



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 10 MWP CON
EVACUACIÓN A RED DE 20 KV, SITUADA
EN EL MUNICIPIO DE ABRUCENA
(ALMERÍA)**

AUTOR: MIGUEL MALDONADO ANRUBIA

TUTOR: CARLOS ROLDÁN BLAY

Selección CARLOS ROLDÁN PORTA

Curso Académico: 2018-19

RESUMEN

El presente TFM tiene como objetivo la proyección de una instalación solar fotovoltaica de 10 MWp para generación e inyección a red en la provincia de Abruena (Almería). Previo al diseño de la planta como tal, se presenta una introducción teórica con los conceptos y consideraciones básicas a tener en cuenta para su óptima proyección. En cuanto al diseño, en primer lugar, se justifica la selección del emplazamiento destinado para ello, teniendo en cuenta las características y factores más significativos. Tras ello se exponen y seleccionan de forma justificada los elementos principales necesarios que componen la planta fotovoltaica, tratando de situarlos de la forma más eficiente en el emplazamiento seleccionado. Seguidamente, se aborda el cálculo justificado tanto de la cantidad de cada uno de estos elementos como de su interconexión, incluyendo el diseño de la línea aérea de MT que interconecta la planta con la red, acudiendo a la normativa específica para cada parte. Para concluir con la fase de diseño, se estudian, calculan y justifican acorde a la normativa vigente, las protecciones necesarias para garantizar la robustez e integridad de la planta frente a los principales problemas de sobreintensidades y sobretensiones. Asimismo, se justifica y realiza la puesta a tierra de la planta y los apoyos para asegurar la protección frente a contactos indirectos, garantizando la integridad física de las personas que puedan estar en el interior de la planta. Para finalizar la fase de diseño, se exponen las tareas de mantenimiento rutinario de la planta para garantizar su óptimo desempeño a lo largo de su vida útil. Finalmente, se presenta el presupuesto del proyecto junto con el estudio económico que permite justificar la viabilidad económica del mismo por medio del estudio de producción anual de la planta junto con los principales factores de estudio de inversión.

Palabras clave: Planta fotovoltaica, conexión a red, estación de potencia, módulos fotovoltaicos, línea aérea, seguidor solar, protecciones.

ABSTRACT

The objective of this TFM is the projection of a 10 MWp photovoltaic solar installation for generation and grid injection in the province of Abucena (Almería). Prior to the design of the plant as such, a theoretical introduction is presented with the concepts and basic considerations to be taken into account for its optimal projection. In terms of design, firstly, the selection of the site for this purpose is justified, taking into account the most significant characteristics and factors. After this, the main necessary elements that make up the photovoltaic plant are exposed and selected in a justified way, trying to place them in the most efficient way in the selected site. This is followed by a justified calculation of both the quantity of each of these elements and their interconnection, including the design of the MT overhead line that interconnects the plant with the grid, using the specific regulations for each part. To conclude the design phase, the protections required to guarantee the robustness and integrity of the plant against the main problems of overcurrents and overvoltages are studied, calculated and justified in accordance with the regulations in force. Likewise, the grounding of the plant and the supports are justified and carried out to ensure protection against indirect contacts, guaranteeing the physical integrity of the people who may be inside the plant. At the end of the design phase, the routine maintenance tasks of the plant are presented to guarantee its optimum performance throughout its useful life. Finally, the project budget is presented together with the economic study that allows justifying the economic viability of the project by means of the annual production study of the plant together with the main investment study factors.

Keywords: Photovoltaic plant, grid connection, power station, photovoltaic modules, overhead line, solar tracker, protections.

ÍNDICE DE CONTENIDO

MEMORIA DESCRIPTIVA.....	1
1. Introducción a la energía solar fotovoltaica.....	1
1.1. La energía solar	1
1.2. El espectro de la radiación solar.....	1
1.3. Distribución y medida de la radiación solar	2
2. Aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica	5
2.1. La célula fotovoltaica.....	5
2.2. Tipos y configuración de semiconductores	6
2.3. El efecto fotoeléctrico	7
2.4. Fabricación de la célula fotovoltaica	8
2.5. Tipos de células fotovoltaicas	9
2.6. Balance energético y rendimiento de las células fotovoltaicas	9
2.7. Paneles fotovoltaicos	10
3. Consideraciones teóricas para la captación.....	11
3.1. El movimiento de la Tierra	11
3.2. Coordenadas solares	11
3.3. La masa de aire.....	13
3.4. Sombras y puntos calientes.....	13
4. Necesidad de un cambio energético global	16
5. Las energías renovables en España.....	17
6. Descripción y diseño de la planta fotovoltaica	19
6.1. Emplazamiento.....	20
6.2. Cartas solares	23
7. Comparativa de los sistemas a 1500 V frente a los de 1000 V	23
8. Normativa aplicable	24
9. Descripción y selección de los elementos principales de la planta.....	25
9.1. Piranómetro	25
9.2. Generador fotovoltaico	26
9.3. Caja de conexiones.....	29
9.4. Inversor	30
9.5. Estructura soporte.....	34

9.6. Seguidor solar	37
9.7. Sistema de monitorización y control SCADA.....	40
9.8. Sistemas de seguridad y vigilancia	40
CÁLCULOS JUSTIFICADOS	41
1. Configuración y número de paneles solares	41
2. Número y disposición de los seguidores solares.....	44
3. Número y disposición de las cajas de conexiones.....	47
4. Cableado y cálculos eléctricos de baja tensión (BT).....	47
4.1. Criterios, normativa y consideraciones.....	47
4.2. Tramo 1: Generadores fotovoltaicos/Cajas de conexiones	49
4.2.1. Criterio térmico	50
4.2.2. Criterio de caída de tensión	52
4.3. Tramo 2: Cajas de conexiones/Estaciones de potencia	53
4.3.1. Criterio térmico	54
4.3.2. Criterio de caída de tensión	55
5. Cableado y cálculos eléctricos de media tensión (MT)	58
5.1. Tramos MT subterráneos	59
5.1.1. Criterio térmico	59
5.1.2. Criterio de caída de tensión	60
5.2. Tramo MT aéreo.....	62
5.2.1. Cálculos eléctricos	62
5.2.1.1. Selección del conductor	62
5.2.1.2. Parámetros eléctricos de la línea	63
5.2.1.3. Caída de tensión y pérdida de potencia.....	64
5.2.2. Cálculos mecánicos	65
5.2.2.1. Características del conductor.....	65
5.2.2.2. Tensiones y flechas en hipótesis reglamentarias.....	65
5.2.2.3. Tensiones y flechas de tendido	67
5.2.2.4. Distancias de seguridad.....	68
5.2.2.5. Cruzamientos, paralelismos, pasos por zonas y edificios.	69
5.2.2.6. Cálculo y elección de apoyos y crucetas	70
5.2.2.7. Cálculo de cimentaciones.....	74
5.2.2.8. Cálculo cadena de aisladores	75
6. Protecciones	77

6.1. Protecciones en corriente continua (DC)	78
6.1.1. Protecciones tramo 1: Generadores/Caja concentradora de conexiones	78
6.1.2. Protecciones tramo 2: Caja concentradora/Estación de potencia.....	82
6.2. Protecciones en corriente alterna (AC)	82
6.2.1. Protecciones tramo 3: Inversores/Celdas de media tensión	82
6.2.2. Protecciones tramo 4: Celdas de media tensión/Entronque	85
6.2.3. Selección del fusible explosor	86
6.2.4. Selección del descargador de sobretensiones	87
7. Puesta a tierra	88
7.1. Resistencia de puesta a tierra de las masas de BT	89
7.2. Resistencia de puesta a tierra de las masas del centro de transformación (CT)	90
7.3. Resistencia de puesta a tierra común	91
7.4. Puesta a tierra de los apoyos de la línea aérea de 20 kV.	94
7.4.1. Apoyos no frecuentados	95
7.4.2. Apoyos frecuentados con calzado.....	95
8. Estimación de la producción anual esperada.....	97
8.1. Parámetros G_{dm0} y $G_{dm\alpha, \beta}$	97
8.2. Parámetro PR	98
9. Resultados de la estimación de la producción anual esperada	104
MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	106
PRESUPUESTO	107
1. Presupuesto unitario descompuesto	107
2. Presupuesto por partidas.....	121
3. Presupuesto de inversión.....	122
ESTUDIO Y ANÁLISIS ECONÓMICO	123
1. Pay-Back dinámico o descontado.....	124
2. VAN.....	126
3. TIR.....	127
CONCLUSIÓN	128
BIBLIOGRAFÍA & REFERENCIAS.....	129
ANEXOS	130
1. Anexo 1: Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea aérea.....	130
1.1. Cálculo de la resistencia efectiva, Ref.....	130

1.2. Cálculo de la inductancia aparente, L_{ap}	132
1.3. Cálculo de la capacidad entre conductores, C	133
1.4. Cálculo de la conductancia, G	134
2. Anexo 2: Cálculo exacto de la caída de tensión en los tramos de MT	136
2.1. Caída de tensión en tramo subterráneo	136
2.2. Caída de tensión en tramo aéreo	137
3. Anexo 3: Cálculo y selección del descargador de sobretensiones	139
4. Anexo 4: Cálculo mecánico línea aérea	142
4.1. Tensión máxima en un vano	142
4.2. Tensiones y flechas de la línea en determinadas condiciones. Ecuación del cambio de condiciones.....	144
4.3. Cálculo de apoyos.....	146
4.3.1. Cargas permanentes.....	146
4.3.2. Esfuerzos del viento	147
4.3.3. Desequilibrio de tracciones.....	148
4.3.4. Rotura de conductores.....	150
4.3.5. Resultante de ángulo.....	151
4.3.6. Esfuerzos descentrados.....	153
4.3.7. Esfuerzos equivalentes.....	154
4.3.8. Apoyo adoptado.....	156
4.4. Cálculo de cimentaciones.....	157
4.5. Cálculo de las cadenas de aisladores	159
4.5.1. Cálculo eléctrico	159
4.5.2. Cálculo mecánico.....	159
4.5.3. Longitud de la cadena	160
4.5.4. Peso de la cadena	160
4.5.5. Esfuerzo del viento sobre la cadena.....	160
4.5.6. Ángulo de desviación de la cadena de suspensión	161
5. Anexo 5: Cálculo de la puesta a tierra de apoyos de la línea aérea.....	161
5.1. Apoyos no frecuentados	162
5.2. Apoyos frecuentados con calzado.....	163
6. Anexo 6: Tablas de tendido	168
PLANOS.....	171

- Plano 1: Situación y punto de conexión a red
- Plano 2: Emplazamiento y limitación de parcelas
- Plano 3: Disposición genera y tendido de cableado
- Plano 4: Diagrama unifilar grupo Sur
- Plano 5: Diagrama unifilar grupo Norte
- Plano 6: Diagrama unifilar celdas MT
- Plano 7: Puesta a tierra de la planta
- Plano 8: Trazado línea aérea
- Plano 9: Perfil trazado línea aérea

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Espectro de radiación electromagnética. (Fuente: " https://elespectrofotometro.com/espectro-electromagnetico/ ").....	1
Ilustración 2. Tipos de radiación solar. (Fuente: " https://chintpowerlatinoamerica.com/blog/energia-solar/la-radiacion-solar-la-energia-del-sol/ ").....	2
Ilustración 3. Mapa de irradiación anual mundial. (Fuente: " https://deltavolt.pe/energia-renovable/renovable-peru/ ")......	3
Ilustración 4. Piranómetro marca Kipp and Zonen. (Fuente: " http://www.seedmech.com/producto/piranometro-kipp-zonen-cmp-3/ ")......	3
Ilustración 5. Solarímetro de la marca Tecnométrica. (Fuente: " https://www.tecnometrica.com.mx/Solarimetros.html ")......	4
Ilustración 6. Pirheliómetro de la marca Hukseflux. (Fuente: " https://www.directindustry.es/prod/hukseflux-thermal-sensors-bv/product-88003-826371.html ")......	4
Ilustración 7. Albedómetro de la marca Kipp and Zonen. (Fuente: " https://www.google.com/search?q=Albedómetro+de+la+marca+Kipp+and+Zonen&rlz=1C1GGRV_enES751ES751&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjelJbkY_kAhUlyIUKHSL1CuIQ_AUIESgB&biw=1209&bih=590#imgrc=6j0Ov1HVJBOQRM: ")......	5
Ilustración 8. Modelo atómico de Bohr. (Fuente: " https://www.caracteristicas.co/modelo-atomico-de-bohr/ ")......	5
Ilustración 9. Formación y recombinación de pares electrón-hueco en el silicio. (Fuente: " https://es.wikipedia.org/wiki/Semiconductor ")......	6
Ilustración 10. Proceso de difusión y bloqueo de la unión PN. (Fuente: " https://es.wikipedia.org/wiki/Unión_PN ")......	7

