibles se han de multiplicar por los factores de corrección adecuados cuando las condiciones de instalación difieran de las indicadas en el punto 6.1. En la tabla 4 se indican los factores de corrección para temperaturas del aire diferentes de 30 °C.

T. aire (°C)	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Factor	1,08	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

Tabla 3

En la tabla 4 se indican los factores de corrección para temp. del suelo diferentes de 20°C.

T. suelo (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Factor	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76

Tabla 4

En la tabla 5 se indican los factores de corrección para resistividades del terreno, que depende de la humedad, diferentes de 2,5 °K·m/W.

Grado de humedad	Muy húmedo	Algo húmedo	Algo seco	Seco	Muy seco
Resist. Térmica (K · m / W)	1	1,5	2,0	2,5	3,0
Factor	1,18	1,1	1,05	1	0,96

Tabla 5

TOPSOLAR PV AI 1500 V

7. Dimensiones

En la tabla 6 se indican los diámetros y el peso.

n° x Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)
1 x 35	13,8	230
1 x 50	14,9	270
1 x 70	17,0	360
1 x 95	18,1	440
1 x 120	19,9	540
1 x 150	21,1	630
1 x 185	23,4	765
1 x 240	25,6	965
1 x 300	28,4	1.160
1 x 400	31,4	1.475
4 x 120	46,1	2.800
4 x 1 x 150	50,9	4.935
4 x 1 x 240	61,7	7.670

Tabla 6

X-VOLT HEPRZ1 18/30kV AI

1. Objeto

Este documento define las características técnicas y constructivas de los cables tipo HEPRZ1 18/30 kV AI+H16 o H25 fabricados por Top Cable.

2. Diseño

Este tipo de cables está diseñado, fabricado y comprobado de acuerdo con la norma UNE-HD 620-9E (tipo 9E-1).

3. Campo de utilización

Cable para instalaciones fijas. Adecuado para el transporte y distribución de energía eléctrica en redes de media tensión. Libre de halógenos. Apto para instalaciones interiores, exteriores y enterrado.

4. Características



Tensión nominal: 18/30 (36) kV

Temperatura mínima de servicio: -30 °C

Temperatura mínima de instalación: 0 °C

Temperatura máxima del conductor: 105 °C

Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máx. 5 seg.)

Radio de curvatura: 15 x Ø exterior

Libre de halógenos: según UNE-EN 60754/ IEC 60754

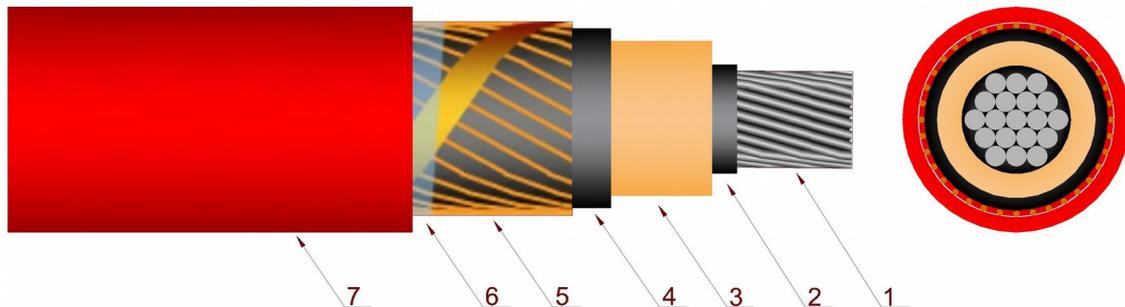
contenido en HCl < 0,5 %

pH > 4,3

conductividad < 10 µS/mm

X-VOLT HEPRZ1 18/30kV AI

5. Constitución general del cable



5.1 Conductor (1)

Conductor de aluminio, formación clase 2 según EN 60228/ IEC 60228.

Opcionalmente el cable puede ser obturado longitudinalmente frente a la penetración del agua, se puede colocar cinta higroscópica en la pantalla (cable tipo -OL) o cintas higroscópicas en el conductor y en la pantalla (cables tipo -2OL).

5.2 Pantalla semiconductora interior (2)

Pantalla sobre el conductor de compuesto semiconductor termoestable, colocada simultáneamente con el aislamiento en triple extrusión.

5.3 Aislamiento (3)

Aislamiento de HEPR (etileno propileno de alto módulo), tipo DIH-2 según la norma HD 620-1. Reticulado en línea catenaria con atmósfera de nitrógeno.

5.4 Pantalla semiconductora exterior (4)

Pantalla sobre el aislamiento de compuesto semiconductor termoestable, colocada simultáneamente con el aislamiento en triple extrusión. Pelable. Opcionalmente, y a petición del cliente, puede suministrarse no pelable (adherida al aislamiento).