Ilustración 11. Esquema de una célula fotovoltaica. (Fuente: " https://users.dcc.uchile.cl/~roseguel/celdasolar.html ").	8
Ilustración 12. Proceso de texturización de la superficie de la célula fotovoltaica. Fuente https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2018/02/01/como-se-fabrican-las-celulas-solares-de-silicio/ .	8
Ilustración 13. Movimiento de traslación y rotación de la Tierra. (Fuente: " https://apuntesparaestudiar.com/otras-materias/astronomia/los-movimientos-de-la-tierra/ ").	11
Ilustración 14. Movimiento aparente del Sol sobre la bóveda celeste. (Fuente: " https://docplayer.es/390518-El-movimiento-del-sol-y-la-boveda-celeste.html ").	12
Ilustración 15. Representación de los ángulos de acimut y elevación solar. (Fuente: " http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/277/A5.pdf?sequence=5 ").	12
Ilustración 16. Ejemplo espectro solar AM 1,5. (Fuente: " https://frio-solar123.blogspot.com/2017/09/energia-solar-termica-vs-fotovoltaica.html ").	13
Ilustración 17. Ejemplo ilustrativo de sombra directa e indirecta. (Fuente: " https://es.wikipedia.org/wiki/Penumbra#/media/File:PSM_V04_D691_Umbra_and_penumbra.jpg ").	14
Ilustración 18. Efectos de distintos tipos de sombreado sobre las células solares. (Fuente: " https://www.conermex.com.mx/blog-sombrasenpaneles.html ").	15
Ilustración 19. Punto caliente en módulo fotovoltaico. (Fuente: " http://www.proinvera.com/operaciones-auxiliares/ ").	15
Ilustración 20. Diodos by-pass en módulos solares fotovoltaicos. (Fuente: " https://www.conermex.com.mx/blog-sombrasenpaneles.html ").	15
Ilustración 21. Situación especial en la que es más favorable un sombreado total de las células que uno parcial. Fuente (" https://www.conermex.com.mx/blog-sombrasenpaneles.html ").	16
Ilustración 22. Comparativa de las fuentes de generación de energía eléctrica entre 1980 y 2014. (Fuente: "The Shift Project Data Portal").	17
Ilustración 23. Evolución de la potencia mundial instalada de energías renovables entre 2007 y 2017. (Fuente: "IRENA, International Renewable Energy Agency").	17
Ilustración 24. Evolución de la demanda de energía eléctrica peninsular (TWh). (Fuente: "Red Eléctrica de España").	18
Ilustración 25. Evolución de la capacidad instalada de energía renovable en España durante los años 2007-2017. (Fuente: "IRENA (International Renewable Energy Agency)").	18
Ilustración 26. Potencia Fotovoltaica Instalada Anual en España. (Fuente: "Informe Anual UNEF 2016").	19
Ilustración 27. Municipio de Abrucena (Almería). (Fuente: "Wikipedia").	20

Ilustración 28. Límites geográficos del municipio de Abrucena. (Fuente: https://es.goolzoom.com/mapas/).....	20
Ilustración 29. Climograma anual Abrucena. (Fuente:" https://es.climate-data.org/location/501188/ ").	21
Ilustración 30. Referencia catastral Parcela 9 del Polígono 007.(Fuente:"Goolzoom.")	21
Ilustración 31. Referencia catastral Parcela 10 del Polígono 007. (Fuente:"Goolzoom.")	22
Ilustración 32. Referencia catastral Parcela 11 del Polígono 007. (Fuente:"Goolzoom.")	22
Ilustración 33. Carta solar del emplazamiento de Diciembre a Junio. (Fuente: "Universidad de Oregón").....	23
Ilustración 34. Estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV de SMA. (Fuente:" https://www.sma.de/es/sala-de-prensa/noticias-actuales/detalles-de-las-noticias/news/2307-para-centrales-fotovoltaicas-de-nueva-generacion-sma-medium-voltage-power-station-4400sc5000s.html ").	32
Ilustración 35. Ejemplo del tamaño de la cimentación requerida para seguidor de eje vertical. (Fuente:" MECA SOLAR").	35
Ilustración 36. Simulación de producción de energía con sistema de eje fijo. (Fuente: "PVGIS").	36
Ilustración 37. Simulación de producción de energía con sistemas de ejes móviles. (Fuente: "PVGIS").	36
Ilustración 38. Estructura del seguidor solar de eje horizontal STI-H1250. (Fuente: "Catálogo STI norland").	39
Ilustración 39. Funcionamiento simplificado del sistema de gestión de sombras backtracking. (Fuente " https://solarprofessional.com/articles/products-equipment/racking/pv-trackers#.W-M9zJNKjcc ")......	39
Ilustración 40. Topología de la red SCADA con SMA String-Monitor. (Fuente "Catálogo SMA")	40
Ilustración 41. Esquema 3D de la situación de cálculo de la distancia entre strings.	45
Ilustración 42. Esquema 2D de la situación de cálculo de la distancia entre strings.	45
Ilustración 43. Esquema para el cálculo de la distancia entre filas de paneles. (Fuente:" Anexo III del Pliego de condiciones del IDAE").	46
Ilustración 45. Resumen de las características necesarias de los cables destinados a instalaciones fotovoltaicas. (Fuente" General Cable").	48
Ilustración 46. Ejemplo de interconexión común (arriba) vs interconexión al tresbolillo (abajo).	49
Ilustración 47. Características cable media tensión-Soliper. (Fuente:"Catálogo de fabricante SOLIDAL").	59
Ilustración 48. Potencia en CA máxima que es capaz de entregar la estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV de SMA en función de la temperatura. (Fuente:" Catálogo fabricante SMA".)	60

Ilustración 49. Modelo eléctrico de una línea aérea. (Fuente:" http://teoriaelectromagneticamartes.blogspot.com/2016/04/equivalente-pi-t-y-parametros.html ").	63
Ilustración 50. Corrientes inversas debidas a cortocircuitos en instalaciones solares fotovoltaicas. (Fuente: " www.technosun.com/es/descargas/SMA-SMC-corriente-inversa-ES.pdf ")......	78
Ilustración 51. Diagrama unifilar simplificado del trazado comprendido entre la EP1 y el punto de conexión a red.....	84
Ilustración 52. Esquemas para el cálculo de las tensiones de paso y contacto. (Fuente:"MIE-RAT-13")......	91
Ilustración 53. Esquema simplificado de conexión de la planta solar con la subestación para el estudio de las corrientes de defecto en MT. (Fuente: "Esquema propio en CAD").....	92
Ilustración 54. Valores de la tensión de contacto aplicada admisible en función de la duración de la falta. (Fuente: "MIE.RAT-13").....	93
Ilustración 55. Disposición de la puesta a tierra en los apoyos no frecuentados. (Fuente:" MT 2.23.35-Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20 kV, Iberdrola")......	95
Ilustración 56. Detalle en alzado de la puesta a tierra en los apoyos frecuentados con calzado. (Fuente:" MT 2.23.35-Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20 kV, Iberdrola").	96
Ilustración 57. Detalle en planta de la puesta a tierra en los apoyos frecuentados con calzado. (Fuente:" MT 2.23.35-Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20 kV, Iberdrola").	96
Ilustración 58. Opción del perfil de horizonte de sombras en el Software PVGIS. (Fuente:" PCGIS").	98
Ilustración 59. Perfil de obstáculos superpuesto a carta solar.	100
Ilustración 60. Coeficiente de temperatura según I_{sc} , V_{oc} y P_{max} . (Fuente: "Hoja de características de Jinko Solar").....	102
Ilustración 61. Resultado de la simulación de la producción energética mensual esperada. (Fuente: "Software PVGIS").....	104
Ilustración 62. Rendimiento de potencia de los módulos JKM330PP-72-V de Jinko Solar. (Fuente: "Catálogo del fabricante Jinko Solar").	123
Ilustración 63. Gráfico de resultados del método de análisis de inversión Pay-Back.....	126
Ilustración 64. Efecto pelicular producido en conductores recorridos por corrientes alternas. (Fuente:" https://www.elektrisola.com/es/alambres-litz/productos/terminologia-basicos/bases-tecnicas-y-calculos.html ").	130
Ilustración 65. Efecto de proximidad en conductores próximos recorridos por corrientes alternas. (Fuente:" https://www.elektrisola.com/es/alambres-litz/productos/terminologia-basicos/bases-tecnicas-y-calculos.html ").	130

Ilustración 66. Definición de las distancias entre conductores de la línea aérea. (Fuente: “UNE 21144”).....	132
Ilustración 67. Efecto corona y efecto aislador presentes en una línea aérea. (Fuente:" https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.3/36744/9788498800340.pdf ")	134
Ilustración 68. Circuito monofásico equivalente modelo en T del tramo subterráneo MT.....	136
Ilustración 69. Circuito monofásico equivalente modelo en π del tramo aéreo MT.....	138
Ilustración 70. Detalle en alzado de la puesta a tierra preliminar en los apoyos frecuentados con calzado. (Fuente: “Documento MT 2.23.35 de Iberdrola”).	163
Ilustración 71. Detalle en planta de la puesta a tierra preliminar en los apoyos frecuentados con calzado. (Fuente: “Documento MT 2.23.35 de Iberdrola”).	164

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características técnicas del piranómetro modelo CMP3.	25
Tabla 2. Características de los módulos candidatos.	28
Tabla 3. Factores económicos de los módulos candidatos.	29
Tabla 4. Características generales SMA String-Monitor SSM-U2415.....	30
Tabla 4. Características técnicas de la estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV de SMA.	33
Tabla 5. Estimación en la utilización de seguidores solares. (Fuente: “Instalaciones solares fotovoltaicas, Miguel Moro Vallina”).	35
Tabla 6. Resultados de la simulación de las posibles estructuras soporte.	37
Tabla 7. Ratio “Mejora de rendimiento/Incremento del coste” para las posibles estructuras soporte.	37
Tabla 8. Especificaciones técnicas seguidor solar de eje horizontal STI-H1250 del fabricante STI norland.	38
Tabla 9. Cálculo del número total de estructuras soporte con seguidor solar STI-H1250.....	44
Tabla 10. Ángulos de elevación y acimut entorno al mediodía del solsticio de invierno.	45
Tabla 11. Resultados del cálculo de la distancia entre filas de módulos por el método trigonométrico.	46
Tabla 12. Resultados del cálculo de la distancia entre filas de módulos por el método propuesto el en Pliego de condiciones del IDAE.	47
Tabla 14. Características constructivas cable EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 KV DC – 0.6/1 KV AC. (Fuente: “Cable Solar”).	49
Tabla 15. Características constructivas cable EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 KV DC – 0.6/1 KV AC. (Fuente:“Cable Solar”).	49