5.5 Pantalla metálica (5)

Pantalla metálica de hilos de cobre y contraespira de cinta de cobre, colocados en hélice sobre la semiconductora exterior. Pantalla de 16 mm² de sección mínima.

5.6 Separador (6)

Cinta de poliéster colocada sobre la pantalla.

5.7 Cubierta exterior (7)

Cubierta exterior de poliolefina, tipo DMZ1 según la norma HD 620-1, de color rojo.

X-VOLT HEPRZ1 18/30kV AI

6. Intensidades admisibles

6.1 Intensidades en servicio normal

En la tabla 1 se indican las intensidades y parámetros eléctricos detallados para cada cable.

Las intensidades máximas, en amperios, se han calculado según la norma UNE 211435, en las condiciones que se indican a continuación:

- Instalación al aire: una terna de cables unipolares en contacto mútuo y una temperatura ambiente de 40 °C; protegido del sol y con una disposición que permita una buena renovación del aire (soportado por apoyos separados o por bandeja metálica perforada).
- Instalación enterrada: una terna de cables unipolares en contacto mútuo directamente enterrados a 1 m de profundidad, temperatura del terreno de 25 °C y resistividad térmica del suelo de 1,5 K·m/W.
- En todos los casos se supone un circuito trifásico.

La reactancia (X) está calculada a 50 Hz y considerando una terna de cables unipolares en contacto mutuo (disposición en triángulo o trébol).

Para condiciones de instalación diferentes hay que aplicar los factores de corrección adecuados (ver apartado 6.3).

Sección mm ²	R Ω/km a 20 °C	X Ω/km	C μF/km	Int. Aire A	Int. Enterrado Directamente A	Int. Enterrado Entubado A
1 x 50	0,641	0,143	0,169	180	145	135
1 x 95	0,320	0,131	0,204	275	215	200
1 x 150	0,206	0,122	0,235	360	275	255
1 x 240	0,125	0,112	0,280	495	365	345
1 x 400	0,0778	0,103	0,340	660	470	450
1 x 500	0,0605	0,099	0,380	780	540	510
1 x 630	0,0469	0,094	0,436	920	620	590

Tabla 1

X-VOLT HEPRZ1 18/30kV AI

6.2 Intensidades en cortocircuito

La corriente máxima que puede soportar un cable en cortocircuito depende del tiempo de respuesta de los dispositivos de protección. Para calcular la intensidad admisible hay que multiplicar la sección nominal del cable por la densidad de corriente dada en la tabla 2, según la norma UNE 21192/IEC 949.

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm ²	281	199	162	126	89	73	63	56	51

Tabla 2

6.3 Factores de corrección

Las intensidades admisibles se han de multiplicar por los factores de corrección adecuados cuando las condiciones de instalación difieran de las indicadas en el punto 6.1.

En la tabla 3 se indican los factores de corrección para temperaturas del aire diferentes de 40°C.

T. Aire (°C)	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Factor corr.	1,14	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83

Tabla 3

En la tabla 4 se indican los factores de corrección para temperaturas del suelo diferentes de 25°C.

T. Suelo (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Factor corr.	1,09	1,06	1,03	1	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83

Tabla 4

En la tabla 5 se indican los factores de corrección para resistividades del terreno, que depende de la humedad, diferentes de 1,5 K·m/W (calculados para un cable de 240 mm²).

Grado de humedad	Muy húmedo	Húmedo	Algo seco	Seco	Muy seco	Muy seco
Resist. térmica (K·m/W)	0,8	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Factor corrección	1,29	1,18	1	0,88	0,80	0,73

Tabla 5

X-VOLT HEPRZ1 18/30kV AI

7. Dimensiones

En la tabla 6 se indican los diámetros y pesos detallados para cada cable.

Sección mm ²	Pantalla mm ²	Ø conductor mm	Ø aislamiento mm	Ø exterior mm	Peso kg/km
1 x 50	H16	8,1	24,3	31,5	1.015
1 x 95	H16	11,1	25,3	32,5	1.140
1 x 150	H16	13,9	27,1	34,9	1.355
1 x 150	H25	13,9	27,1	35,2	1.440
1 x 240	H16	18,0	31,0	38,8	1.735
1 x 240	H25	18,0	31,0	39,1	1.820
1 x 400	H16	23,4	37,3	45,1	2.365
1 x 400	H25	23,4	37,3	45,4	2.445
1 x 500	H16	26,3	40,2	48,0	2.705
1 x 500	H25	26,3	40,2	48,3	2.790
1 x 630	H16	30,0	43,9	51,7	3.200
1 x 630	H25	30,0	43,9	52,0	3.285

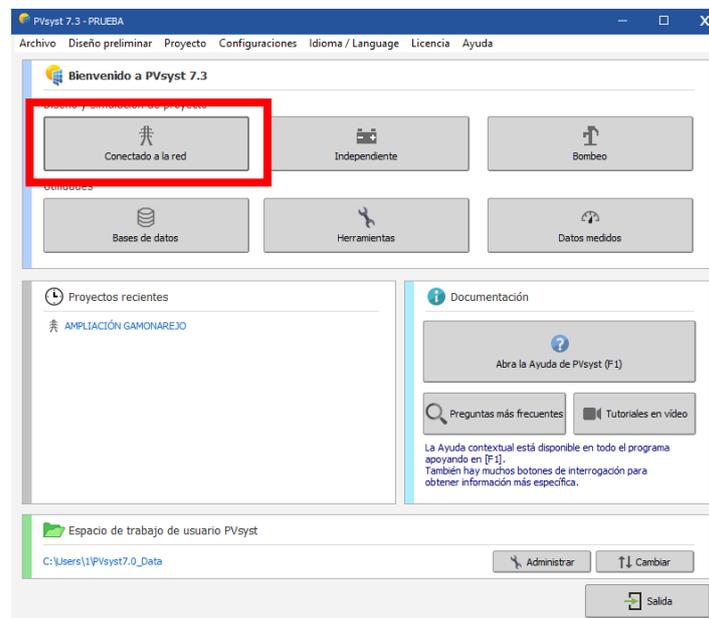
Tabla 6

ANEXO MODO DE USO PVSYSY

PVSyst es un software utilizado en la industria fotovoltaica para el diseño, simulación y análisis de sistemas de energía solar fotovoltaica. Es una herramienta ampliamente reconocida y utilizada por profesionales y expertos en el campo de la energía solar. Permite modelar y simular sistemas solares fotovoltaicos, teniendo en cuenta factores como la ubicación geográfica, las características del módulo solar, el inversor, las condiciones climáticas, la orientación e inclinación del panel, entre otros. Con esta información, el software proporciona datos detallados sobre la producción de energía esperada, el rendimiento del sistema, el sombreado, el análisis de pérdidas y otros parámetros relevantes.

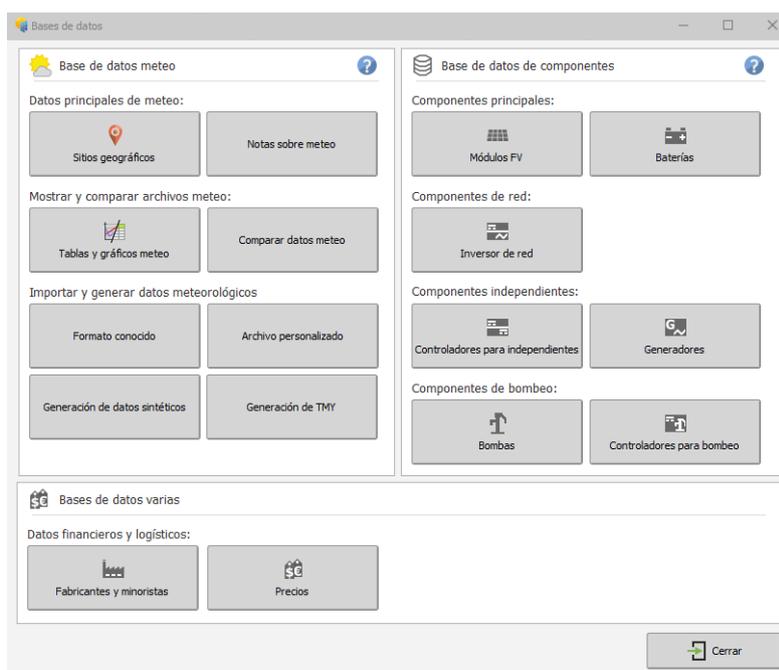
El siguiente anexo consistirá en una breve explicación de su funcionamiento y la obtención de resultados.

Cuando iniciamos PVSyst nos encontramos con la siguiente interfaz. En ella se despliegan diversas opciones de diseño y simulación para diferentes tipos de proyectos y bases de datos. En concreto puesto que nuestro proyecto es una instalación fotovoltaica que tiene como fin el vertido de electricidad a la red, optaremos por la primera parte del programa “Conectado a la red”.