Tabla 16. Resultados de las secciones por criterio de caída de tensión según normativa para el Tramo 1.	53
Tabla 17. Resultados de las secciones por criterio de caída de tensión según normativa para el Tramo 2.	56
Tabla 18. Resultados de las caídas de tensión reales para las secciones actualizadas para el Tramo 2.....	58
Tabla 19. Características eléctricas del conductor empleado para tramo subterráneo MT. (Fuente: "Catálogo de fabricante SOLIDAL").....	61
Tabla 20. Caída de tensión para los tramos subterráneos de MT.	61
Tabla 21. Características de los conductores de aluminio-acero utilizados en España. (Fuente:"Norma UNE 50182").....	62
Tabla 22. Parámetros eléctricos de la línea aérea MT.	64
Tabla 23. Caída de tensión en función del factor de potencia de la planta generadora en cada circuito de la línea aérea de MT.....	64
Tabla 24. Hipótesis de cálculo más desfavorables zona B. (Fuente:" ITC-LAT 07").	65
Tabla 25. Tensiones máximas horizontales según las hipótesis más desfavorables en zona B..	66
Tabla 26. Flechas máximas y mínimas según hipótesis más desfavorables.	66
Tabla 27. Tensiones para las hipótesis de cálculo de apoyos y desviación de las cadenas de aisladoras.	67
Tabla 28. Distancias mínimas entre conductores de la misma línea para cada apoyo.....	69
Tabla 29. Resultados del cálculo de esfuerzos sobre los diferentes apoyos para 1ª y 2ª hipótesis.	71
Tabla 30. Resultados del cálculo de esfuerzos y distancias sobre los diferentes apoyos para 3ª y 4ª hipótesis.....	72
Tabla 31. Apoyos seleccionados teniendo en cuenta los esfuerzos presentes.	73
Tabla 32. Crucetas seleccionadas para los distintos apoyos.....	73
Tabla 33. Esfuerzos y momentos a los que se encuentran sometidos los distintos apoyos.....	74
Tabla 34. Dimensiones de las zapatas monobloque para los diferentes apoyos.....	75
Tabla 35. Características físicas de los discos utilizados en los aisladores de cada apoyo.	76
Tabla 36. Constitución, características y esfuerzos de las cadenas de aisladores empleadas en cada apoyo.	76
Tabla 37. Ángulos de desviación en las cadenas de suspensión de los diferentes apoyos.....	76
Tabla 38. Corrientes máximas de corte de los fusibles integrados previos a la caja concentradora de conexiones. (Fuente: " http://files.sma.de/dl/26599/Sicherungssteckverb-TI-en-11.pdf "). ..	80
Tabla 39. Resultado del cálculo de las corrientes de cortocircuito para los Tramos A y B del Tramo 3.....	85

Tabla 40. Resultado del cálculo de la corriente de cortocircuito para el Tramo 4.	86
Tabla 41. Características generales del descargador de sobretensiones. (Fuente: "Catálogo fabricante ABB").....	87
Tabla 42. Características eléctricas del pararrayos autovalvular. (Fuente: "Catálogo fabricante ABB").	88
Tabla 43. Parámetros característicos de electrodos de puesta a tierra. (Fuente: " Recomendación UNESA Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación").	90
Tabla 44. Parámetros G_{dm0} , $G_{dm0^{\circ}, 3^{\circ}}$ y $G_{dm0^{\circ}, 3^{\circ}}$ Seguidor en ($kWh/m^2 * día$).....	98
Tabla 45. Tabla de referencia para el cálculo de pérdidas por sombras. (Fuente: "Pliego de condiciones del IDAE").	100
Tabla 46. Valores del coeficiente <i>Ptemp</i> para cada mes del año.	101
Tabla 47. Potencia de pérdidas óhmicas para los tramos más desfavorables.....	102
Tabla 48. Resultado del parámetro PR (%) en función de cada mes.	103
Tabla 49. Resultados mensual y anual de la producción esperada de la planta fotovoltaica. .	104
Tabla 50. Resultados método de análisis de inversión Pay-Back.....	125
Tabla 51. Caídas de tensión porcentual en el tramo aéreo de MT.	138

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. Introducción a la energía solar fotovoltaica

1.1. La energía solar

El Sol es una estrella en la que se producen constantemente reacciones termonucleares que liberan enormes cantidades de energía. Dicho astro se encuentra formado principalmente por hidrógeno y helio, los cuales, debido principalmente a la enorme masa del Sol, se encuentran enormemente comprimidos. Dicha compresión hace que incremente enormemente la temperatura y presión de estos gases ligeros y se produzcan infinidad de colisiones entre los átomos de hidrógeno. En dichas colisiones, se produce helio como consecuencia de la fusión de cuatro átomos de hidrógeno, liberando asimismo enormes cantidades de energía ($\sim 27\text{MeV}$) según la famosa ecuación de Einstein $E=mc^2$.

Esta energía generada en las reacciones de fusión viaja irradiada por el espacio y aproximadamente dos millonésimas partes de ella llega a la tierra. Pese a la minúscula proporción de energía que finalmente llega a la tierra, ésta supone un flujo extraordinario de energía (10^{18} KWh) que supera con creces el consumo mundial anual de energía. De hecho solo con aprovechar el 0,01% ya se cubriría la demanda mundial anual. Es por tanto de vital importancia tratar de aprovechar dicha fuente de energía para evolucionar de forma sostenible como especie.

1.2. El espectro de la radiación solar

La energía en forma de radiación que llega a la superficie de la tierra se trata de un espectro formado por un conjunto continuo de ondas electromagnéticas de diferente frecuencia y longitud de onda. Este conjunto de ondas forma un espectro llamado el espectro de la radiación electromagnética, el cual comprende desde los rayos gamma hasta las ondas de radio de largo alcance.

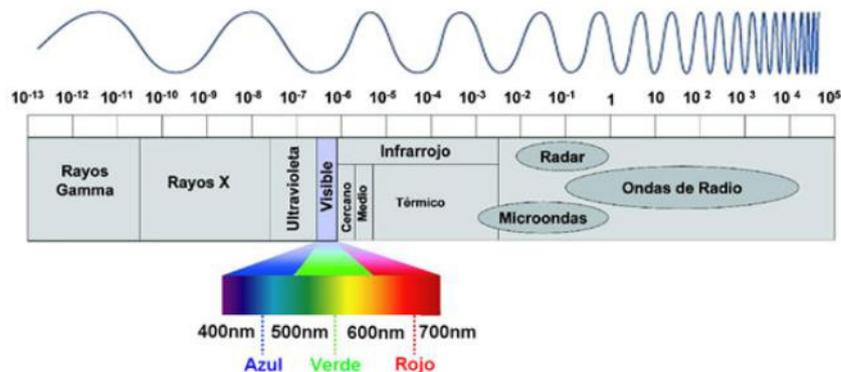


Ilustración 1. Espectro de radiación electromagnética. (Fuente: " <https://elespectrofotometro.com/espectro-electromagnetico/>).

Cabe destacar que el rango en el que las células de silicio pueden generar electricidad va desde los 300 a 1050 nm.

1.3. Distribución y medida de la radiación solar

Debido a que la distancia entre la Tierra y el Sol no es constante por la trayectoria elíptica que describe, la potencia aportada por la radiación solar, también llamada irradiancia E_Q , varía entre 1325 W/m^2 y 1412 W/m^2 . Se define por tanto la constante solar E_Q como el valor medio de dicha irradiancia.

$$E_Q = 1366 \text{ W/m}^2$$

De toda esa irradiancia, una parte es absorbida y reflejada por la atmósfera terrestre. La radiación que finalmente alcanza la superficie de la tierra puede dividirse en directa, difusa y de albedo.

La radiación directa lleva la dirección del sol y proyecta sombras sobre los objetos que la reciben. La radiación difusa se debe a la dispersión de la radiación al atravesar la atmósfera. Finalmente, la radiación de albedo es la parte de la radiación solar que es reflejada por la superficie de la tierra. La reflexión de la radiación de albedo depende fundamentalmente de la superficie del terreno.



Ilustración 2. Tipos de radiación solar. (Fuente: " <https://chintpowerlatinoamerica.com/blog/energia-solar/la-radiacion-solar-la-energia-del-sol/> ").

Cabe destacar que la irradiancia es una medida de potencia por unidad de superficie. Si se quiere medir la cantidad de energía por unidad de superficie que recibe un lugar a lo largo del año se emplea el término de irradiación (kWh/m^2). Haciendo referencia a ello podemos encontrar los denominados mapas de irradiación, los cuales muestran la cantidad de energía solar que recibe una determinada región a lo largo del año.

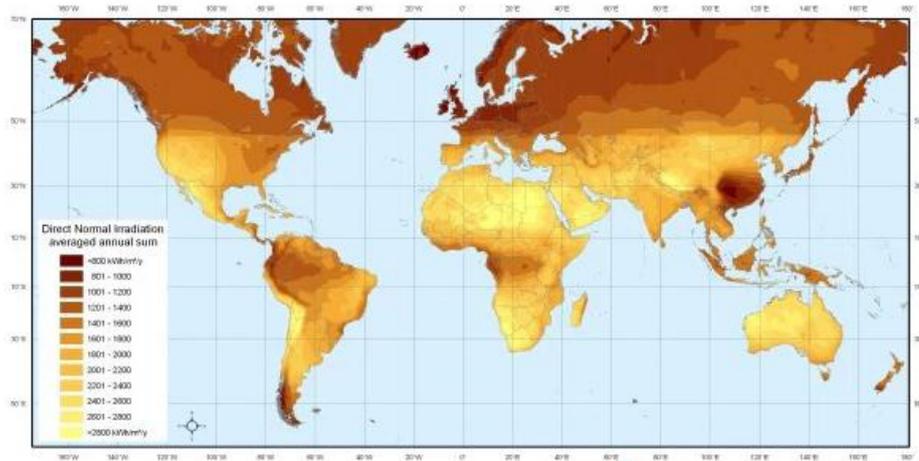


Ilustración 3. Mapa de irradiación anual mundial. (Fuente: "<https://deltavolt.pe/energia-renovable/renovable-peru/>").

En la actualidad existen diversas formas de medir la radiación solar. En función de la precisión y el coste en el que se desee incurrir, el mercado presenta diferentes opciones, las cuales van desde sensores fotovoltaicos de precisión moderada y bajo coste, hasta piranómetros de alta precisión y mayor coste. El piranómetro se trata de un instrumento compuesto principalmente por dos semiesferas concéntricas situadas sobre una placa metálica negra que cumple la función de superficie de absorción, así como una serie de elementos termosensibles y una cubierta de plástico de color blanco.



Ilustración 4. Piranómetro marca Kipp and Zonen. (Fuente: "<http://www.seedmech.com/producto/piranometro-kipp-zonen-cmp-3/>").

El calentamiento que experimenta la placa metálica negra como consecuencia de la radiación incidente que entra a través de las esferas, es directamente proporcional al nivel de irradiancia. Por ello midiendo mediante un termopar la diferencia de temperaturas entre dicha placa y la cubierta de plástico blanca se consigue obtener una medida muy precisa de la cantidad de radiación directa presente en el lugar. Con este instrumento también se permite medir la radiación difusa colocando un aro para evitar así la llegada de la radiación directa a la placa metálica. Mediante estos aparatos se pueden alcanzar errores medios inferiores al 1%. En las hojas de características del fabricante se especifica cómo ha de colocarse correctamente el piranómetro mediante la utilización del nivel de burbuja y el pie ajustable que éste lleva incorporado.

Si se desea emplear una opción menos costosa se puede recurrir a uso de solarímetros, que no son más que sensores fotovoltaicos que funcionan por medio del efecto fotoeléctrico, el cual se

explica en el apartado correspondiente del presente proyecto. Los errores medios dependen tanto de la sensibilidad del sensor seleccionado como de la calibración adecuada del mismo, pudiendo alcanzar errores comprendidos entre el 2% y 5%.



Ilustración 5. Solarímetro de la marca Tecnométrica. (Fuente: "<https://www.tecnometrica.com.mx/Solarímetros.html>").

También es muy frecuente el uso de pirheliómetros para medir la irradiancia del lugar destinado para la planta solar. El pirheliómetro consiste en un dispositivo alargado en forma de tubo capaz de captar estrechos haces de luz al enfocarlo directamente al Sol y medir el nivel de irradiancia mediante el uso de sensores termoelectrónicos colocados en su interior.



Ilustración 6. Pirheliómetro de la marca Hukseflux. (Fuente: "<https://www.directindustry.es/prod/hukseflux-thermal-sensors-bv/product-88003-826371.html>").

Finalmente, para la medida de la radiación solar de albedo se emplean los instrumentos llamados albedómetros, los cuales están constituidos por dos piranómetros, uno arriba y el otro abajo. Así pues, el de arriba medirá la radiación directa y difusa mientras que el colocado en la parte inferior medirá la radiación reflejada. Una vez se dispone de las medidas es posible calcular la radiación de albedo dividiendo la radiación reflejada entre la incidente.



Ilustración 7. Albedómetro de la marca Kipp and Zonen.