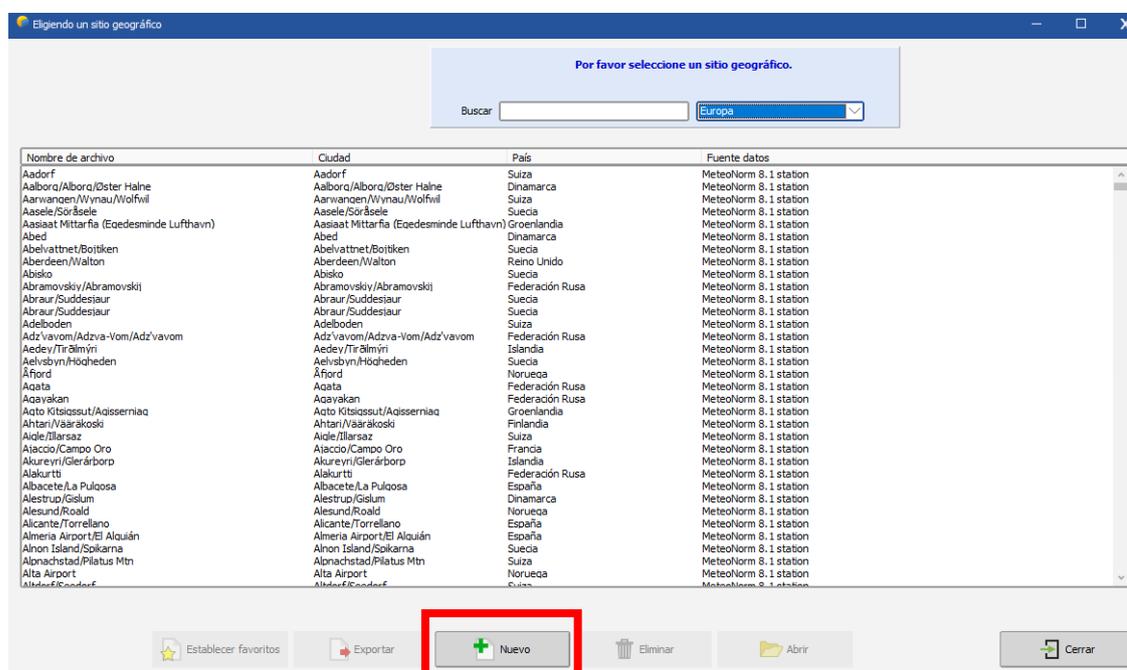


Antes de comenzar a diseñar nuestro sistema, necesitamos establecer los parámetros de entrada necesarios. Para ello accederemos en la parte de “Utilidades” a “Bases de datos” donde se nos abre la siguiente ventana:

ANEXO MODO DE USO PVSYSY



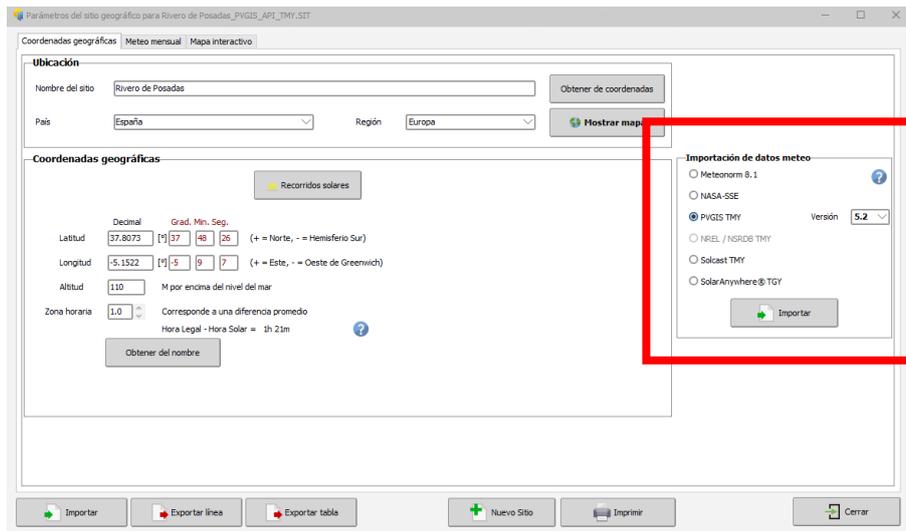
Como se puede observar existen diferentes parámetros para introducir en nuestro sistema. Primero nos enfocaremos en los datos meteorológicos parametrizables. El primero es el emplazamiento de nuestra instalación, el cual introduciremos en la parte de “Sitios geográficos”. Se nos abrirá una ventana con una lista de lugares alrededor del mundo. Es probable que el sitio sobre donde estamos haciendo el estudio no se encuentre en la lista por lo que será necesario añadirlo.



Se abrirá una ventana nueva que contendrá tres pestañas diferentes: coordenadas geográficas, meteo mensual y mapa interactivo. En la primera pestaña se pueden introducir las coordenadas geográficas exactas del emplazamiento de nuestro proyecto: la latitud, la longitud, la altitud y la

ANEXO MODO DE USO PVSYST

zona horaria. La tercera pestaña nos puede servir de ayuda si no contamos con esas coordenadas, ya que está provista de un mapa interactivo en el que fácilmente se puede encontrar el lugar interesado y seleccionarlo. Cabe destacar que, una vez introducido los datos, se debe elegir en el apartado “Importación de datos meteo” de qué base de datos queremos obtener nuestros parámetros de irradiación solar. En nuestro caso escogemos la base de datos de PVGIS. Cuando se define un nuevo sitio geográfico se genera un archivo .SIT que se guardará en los archivos de programa.