(Fuente: "https://www.google.com/search?q=Albedómetro+de+la+marca+Kipp+and+Zonen&rlz=1C1GGRV_enES751ES751&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjelJbkY_kAhUlyUKHSL1CuIQ_AUIESgB&biw=1209&bih=590#imgrc=6j0Ov1HVJBOQRM:").

2. Aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica

2.1. La célula fotovoltaica

En la actualidad, el tipo de célula fotovoltaica más presente en el mercado se trata de la célula basada en semiconductores de silicio cristalino. Cabe recordar que un semiconductor se trata de un elemento que presenta características eléctricas tanto de conductor como de aislante, dependiendo de diferentes factores como condiciones atmosféricas (presión y temperatura), radiación incidente o incluso acciones ejercidas por campos eléctricos y magnéticos externos.

Partiendo del modelo atómico de Bohr los átomos se encuentran formados por un núcleo compuesto de protones y neutrones rodeado por un conjunto de electrones que orbitan a su alrededor en los denominados orbitales. Cada orbital como máximo puede tener $2n^2$ número de electrones, siendo n el número del orbital. Es el último orbital, también llamado orbital de valencia, el que define cómo los átomos interactúan entre sí. Esto se debe principalmente a que los átomos buscan tener la configuración más estable propia de los conocidos como gases nobles, los cuales presentan ocho electrones en su capa de valencia. Por tanto, los átomos que no cuenten con esta configuración buscarán combinarse con otros (compartiendo o cediendo electrones) para tratar de conseguir dicha estabilidad.

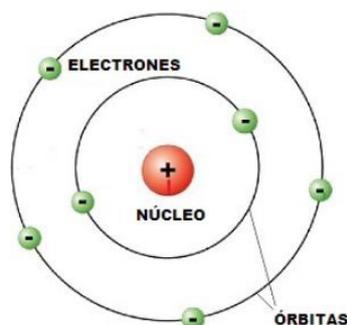


Ilustración 8. Modelo atómico de Bohr. (Fuente: "<https://www.caracteristicas.co/modelo-atómico-de-bohr/>").

2.2. Tipos y configuración de semiconductores

Los semiconductores pueden clasificarse de forma general en intrínsecos y extrínsecos.

Los semiconductores intrínsecos comprenden los cristales de germanio y silicio, los cuales forman redes cristalinas de configuración tetraédrica mediante fuertes enlaces covalentes entre sus átomos. En el caso del silicio, dado que éste posee cuatro electrones en su orbital de valencia, al combinarse con otros átomos de silicio para formar la estructura citada, adquiere la configuración de gas noble. Cuando estas estructuras cristalinas se encuentran a temperatura ambiente, algunos de los electrones que se encuentran formando los enlaces covalentes, absorben suficiente energía como para saltar a la banda de conducción, dejando por ello un hueco en el enlace. A temperatura ambiente, la energía requerida para generar un par electrón-hueco es de 1,12 eV en las estructuras de silicio y de 0,67 eV para el germanio. Del mismo modo puede darse la situación inversa en la que los electrones de la banda de conducción caen a alguno de los huecos presentes en los enlaces, liberando con ello energía. Este hecho recibe el nombre de recombinación. Para una determinada temperatura, la formación de pares electrón-hueco y de recombinaciones se iguala de forma que hay una concentración constante de electrones y huecos.

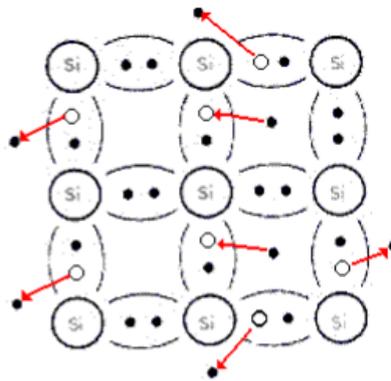


Ilustración 9. Formación y recombinación de pares electrón-hueco en el silicio. (Fuente: "<https://es.wikipedia.org/wiki/Semiconductor>").

Es por ello que dicha conducción intrínseca de conductores y huecos no sirve para generar electricidad. Para poder hacerlo se requiere añadir una serie de impurezas (trivalentes o pentavalentes) al semiconductor intrínseco. De este modo se dice que el semiconductor está dopado y recibe el nombre de semiconductor extrínseco.

Dentro de los semiconductores extrínsecos podemos encontrar dos grupos:

- **Semiconductor tipo N:** Se dice que un semiconductor extrínseco es de tipo N cuando ha sido dopado con el objetivo de aumentar el número de portadores de carga libre negativos (electrones). Para ello suelen emplearse átomos que poseen cinco electrones en su orbital de valencia (fósforo (P), arsénico (As) o antimonio (Sb)). De este modo sólo cuatro de sus electrones constituyen enlaces covalentes con los átomos de silicio vecinos, dejando un electrón libre. Por tanto, se cuenta con una estructura cristalina en la que los electrones son los portadores mayoritarios y los huecos los minoritarios al haber, como ya se ha comentado, mayor número de electrones que de huecos. Finalmente cabe destacar que el semiconductor extrínseco tipo N se presenta por lo

general con una carga eléctrica global nula ya que el electrón libre siempre está próximo al ion dopante positivo.

- **Semiconductor tipo P:** Se dice que un semiconductor extrínseco es de tipo P cuando ha sido dopado con el objetivo de aumentar el número de portadores de carga libre positivos (huecos). Para ello suelen emplearse átomos que poseen tres electrones en su orbital de valencia (Al,Ga,B,In). De este modo el átomo dopante forma tres enlaces covalentes con los átomos de silicio vecinos, dejando por tanto un hueco en condición de aceptar electrones libres. En este caso, son los huecos los portadores mayoritarios y los electrones los portadores minoritarios.

2.3. El efecto fotoeléctrico

Cuando un semiconductor extrínseco de tipo P se junta con uno extrínseco de tipo N se forma una unión PN que separan dos regiones de configuraciones distintas. En esta unión los electrones libres de la región N se difunden a la región P, dejando por ello un exceso de huecos en dicha región. Asimismo, la región P próxima a la unión PN queda con exceso de electrones. Esta difusión hace que aparezca una zona próxima a la unión PN denominada barrera interna de potencial, la cual se va ensanchando a medida que el proceso de difusión progresa. La acumulación de huecos en la zona N y electrones en la zona P próximos a la unión PN origina un campo eléctrico que se opone al movimiento de más electrones de la zona N a la región P. Cuando la fuerza generada por el campo eléctrico y la asociada al fenómeno de difusión se igualan, se corta el flujo de electrones y se dice que la unión está bloqueada.

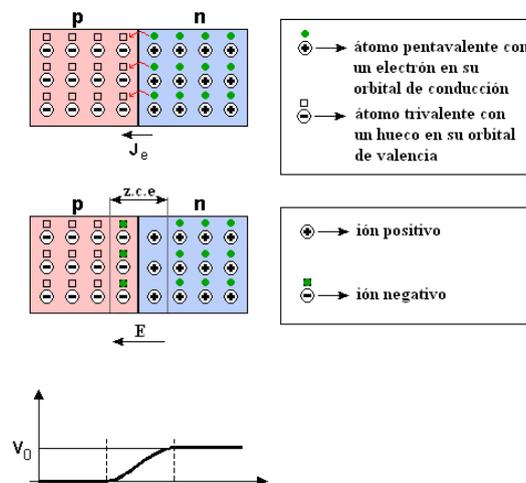


Ilustración 10. Proceso de difusión y bloqueo de la unión PN. (Fuente: "https://es.wikipedia.org/wiki/Unión_PN").

Una vez se ha bloqueado la unión alcanzándose el equilibrio electrónico, si la unión se expone a la luz solar, los fotones pueden dotar de suficiente energía a los electrones como para romper su enlace y formar nuevos pares electrón-hueco, los cuales debido a la acción del campo eléctrico de la unión migran a la región N, provocando la circulación de electrones y el denominado efecto fotoeléctrico.

Cabe destacar que no todos los electrones que migran a la región N como consecuencia del efecto citado alcanzan los terminales de la placa fotovoltaica produciendo corriente, ya que un

porcentaje se recombina con los huecos presentes y no produce energía. Dicho porcentaje de recombinaciones computa como pérdidas que limitan el rendimiento de la célula.

2.4. Fabricación de la célula fotovoltaica

Las células fotovoltaicas suelen estar constituidas por la unión de dos capas de semiconductores extrínsecos distintos, es decir, una tipo N y otra tipo P. La radiación solar incide sobre la capa de tipo N, la cual por lo general se encuentra dopada con fósforo mientras que para la tipo P se suele emplear el boro. Para poder utilizar la electricidad generada por medio del efecto fotoeléctrico se colocan láminas conductoras de aluminio o plata en las superficies externas de la placa. El electrodo superior posee una disposición en forma de peine para permitir así que la radiación solar pueda incidir sobre el semiconductor extrínseco superior.

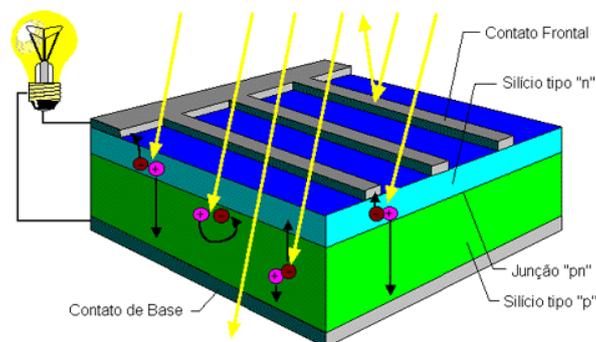


Ilustración 11. Esquema de una célula fotovoltaica. (Fuente: " <https://users.dcc.uchile.cl/~rosequel/celdasolar.html> ").

Actualmente las células fotovoltaicas más corrientes en el mercado son las compuestas de cristales de silicio. Pese a que el silicio es uno de los materiales más abundantes en la Tierra, requiere de tratamientos químicos para poder ser usado en su forma cristalina, ya que su estado base es el de óxido de silicio. En cuanto a la fabricación de las células se suele partir de una capa de entre 100 y 500 micras de semiconductor extrínseco P (dopado generalmente con boro) sobre la que se extiende una finísima capa de fósforo de entre 0,2 y 0,5 micras de grosor, obteniendo así la unión PN necesaria para poder llevar a cabo el efecto fotoeléctrico. Con el objetivo de aprovechar mejor la luz incidente se realiza un tratamiento de texturización superficial, la cual, debido a la forma de picos que adquiere la superficie tras el tratamiento, se reduce significativamente la reflexión de la luz incidente.

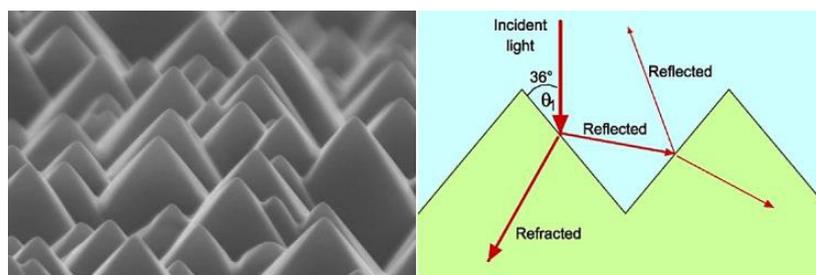


Ilustración 12. Proceso de texturización de la superficie de la célula fotovoltaica. Fuente <https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2018/02/01/como-se-fabrican-las-celulas-solares-de-silicio/>.

2.5. Tipos de células fotovoltaicas

En la actualidad las tecnologías relacionadas con las energías renovables presentan un continuo desarrollo y experimentación. Es por ello que se pueden encontrar células fotovoltaicas de muchos tipos y tecnologías constructivas distintas. Dado que muchas de ellas siguen siendo desarrolladas y probadas, se definen las más extendidas y utilizadas:

- **Células de silicio monocristalinas:** Se trata de células de estructura muy uniforme fabricadas a partir de cilindros cortados en láminas. Debido a los requerimientos energéticos necesarios para el tratamiento y conformado de la materia prima, se requiere una gran cantidad de energía y dinero para su fabricación. Sin embargo gracias al auge de las células fotovoltaicas y la optimización de los procesos de fabricación por parte de las empresas para despuntar en el mercado, en la actualidad este coste se ha reducido significativamente, llegando a equipararse a las de silicio policristalino. Pese a ello, su uso se ha visto muy reducido debido al aumento de eficiencia que han experimentado las policristalinas.
- **Células de silicio policristalino:** Se trata de células de estructura no uniforme. Su fabricación se realiza en moldes rectangulares y presentan un coste de fabricación menor que las monocristalinas. Constituye el tipo de célula fotovoltaica más empleada en la actualidad en los paneles del mercado. A pesar de que en sus orígenes presentaban una eficiencia menor que las de silicio monocristalino, con el paso de los años y el desarrollo tecnológico asociado a su fabricación, han llegado a alcanzar niveles de eficiencia semejantes a las monocristalinas. Según fabricantes, los rendimientos rondan entre el 13% y 18%.
- **Células de capa fina:** En primer lugar, cabe destacar que presenta una morfología y estructura de fabricación distinta a las células solares convencionales. En este caso el semiconductor se extiende en forma de capa muy fina sobre un sustrato de coste reducido como puede ser el cristal. El semiconductor empleado puede ser de diferentes tipos, los más utilizados son el silicio amorfo, el cobre-indio-galio-selenio (CIGS), el cobre-indio-diselenio (CIS) y el telurio de cadmio (CdTe). En cuanto a las células de silicio amorfo, presentan un coste de fabricación mucho más reducido que las cristalinas ya que la principal diferencia con ellas es que precisamente no se trata de estructuras cristalinas, siendo suficiente extraer el oxígeno al óxido de silicio para obtenerlo. Al no presentar el silicio en forma de estructura cristalina cuenta con la ventaja de poder utilizarse sobre soportes flexibles, creando así placas flexibles. La principal desventaja reside en su menor eficiencia, la cual con la exposición a la luz solar se reduce aún más con respecto al valor inicial debido a la degradación de las juntas. Es por ello que los fabricantes suelen aportar en las hojas de características el valor final de la eficiencia estabilizada tras dicha degradación. Dicho rendimiento estabilizado suele rondar el 6%, haciendo evidente la superioridad en cuanto a rendimiento de las células que emplean semiconductores con estructuras cristalinas.

2.6. Balance energético y rendimiento de las células fotovoltaicas

De toda la energía proveniente del Sol en forma de radiación electromagnética que incide sobre la célula fotovoltaica, sólo una parte de ella es aprovechada para producir electricidad.

Se destacan las siguientes pérdidas, de mayor a menor importancia energética:

- Incidencia de fotones con exceso o defecto de energía como para romper los enlaces covalentes de la estructura cristalina del silicio y generar el par-electrón hueco necesario para producir el efecto fotoeléctrico: 52% (30% exceso y 22% defecto).
- Pérdidas por caída de tensión en la célula fotovoltaica: 19%
- Pérdidas energéticas asociadas a las recombinaciones durante el efecto fotoeléctrico: 9%
- Pérdidas por sombras y reflexión sobre a célula fotovoltaica: 3,5%
- Pérdidas resistivas: 0,5%.

Todas estas pérdidas hacen que en valor promedio el rendimiento global de la célula se encuentre en torno al 15%.

2.7. Paneles fotovoltaicos

Las células fotovoltaicas actuales presentan una potencia pico de en torno a 3 o 4 vatios con una tensión de 0,5 voltios y una intensidad de entre 7 y 8 amperios. Con el objetivo de obtener una tensión de salida mayor, así como aumentar la potencia, las células se agrupan en serie, soldando los conectores de células contiguas, el positivo de una con el negativo de la siguiente o viceversa. En la actualidad la mayor parte de los paneles fotovoltaicos se componen de entre 36 y 96 células en serie. Asimismo, los módulos presentan aislamientos que dotan de solidez mecánica al conjunto y protegen las células frente a la posible degradación de las mismas como consecuencia de las inclemencias meteorológicas. Actualmente en el mercado existe una gran diversidad de módulos, pero la mayoría disponen de las siguientes partes:

- **Cubierta delantera:** Se trata de una cubierta fabricada principalmente en vidrio templado cuya superficie exterior es tratada para conseguir una superficie antiadherente y antireflexiva. Su misión principal es la de proteger al módulo frente a los agentes exteriores y debe de ser capaz de transmitir adecuadamente la radiación solar para que llegue a las células.
- **Encapsulado:** Se trata de la capa más próxima a las células, cuya misión es aislarlas eléctricamente y dotarlas de cierta solidez. Del mismo modo que la cubierta frontal, debe de ser capaz de transmitir correctamente la radiación solar a las células. Por lo general los materiales más empleados como encapsulantes son el PVB, el EVA, la resina y el teflón.
- **Cubierta trasera:** Se trata de una cubierta cuyo objetivo es proteger frente a los agentes atmosféricos y aislar eléctricamente el módulo. Dado que se encuentra en la parte posterior y ya no requiere transmitir adecuadamente la radiación solar, suele emplearse el polifloruro de vinilo. En caso de células bifaciales sí se requiere dicha cualidad y por tanto se emplean otros materiales.
- **Marco:** Dependiendo del módulo puede que lo lleve o no. Suele estar fabricado en aluminio anodizado e incluir un sistema de fijación para facilitar el montaje de los módulos sobre los soportes.

- **Caja de conexiones:** Se trata de una caja dispuesta en la parte posterior del módulo que debe tener como mínimo un IP54. Para facilitar la interconexión entre módulos los fabricantes incorporan conectores especiales distintos para cada polo.

3. Consideraciones teóricas para la captación

3.1. El movimiento de la Tierra

A partir del siglo XVI, y gracias al trabajo de Nicolás Copérnico, Johannes Kepler y Galileo Galilei, apareció el modelo astronómico del heliocentrismo, según el cual la Tierra gira alrededor del Sol en una órbita elíptica. Dicho movimiento es conocido como el movimiento de traslación, el cual tarda en completarse 365 días, 5 horas, 48 minutos y 46 segundos. En la citada trayectoria se pueden destacar dos puntos, el afelio y el perihelio, que corresponden respectivamente con el punto más alejado (1,017 ua) y más cercano (0,983 ua) al Sol. Además, la Tierra gira sobre sí misma en un movimiento de rotación sobre su propio eje que tarda en completarse 1 día.

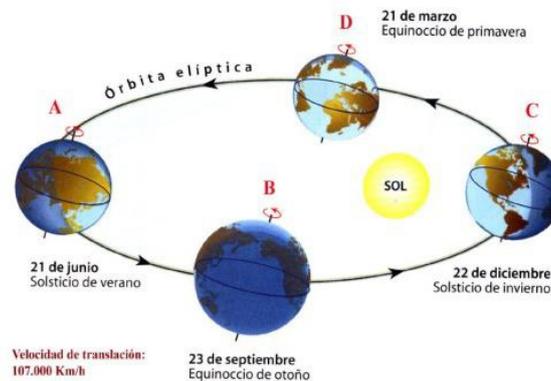


Ilustración 13. Movimiento de traslación y rotación de la Tierra. (Fuente: " <https://apuntesparaestudiar.com/otras-materias/astronomia/los-movimientos-de-la-tierra/> ").

Se puede observar como el eje de giro de la Tierra se encuentra inclinado unos $23,45^\circ$ con respecto al plano en el que se encuentra el movimiento de traslación, también llamado plano de la eclíptica. La citada inclinación provoca que a lo largo del movimiento de traslación, los rayos del Sol incidan con ángulos distintos en las diferentes partes de la Tierra, dando lugar a lo que se conoce como estaciones. Al ángulo formado entre el plano de la eclíptica y el plano del ecuador se le denomina declinación, el cual alcanza valores extremos en los solsticios ($23,45^\circ$ en el de verano y $-23,45^\circ$ en el de invierno) y valor nulo en los equinoccios (primavera y otoño).

3.2. Coordenadas solares

Si se fija el sistema de referencia de los movimientos descritos en los puntos anteriores en la superficie de Tierra, éstos se observan invertidos. Es precisamente por ello por lo que en un primer momento y basándose en las observaciones empíricas se instauró la teoría geocéntrica.

Por lo tanto para un observador situado en la superficie de la Tierra, es el Sol el que describe sobre la bóveda celeste un movimiento aparente a lo largo del año, cuya trayectoria forma el citado ángulo de declinación y a su vez la bóveda celeste gira sobre la Tierra una vez al día.

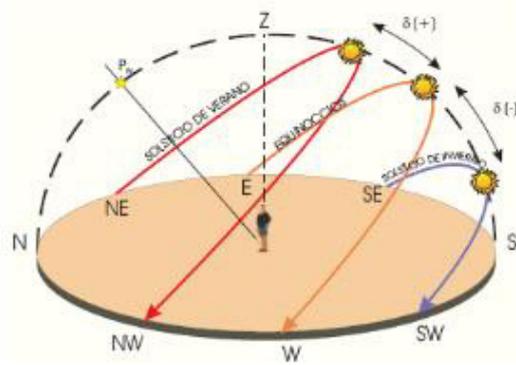


Ilustración 14. Movimiento aparente del Sol sobre la bóveda celeste. (Fuente: " <https://docplayer.es/390518-El-movimiento-del-sol-y-la-boveda-celeste.html>").

Manteniendo el sistema de referencia citado, la posición del Sol queda determinada por dos ángulos: el acimut y la elevación. El ángulo acimut o acimut solar ψ_s es el ángulo comprendido entre los meridianos del Sol y del lugar geográfico. La referencia del meridiano del lugar geográfico cambia en función de si se está en el hemisferio norte o sur, tomándose la dirección sur y norte respectivamente como referencia. Por último, cabe destacar que el acimut solar presenta valores positivos de 0° a 180° hacia el oeste y negativos de 0° a -180° hacia el este. El ángulo de elevación o elevación solar γ_s determina la inclinación de los rayos del Sol con el plano horizontal. Su valor máximo puede determinarse mediante la expresión:

$$\gamma = 90^\circ - \phi + \delta \quad (1)$$

Siendo:

- δ = Declinación solar.
- ϕ = Latitud del lugar.

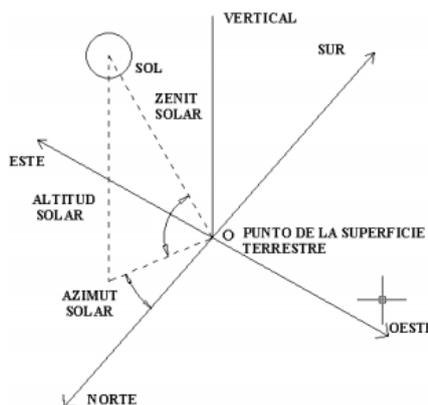


Ilustración 15. Representación de los ángulos de acimut y elevación solar. (Fuente: " <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/277/A5.pdf?sequence=5>").

Rápidamente se puede deducir que cuanto mayor sea la latitud del lugar, más oblicuos inciden los rayos del sol. Conocer y tener en cuenta los ángulos presentados resulta de vital importancia a la hora de orientar los paneles solares ya que la elevación determinará la inclinación óptima y el acimut la orientación óptima.

3.3. La masa de aire

La atmósfera terrestre presenta una serie de componentes que provocan alteraciones en la radiación electromagnética que llega a la Tierra. Estas alteraciones conllevan principalmente una pérdida parcial de energía que resulta imprescindible conocer de cara a la captación de la misma. Así pues, parte de la radiación incidente se ve reflejada por las nubes, componentes como el vapor de agua, ozono, oxígeno, dióxido de carbono y otros gases presentes en la atmósfera absorben determinadas longitudes de onda y finalmente las partículas en suspensión como el polvo provocan fenómenos de difusión. Por tanto, resulta evidente comprender que cuanta mayor cantidad de aire tenga que atravesar la radiación a su paso hasta llegar a la superficie terrestre, mayores pérdidas energéticas presentará debido a los fenómenos de reflexión, absorción y difusión ya comentados. Es por ello por lo que se define el factor de masa de aire (AM) como la forma de cuantificar el grado de interacción y por tanto de pérdida energética que experimenta la radiación electromagnética a su paso por la atmósfera.

$$AM = 1/\sin \gamma_s \quad (2)$$

Siendo:

- γ_s = Ángulo de elevación solar.

En Europa se suele tomar el valor de AM=1,5 como valor medio anual.