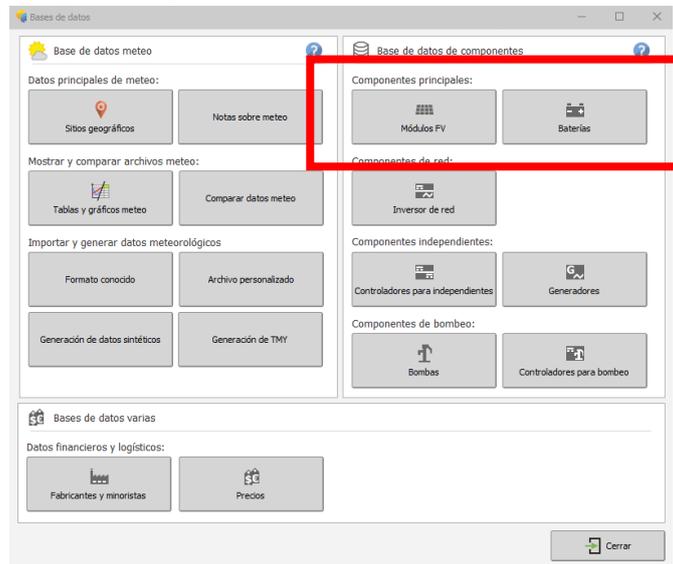
Una vez se han definido los datos geográficos se deben introducir los datos meteorológicos mensuales en la pestaña “Meteo mensual” mostrada en la siguiente imagen. En ella se cargarán datos de la irradiación global horizontal, irradiación difusa horizontal, medias de temperatura ambiente y velocidad del viento, así como la humedad relativa y turbidez, aunque esta última es prescindible para nuestro caso particular y por lo tanto se puede desactivar si lo deseamos. Cuando guardemos los datos, se generará un archivo .MET que se guardará en los archivos del programa.

The screenshot shows the 'Meteo mensual' tab. The site is 'Rivero de Posadas (España)' and the data source is 'PVGIS TMY 5.2'. The table below shows monthly data for irradiation, temperature, wind speed, and relative humidity. The 'Datos requeridos' section on the right shows that 'Irradiación difusa horizontal', 'Velocidad del viento', and 'Humedad relativa' are selected.

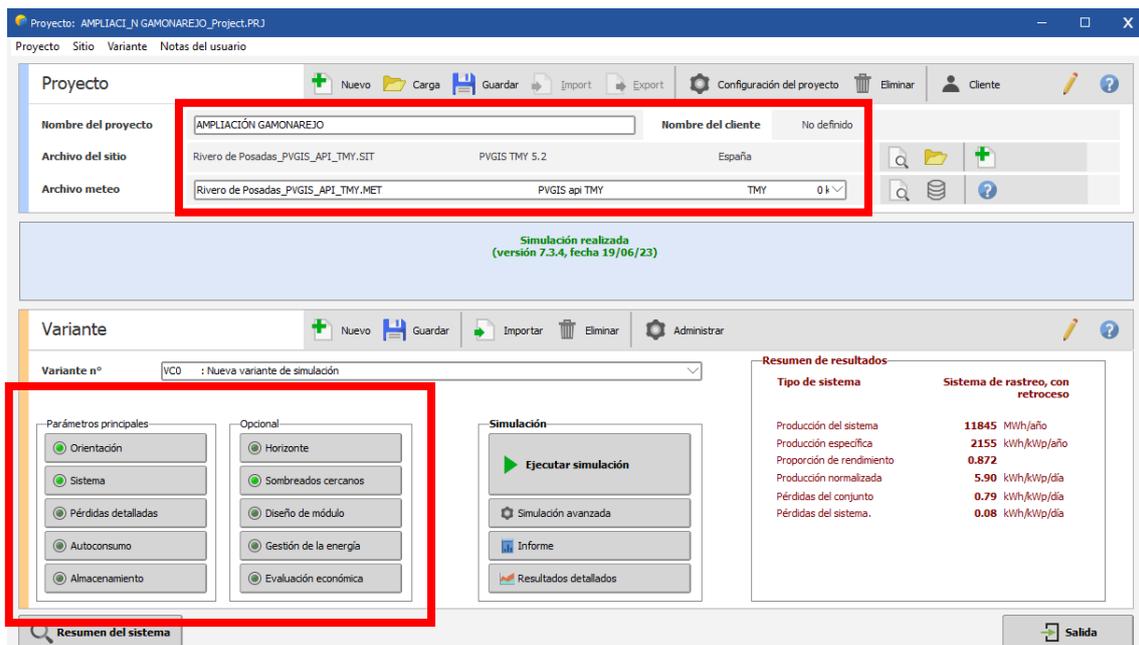
	Irradiación horizontal global kWh/m ² /mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /mes	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Humedad relativa %
Enero	77.5	31.1	9.8	2.12	78.1
Febrero	120.0	27.1	8.6	2.71	44.5
Marzo	154.4	49.1	14.6	2.50	62.0
Abril	177.8	61.5	15.6	2.32	68.8
Mayo	210.0	65.1	23.3	2.51	46.8
Junio	233.2	65.1	25.5	2.49	46.8
Julio	249.4	57.5	28.8	2.44	38.4
Agosto	222.4	53.8	29.4	2.31	36.4
Septiembre	167.5	49.6	23.8	2.34	52.1
Octubre	138.8	38.9	22.9	2.03	50.2
Noviembre	93.7	28.9	14.4	2.34	58.8
Diciembre	60.7	28.1	10.6	2.97	78.5
Año	1885.4	555.8	18.9	2.4	55.1

ANEXO MODO DE USO PVSYSY

Una vez definidos la ubicación y los datos meteorológicos, debemos, si no se encuentran en la base de datos de PVSyst, configurar las características técnicas de nuestros equipos eléctricos. Para nuestro proyecto, será necesario crear en la base datos tanto el módulo solar como el inversor, aunque este último nos lo proporciona el fabricante y tan solo será necesario importar el archivo correspondiente.

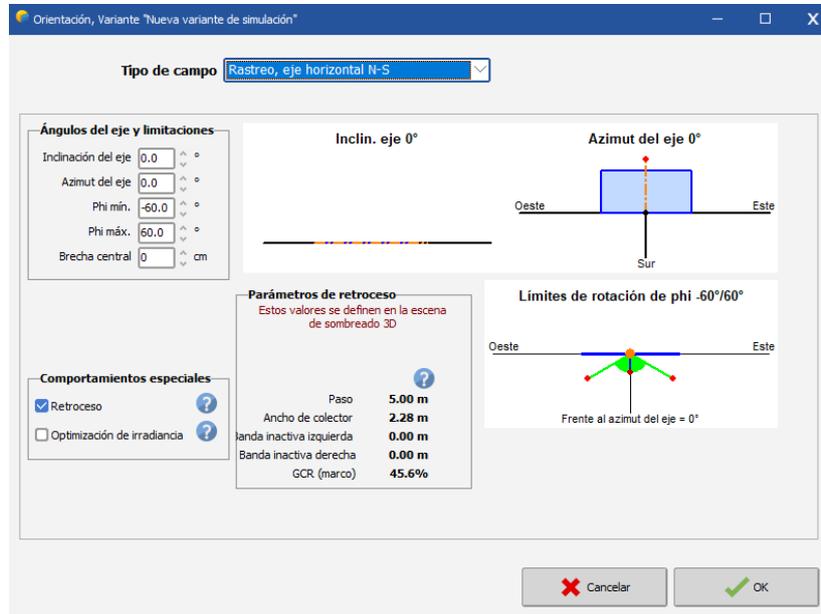


De manera análoga para el proceso de la parametrización de la ubicación geográfica del proyecto, en ambas opciones se nos abrirá una nueva ventana con una lista de dispositivos de diferentes fabricantes y especificaciones, donde deberemos entrar en “Nuevo” y configurar nuestros dispositivos con las características que estén incluidas en sus fichas técnicas. Cuando ya tengamos incluidos todos nuestros elementos y parámetros en la base de datos de PVSyst, procederemos con la creación de nuestro nuevo proyecto en el apartado anteriormente mencionado “Conectado a la red”