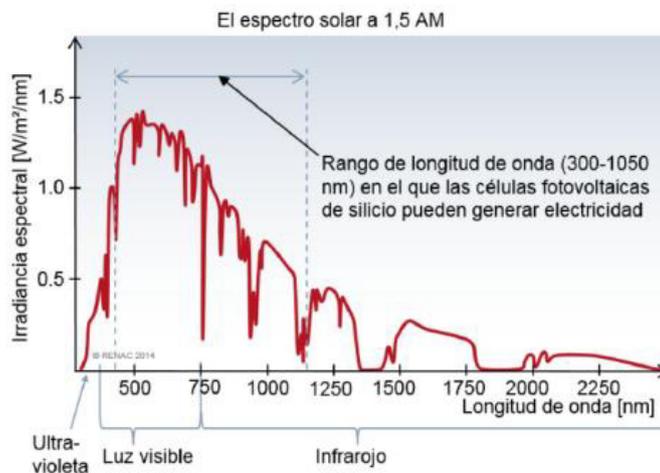


Ilustración 16. Ejemplo espectro solar AM 1,5. (Fuente: "<https://frio-solar123.blogspot.com/2017/09/energia-solar-termica-vs-fotovoltaica.html>").

De los tres fenómenos descritos que reducen la energía de la radiación electromagnética incidente, el más significativo es el de la difusión. Es por ello que las zonas más contaminadas y por tanto con mayor cantidad de polvo y partículas en suspensión provocan mayores pérdidas energéticas.

3.4. Sombras y puntos calientes

Conocer cómo afectan los distintos tipos de sombras a los módulos fotovoltaicos resulta de gran importancia cuando se pretende proyectar una instalación de cierta potencia.

En primer lugar, las sombras que inciden sobre los paneles solares se pueden clasificar en:

- **Sombras eventuales:** Se trata de las sombras causadas por caídas de hojas de los árboles, la nieve, los excrementos de aves y partículas sólidas que el aire arrastra y terminan depositándose sobre el panel. Normalmente si los paneles se encuentran dotados de una cierta inclinación, la propia lluvia puede limpiarlos. En otros casos se requiere de una cierta labor de mantenimiento periódica para evitar este tipo de sombras.
- **Sombras derivadas de la ubicación de la planta:** Se trata de las sombras que los elementos circundantes a la planta (árboles, postes, edificios,...) proyectan sobre los módulos.
- **Sombras causadas por la propia planta generadora:** Se trata de las sombras que los cables aéreos, antenas, postes,..., de la propia apartamenta de la planta proyectan sobre los paneles. Debido a la cercanía de los elementos que provocan las sombras a los módulos, se trata de sombras realmente perjudiciales.
- **Sombras causadas por paneles adyacentes:** Se trata de las sombras que una fila de paneles proyecta sobre la fila posterior. Para tener en cuenta este efecto se requiere de una buena proyección de la disposición de la planta, calculando previamente las distancias necesarias entre filas de paneles para disponer de unas ciertas horas en las que los paneles se encuentren libres de este tipo de sombras.

La sombra en sí mismo se compone a su vez de dos tipos de sombra:

- **Sombra directa:** Se trata de la parte de la sombra que se encuentra más próxima al objeto que la provoca y es la que más pérdidas genera sobre los módulos fotovoltaicos. Es decir, cuanto más próximo esté el objeto que proyecta la sombra de los módulos, mayor superficie de sombra directa estará incidiendo sobre éste, llegando a provocar pérdidas energéticas de entre el 60%-80%.
- **Sombra indirecta:** Se trata de la parte de la sombra menos opaca, cuya extensión aumenta cuando el objeto que proyecta la sombra se encuentra a mayor distancia. Dicha sombra puede ocasionar pérdidas energéticas de entre el 30%-40%.

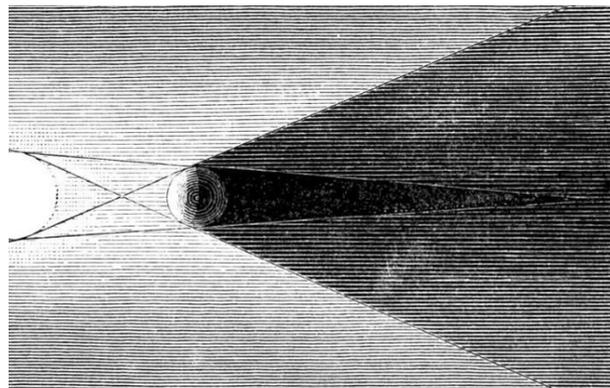


Ilustración 17. Ejemplo ilustrativo de sombra directa e indirecta. (Fuente: "https://es.wikipedia.org/wiki/Penumbra#/media/File:PSM_V04_D691_Umbra_and_penumbra.jpg")

Dado que los paneles solares se encuentran constituidos por agrupaciones en serie de células solares, forzosamente la corriente que el panel será capaz de entregar será la de la célula que menos genere en cada momento. Es decir, si en un módulo fotovoltaico, alguna de sus células

se encuentra parcialmente sombreada, la corriente entregada por el módulo será la que sea capaz de generar esa célula sombreada.



Ilustración 18. Efectos de distintos tipos de sombreado sobre las células solares. (Fuente: "<https://www.conermex.com.mx/blog-sombrasenpaneles.html>").

En el caso de que la célula se encuentre totalmente en sombra, se genera un voltaje inverso en ella y pasa de ser un elemento generador a un elemento disipador de la potencia generada por el resto de células en serie, aumentando drásticamente su temperatura. Este fenómeno se conoce como punto caliente y puede ocasionar daños eléctricos irreparables en el módulo.

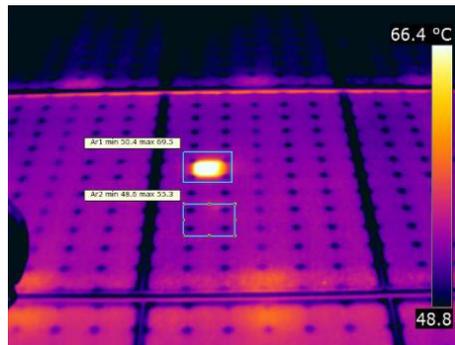


Ilustración 19. Punto caliente en módulo fotovoltaico. (Fuente: "<http://www.proinvera.com/operaciones-auxiliares/>").

Para evitar esto, los fabricantes de paneles solares incorporan unos diodos conocidos como diodos by-pass, los cuales permiten un camino alternativo a la corriente, de forma que se evita el problema a costa de dejar fuera de funcionamiento todas las células que se encuentren conectadas en paralelo a ese diodo.

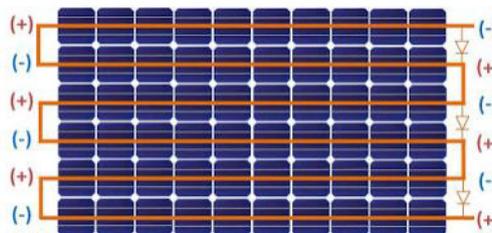


Ilustración 20. Diodos by-pass en módulos solares fotovoltaicos. (Fuente: "<https://www.conermex.com.mx/blog-sombrasenpaneles.html>").

A modo de curiosidad y teniendo en cuenta la disposición de los diodos de la *Ilustración 20*, hay ocasiones en que desde el punto de vista de la generación es más conveniente tener un sombreado total que uno parcial de las células.

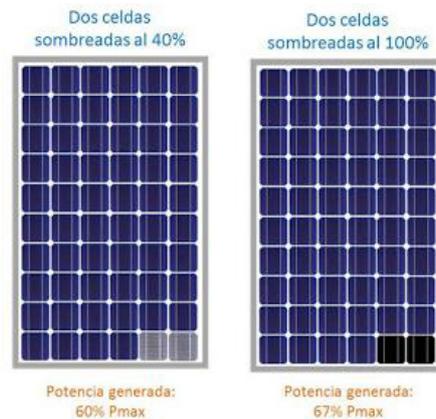


Ilustración 21. Situación especial en la que es más favorable un sombreado total de las células que uno parcial.
Fuente ("<https://www.conermex.com.mx/blog-sombrasenpaneles.html>").

Finalmente recordando que los strings son agrupaciones en serie de módulos fotovoltaicos, todas las consideraciones expuestas afectan de igual modo a los strings, ya que intrínsecamente todas sus células se encuentran conectadas en serie.

4. Necesidad de un cambio energético global

Actualmente la mayor parte de la energía mundial anual consumida proviene de combustibles fósiles. Los combustibles fósiles presentan como principales problemas que se trata de un recurso finito y la elevada contaminación que genera su uso. Se trata de materiales que han sido formados con el paso de millones de años y cuyo gasto acelerado no puede competir ni de lejos con el lapso temporal de formación de los mismos. Es por ello que a día de hoy estamos en camino de extinguirlos completamente.

Como sociedad y como especie, el ser humano tiene la necesidad de no comprometer a las generaciones futuras y centrar el desarrollo y abastecimiento energético en la utilización de las energías renovables. A diferencia de lo ya citado, el lapso temporal de consumo y reposición de las energías renovables sí coincide y eso permite un abastecimiento energético sostenible. Asimismo, las energías renovables cuentan con la gran ventaja de tener un impacto medioambiental reducido durante su uso. Cabe destacar que asociado a las energías renovables sí existe una huella contaminante derivada principalmente de los procesos de fabricación de los elementos captadores y la construcción de las plantas, sin embargo, con el desarrollo de las nuevas tecnologías y los avances sucesivos en este ámbito se está consiguiendo una reducción gradual significativa de la misma.

Todo en este mundo evoluciona a pasos agigantados y cada vez se requiere más cantidad de energía para poder abastecerse. De hecho, según la *International Energy Agency* la producción mundial de energía eléctrica se ha incrementado por 4 en el último medio siglo.

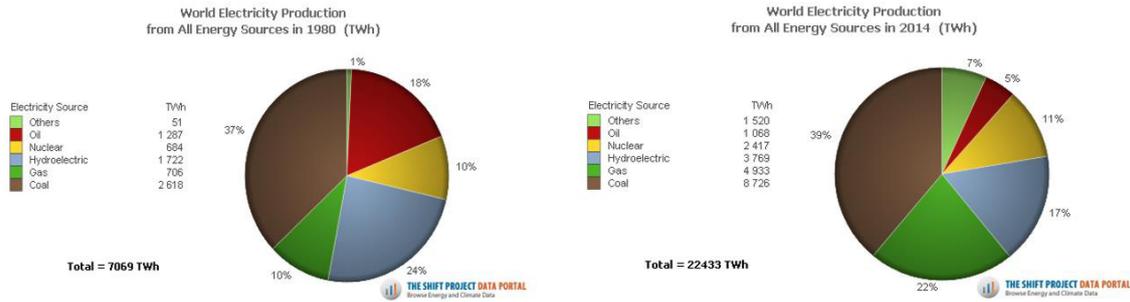


Ilustración 22. Comparativa de las fuentes de generación de energía eléctrica entre 1980 y 2014. (Fuente: “The Shift Project Data Portal”).

A pesar de que el abastecimiento siga siendo principalmente generado mediante la utilización de combustibles fósiles, cada vez se observa más un aumento de la cantidad de energía eléctrica proveniente de energías renovables. Asimismo, los gobiernos de muchos países están aprobando leyes y subvenciones favorables que incurrirán en un aumento progresivo de su uso. Así pues, y a modo de ejemplo de lo citado, el 14 de junio de 2018 el parlamento Europeo aprobó instaurar una meta de energías renovables del 32% para el año 2030 con posible revisión al alza en 2023.