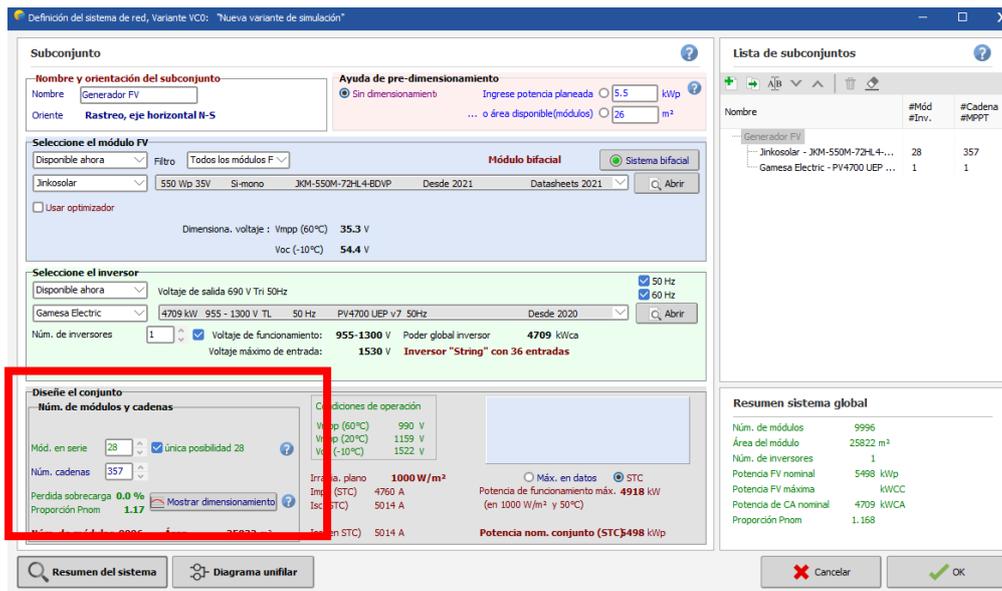


ANEXO MODO DE USO PVSYS

Primero se deberá otorgar un nombre a nuestro proyecto y seguidamente se deberá seleccionar o importar tanto el archivo geográfico .SIT como el archivo .MET generado anteriormente. A continuación, modificaremos los “Parámetros principales”, donde se puede establecer la orientación de los módulos y el tipo de estructura sobre la que se instalan, y parámetros del sistema como la cantidad de módulos por cadena y el número de cadenas totales.

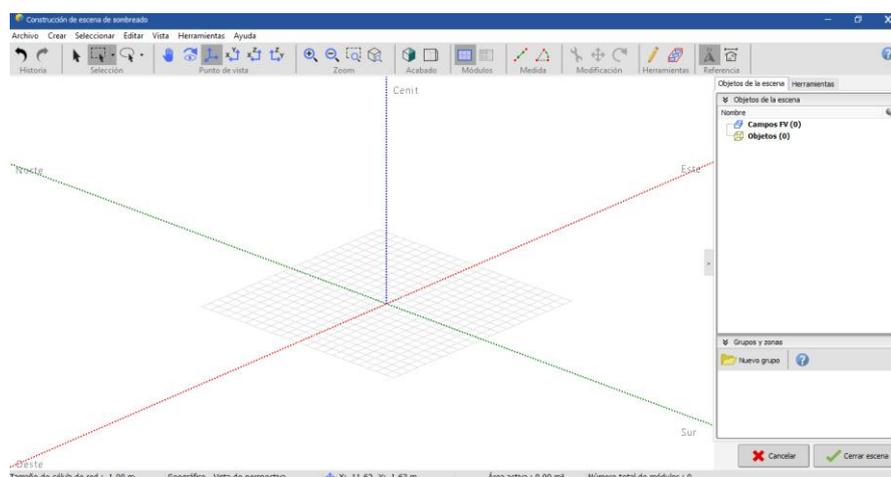
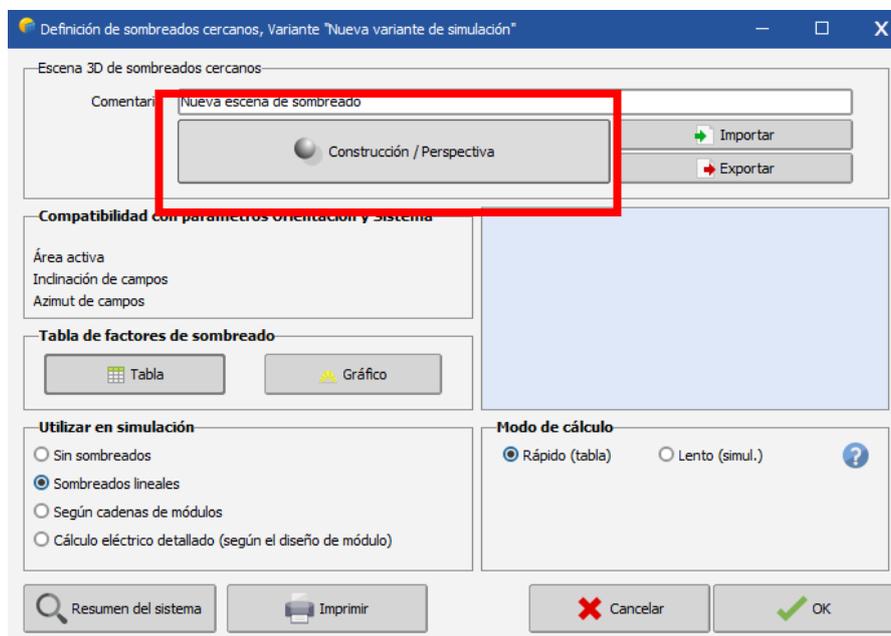


En “Orientación” se selecciona el tipo de estructura, en nuestro caso se trata de un seguidor solar N-S; el máximo ángulo de inclinación de los módulos en el rastreo, en nuestro caso $\pm 60^\circ$; el ángulo de azimut respecto del eje, en nuestro caso 0° y por último comportamientos especiales como el “Retroceso” o comúnmente conocido en inglés como “Back-tracking”. Este sistema de seguimiento solar resulta interesante pues gracias a una configuración angular de los paneles evita sombras entre cadenas de módulos que pueden encontrarse muy próximos en paralelo. Cuando estos parámetros estén definidos podemos pasar a la ventana de “Sistema”.



ANEXO MODO DE USO PVSYS

En esta ventana se debe seleccionar el modelo del módulo y del inversor o inversores de nuestro sistema. Se deberá además seleccionar el número de módulos que queremos tener conectados en serio conformando una cadena o *string*, y seguidamente, el número total de cadenas de nuestra instalación. Una vez definida la configuración eléctrica del sistema, para que se pueda realizar la simulación deberemos primero crear una escena 3D en “Sombreados cercanos”.

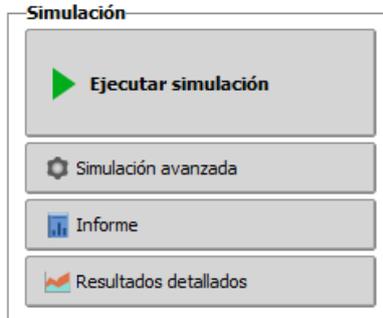


En “Construcción/Perspectiva” se nos abre una ventana que muestra un espacio tridimensional en el cual se construye nuestro sistema. Para ello se debe crear cada uno de los seguidores fotovoltaicos y colocarlos en la “escena”. En esta ventana se pueden crear también objetos como edificios o árboles que produzcan sombra en los generadores fotovoltaicos. En nuestro caso no existe en toda la planta ningún elemento que sea potencial de crear sombras, pues no existen árboles y el edificio del centro de transformación está lo suficientemente alejado de los módulos como para que cree una mínima sombra que apenas afecte en el cálculo de la producción. Cuando la escena esté creada, ya habremos configurado lo mínimo para poder ejecutar la simulación del sistema.

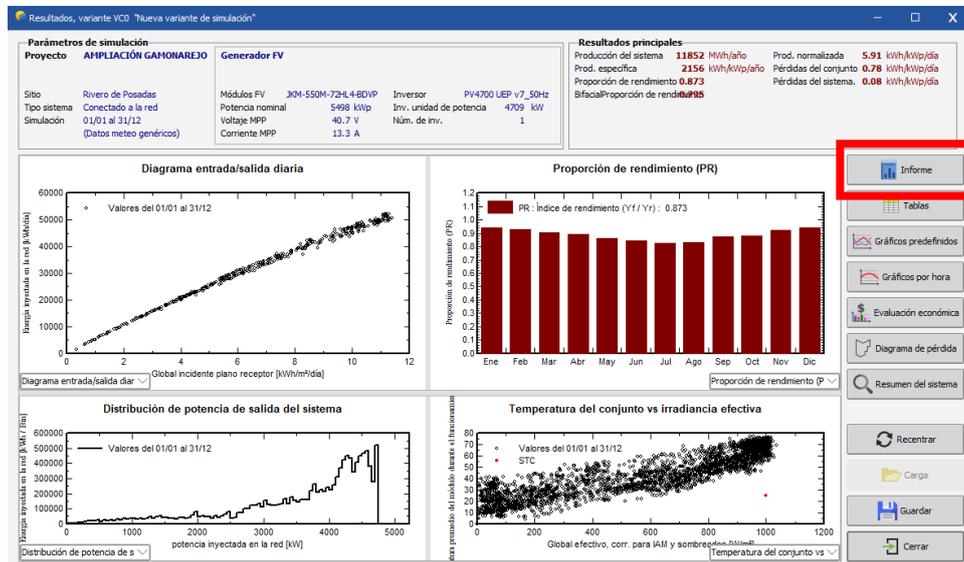
Existen otras opciones de configuración, como la caracterización de las pérdidas del sistema: en la opción “Pérdidas detalladas” de la ventana inicial de la creación del proyecto, se pueden configurar las diferentes causas que pueden producir pérdidas en la generación solar: pérdidas

ANEXO MODO DE USO PVSYS

por temperatura, pérdidas óhmicas, pérdidas por la calidad del módulo, pérdidas por suciedad, pérdidas debidas al ángulo de incidencia, pérdidas auxiliares y por último la indisponibilidad del sistema. En este proyecto estos parámetros no se modificarán y se quedarán como su versión original. Se puede entonces ejecutar la simulación de nuestro sistema.



Una vez ejecutada la simulación se nos abrirá una ventana como la siguiente:



En ella no solo se pueden consultar diferentes gráficos representativos del funcionamiento de nuestro sistema generador fotovoltaico, sino que también podemos agrupar todos esos datos en un informe que nos proporciona el programa donde podremos encontrar de una manera más clara las gráficas de producción mensual junto con la del PR(%) y el diagrama de pérdidas; estos dos últimos ya definidos en el documento del trabajo.