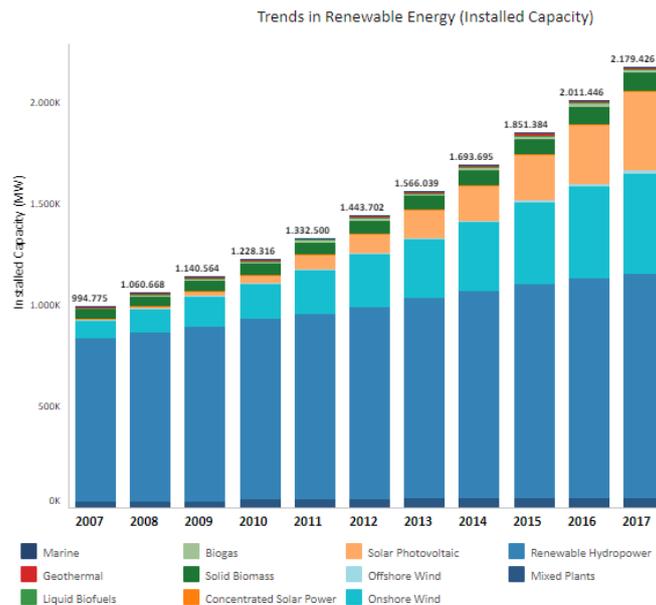


Ilustración 23. Evolución de la potencia mundial instalada de energías renovables entre 2007 y 2017. (Fuente: “IRENA, International Renewable Energy Agency”).

Por tanto, a día de hoy, se plantea un esperanzador futuro sostenible ligado a la independencia de los combustibles fósiles, donde la generación de la energía eléctrica provenga principalmente de los recursos renovables que la Tierra brinda.

5. Las energías renovables en España

En España, de igual modo que ha ocurrido a nivel global, se ha experimentado una evolución creciente de la demanda de energía eléctrica.

Evolución de la demanda de energía eléctrica peninsular (TWh)

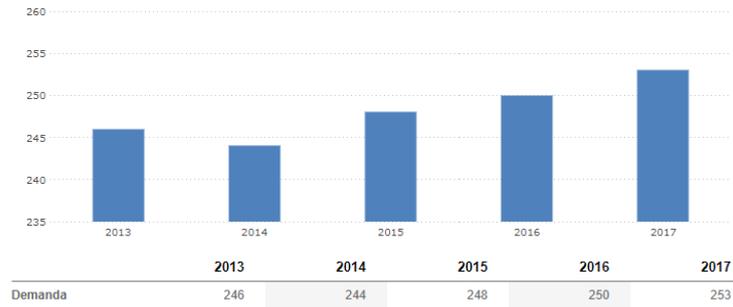


Ilustración 24. Evolución de la demanda de energía eléctrica peninsular (TWh). (Fuente: “Red Eléctrica de España”).

Puede observarse que aunque la evolución general es creciente, aparece una bajada de la misma ligada a la fuerte crisis económica que el país experimentó entre 2008 y 2014. En cuanto a las energías renovables en España, las estadísticas muestran un incremento de la potencia instalada hasta el año 2013 con un posterior estancamiento.

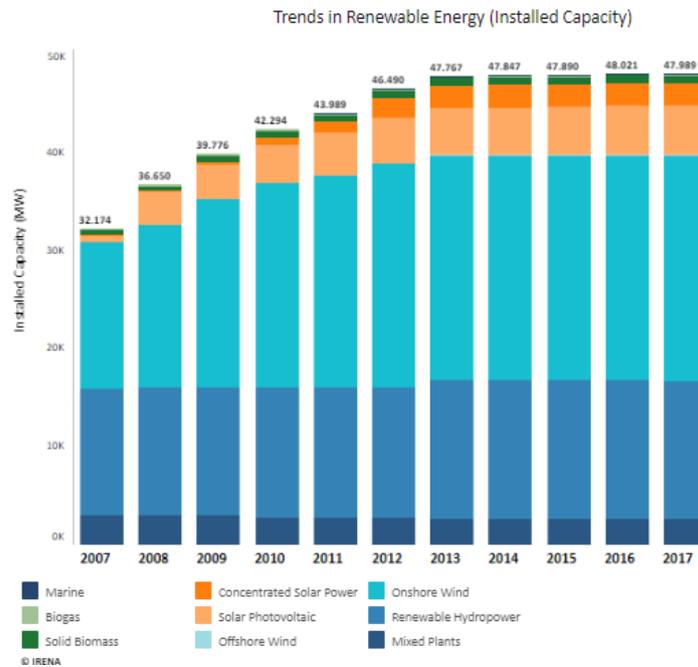


Ilustración 25. Evolución de la capacidad instalada de energía renovable en España durante los años 2007-2017. (Fuente: “IRENA (International Renewable Energy Agency”).

Lo más destacable de dicha evolución se hace presente en el año 2007-2008, año en el que el gobierno apuesta por las energías renovables para la generación de energía eléctrica, pagando por ella un precio superior al del mercado eléctrico mediante la aprobación de dos reales decretos, el Real Decreto 661/2007, que regulaba el régimen especial de producción eléctrica y el Real Decreto 1578/2008, que abordaba el tema de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica. No es hasta el año 2012 y por medio del Real Decreto 1/2012 cuando se produce una parada masiva del desarrollo de instalaciones fotovoltaicas debido a la supresión de los incentivos del decreto anterior, así como la supresión de los procedimientos simplificados que eran aplicables a nuevas plantas de pequeño tamaño conectadas a la red. De nuevo, el 10 de Octubre de 2015 entra en vigor el Real Decreto 900/2015,

por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Este decreto introduce en España el muy controvertido “impuesto al Sol”, reduciendo más si cabe el fomento de las energías renovables.

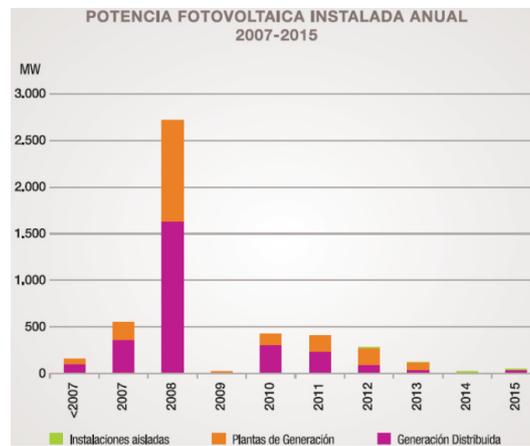


Ilustración 26. Potencia Fotovoltaica Instalada Anual en España. (Fuente: “Informe Anual UNEF 2016”).

En la actualidad España está experimentando un crecimiento significativo de potencia fotovoltaica anual instalada. Así pues, según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en el año 2017 se instalaron 135 MW de potencia de nueva planta frente a los 55 MW de 2016 y los 49 MW de 2015. Esto se debe en gran medida a la drástica reducción del precio de generación que la energía fotovoltaica está experimentando a día de hoy debido al aumento de la competitividad de la tecnología, así como la introducción de nueva normativa que facilita y fomenta su empleo. El ejemplo más actual de ello es la introducción del Real Decreto ley 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Este real decreto termina definitivamente con el peaje de respaldo, llamado comúnmente “impuesto al Sol” y facilita y fomenta enormemente el autoconsumo.

Por todo ello y sumado a las excelentes condiciones meteorológicas con las que España cuenta, se prevé un nuevo “boom” del sector fotovoltaico que permitirá mejorar la economía del país y desvincularse cada vez más de la dependencia de importación de combustibles fósiles para abastecer las demandas de energía eléctrica nacional.

6. Descripción y diseño de la planta fotovoltaica

El presente proyecto abarca el diseño de una instalación solar fotovoltaica de 10 MWp conectada a red. En este apartado se procede a la selección justificada tanto del emplazamiento como de los elementos básicos que la componen. Asimismo, se define justificadamente el nivel de tensión de trabajo de la parte de baja tensión. Finalmente se presenta un apartado específico de la normativa a tener en cuenta para llevar a cabo el diseño.

6.1. Emplazamiento

El emplazamiento destinado para albergar la planta solar fotovoltaica proyectada se encuentra en el municipio de Abrucena en la provincia de Almería.



Ilustración 27. Municipio de Abrucena (Almería). (Fuente: "Wikipedia").

Abrucena se encuentra sobre la falda norte de Sierra Nevada, en la comarca de Los Filabres-Tabernas, a una distancia de 67 Km de la capital, Almería. Presenta una extensión de 83,68 km² con una densidad de población de 14 hab/km².

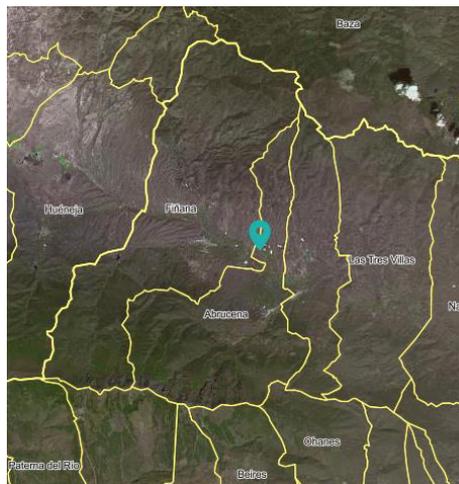


Ilustración 28. Límites geográficos del municipio de Abrucena. (Fuente: <https://es.goolzoom.com/mapas/>).

El municipio presenta un clima predominantemente cálido, con una temperatura promedio de 14°C y una precipitación anual de 447 l/m². En cuanto a las precipitaciones destaca por poseer los meses de invierno mucho más lluviosos que los veranos.

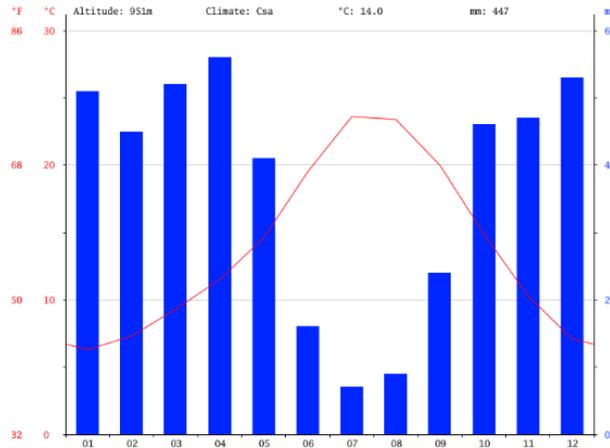


Ilustración 29. Climograma anual Abrucena. (Fuente: "https://es.climate-data.org/location/501188/").

Se observa como el mes más seco del año es el mes de Julio, con una media de 7 l/m², mientras que es en el mes de Abril cuando se registra el máximo de precipitaciones con una media de 56 l/m². En cuanto a las temperaturas (curva de color rojo) se aprecia que Julio posee la temperatura media más alta con 23,6 °C y en este caso es en el mes de enero cuando se registra la temperatura media más baja, con un valor de 6,3°C.

La instalación se proyecta en el Polígono número 007 de coordenadas 37,16° de latitud, -2,8° de longitud. Dado que se trata de una instalación de 10 MWp se requiere una superficie de al menos 100 000 m² únicamente para los sistemas de captación, siendo necesaria una superficie de aproximadamente el doble, 200 000 m² para tener espacio suficiente para los pasillos entre estructuras soporte, casetas, etc. Es por ello que se requiere la utilización de las Parcelas 9, 10 y 11, cuyas características y referencias catastrales se presentan a continuación:

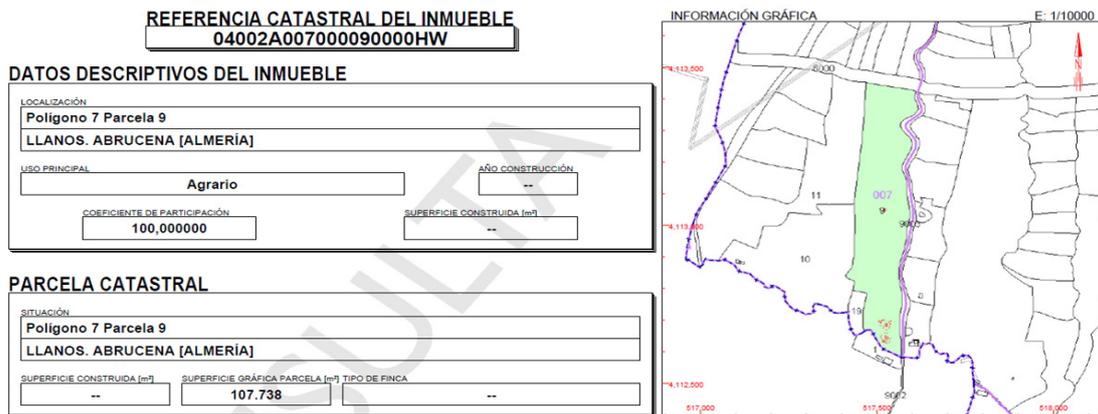


Ilustración 30. Referencia catastral Parcela 9 del Polígono 007. (Fuente: "Goolzoom.")

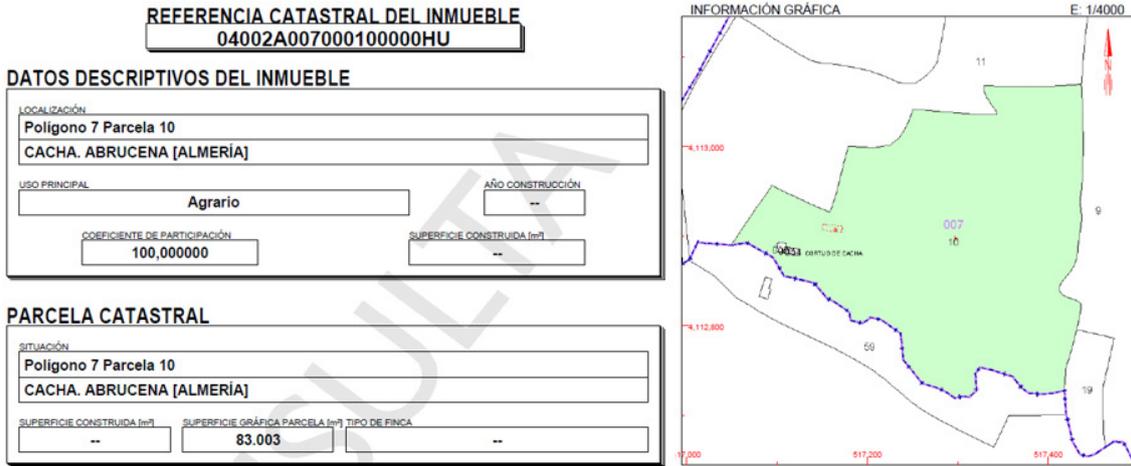


Ilustración 31. Referencia catastral Parcela 10 del Polígono 007. (Fuente: "Goolzoom.")

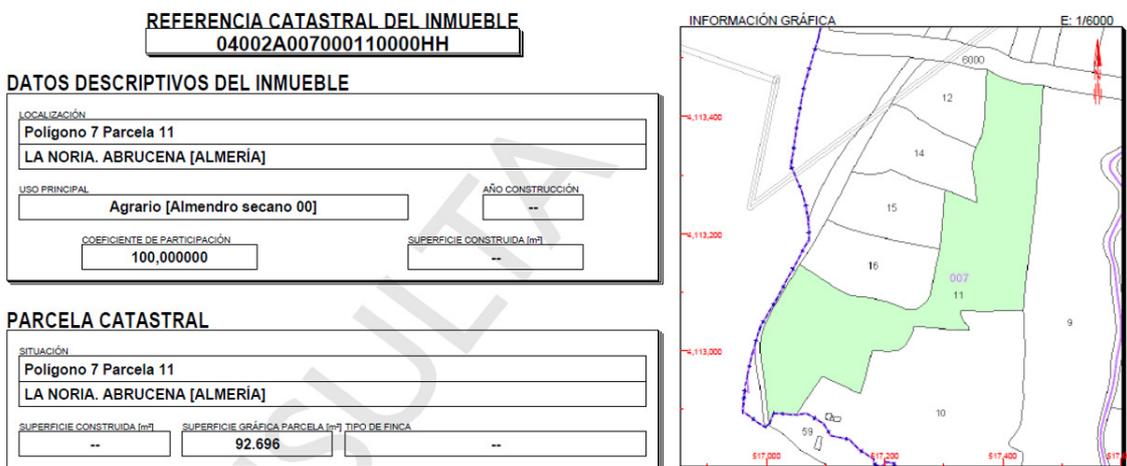


Ilustración 32. Referencia catastral Parcela 11 del Polígono 007. (Fuente: "Goolzoom.")

La extensión total de terreno es de 283 000 m², la cual es más que suficiente para la proyección de la planta. Sin embargo, cabe destacar que existen construcciones puntuales tanto en la Parcela 9 como en la Parcela 10 que se tratará de dejar intactas y con una cierta separación a los módulos, con el objetivo de independizar ambas zonas, tanto por funcionalidad como para evitar proyección de sombras.

Debido al carácter académico del presente proyecto se considera que pese a que el uso principal del suelo es agrario según los datos de catastro, al constituir la planta una instalación beneficiosa para el pueblo de Abrucena, el ayuntamiento facilitará las tramitaciones oportunas para hacer posible la construcción de la misma.

En cuanto a las características técnicas más significativas del emplazamiento cabe destacar que presenta una cota entorno a los 800 m de altura, con pendientes inferiores al 5% tanto en dirección N-S como en dirección E-O. Finalmente cabe comentar que aquellos desniveles puntuales que sí presenten una pendiente superior al 5% serán acondicionados con pequeños movimientos de tierra, de forma que se consiga un terreno con una pendiente homogénea inferior al 5%.

6.2. Cartas solares

La carta solar se trata de una representación bidimensional de la trayectoria descrita por el Sol en un determinado lugar para diferentes momentos del año. En su eje horizontal encontramos el acimut solar y en el eje vertical la elevación solar. Se trata de una herramienta de gran utilidad para evaluar por ejemplo las pérdidas en el generador fotovoltaico debido a las sombras que inciden sobre su superficie, consideración que se tendrá en cuenta posteriormente en la parte de diseño y cálculos. Mediante la utilización del Software libre efectuado por el *Solar Radiation Monitoring Department* de la Universidad de Oregón, se ha obtenido la carta solar del emplazamiento destinado para la instalación de la planta solar fotovoltaica, desde el solsticio de Diciembre al de Junio.

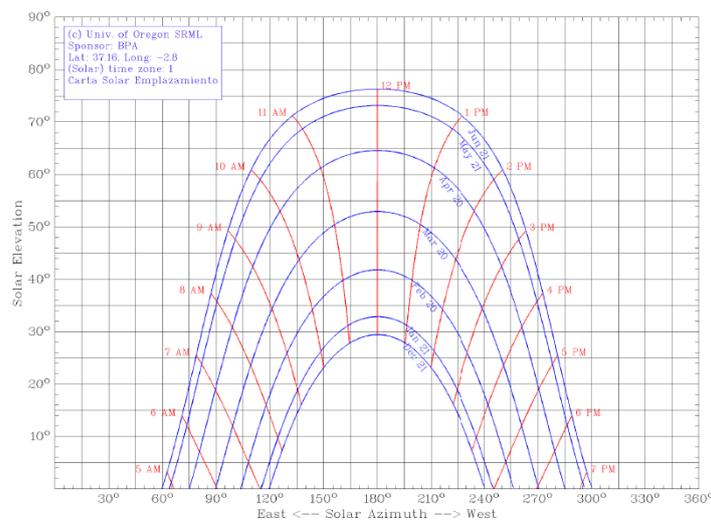


Ilustración 33. Carta solar del emplazamiento de Diciembre a Junio. (Fuente: “Universidad de Oregón”).

Finalmente cabe destacar que la carta solar muestra en sus franjas rojas la hora solar, la cual puede no coincidir con la hora estándar del lugar que se esté representando. En el caso de España, durante la estación de invierno, la hora estándar es una hora más que la hora solar mientras que en la estación de verano, la hora estándar son dos horas más que la hora solar. Esta simple consideración resulta de vital importancia para poder interpretar correctamente la carta solar del lugar de interés.

7. Comparativa de los sistemas a 1500 V frente a los de 1000 V

En la actualidad, salvo posibles excepciones puntuales, las instalaciones solares fotovoltaicas se proyectan en dos posibles niveles de tensión en la parte de corriente continua, 1000 VDC O 1500 VDC. Dichas tensiones se corresponden tanto con la máxima tensión de operación de las entradas del inversor, como la máxima tensión de operación de los módulos solares con respecto a tierra. Esto se debe a que cuando se realiza una agrupación en serie de módulos, la tensión que ve cada módulo con respecto a la estructura conectada a tierra sobre la que está instalado aumenta a medida que se van conectando módulos, con lo que existe una limitación en cuanto a la cantidad de módulos que se pueden conectar en serie sin sobrepasar dicha tensión.

Pese a que el ratio €/W de los componentes que trabajan a 1500 V es más elevado que los de 1000 V, el precio del BOS (Balance of System) se reduce significativamente. Así pues, los sistemas a 1500 V permiten configuraciones de strings con un 50% más de módulos e inversores con una potencia de salida entre el 10% y el 40% mayor. Esto implica que se requerirán menos inversores para obtener la potencia de salida deseada, empleando menor cantidad de strings y cuadros de conexión, incurriendo directamente en la necesidad de emplear menos cableado y mano de obra. Se estima que con la configuración de 1500 V se reduce entorno al 30% la utilización de componentes y se mejora significativamente el rendimiento de la planta al trabajar a una tensión un 50% mayor. Por tanto, se deduce que la utilización de tensiones mayores permite reducir el precio del BOS en la proyección de una instalación fotovoltaica. Sin embargo, a día de hoy en Europa se ha llegado al máximo de lo que se considera baja tensión. Este límite viene impuesto por el IEC y toda tensión por encima de 1500 V se considera media tensión, la cual cuenta con unos estándares diferentes que incrementan significativamente tanto los costes de producción de los componentes como las consideraciones y restricciones a tener en cuenta en la proyección de la instalación. Por todo ello se decide utilizar la tensión de 1500 VDC para la proyección de la instalación fotovoltaica. Finalmente cabe destacar que, si existe una fuerte demanda por parte del mercado en el aspecto de reducir los costes debido al incremento de la tensión de operación, en un futuro próximo podría incurrir en cambios normativos.

8. Normativa aplicable

Como en cualquier proyecto técnico resulta fundamental cumplir la normativa vigente, tanto a nivel nacional como a nivel autonómico, así como tener en cuenta las recomendaciones existentes en torno al mismo. A continuación, se recogen de forma resumida las que se han tenido en cuenta en el citado proyecto:

- Reglamento electrónico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC).
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- Norma UNE-HD 60364-4-43. *Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-43: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra las sobretensiones.*
- Norma UNE-EN 50618. *Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.*
- Norma UNE-HD 60364-5-52. *Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.*
- Norma UNE 21144-1-1. *Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades.*
- Norma UNE-EN 60269-6. *Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica.*
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC LAT.
- Recomendación UNESA “Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación”.

- Norma UNE-HD 60364-5-54. *Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-54: Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra y conductores de protección.*
- Documento de Iberdrola MT 2.23.35. *“Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20 kV”*
- UNE EN 60099-5. *Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización.*

Los puntos consultados y utilizados de cada normativa se especifican en los apartados de diseño y cálculos correspondientes.

9. Descripción y selección de los elementos principales de la planta

9.1. Piranómetro

En este punto se realiza la selección del piranómetro. Previa a la implantación de cualquier instalación fotovoltaica se requiere conocer con certeza los niveles de radiación, de manera que puedan utilizarse tanto para decidir la ubicación óptima de la misma, como para realizar todos los cálculos pertinentes, tanto en la fase de diseño como en la fase del estudio económico. A día de hoy existen muchas aplicaciones de código libre que permiten realizar simulaciones para conocer la irradiación de un determinado lugar basándose tanto en históricos como en supuestas mediciones, pero en inversiones de plantas grandes no basta con fiarse de dichas estimaciones, y por ello se suelen colocar tanto piranómetros como albedómetros para disponer de datos fiables. Asimismo, la labor de estos dispositivos no termina en la fase de estudio y diseño. Una vez construida la planta suelen ser utilizados a modo de monitorización, con el objetivo de detectar posibles fallos en el funcionamiento de la planta. Ello se debe a que se mide la radiación incidente en cada momento y se estima la potencia que debe estar generando la planta, si discrepa significativamente de la teórica, puede deberse a diferentes fallos, como por ejemplo seguidores solares estropeados. Para la selección del mismo se ha recurrido a una de las empresas líderes en el mercado en la venta de estos productos. Se trata de la empresa Kipp and Zonen, la cual presenta un grandísimo abanico de posibilidades. El piranómetro finalmente seleccionado es el **modelo CMP3** cuyas características se presentan a continuación:

Rango espectral (total)	300 a 2800 nm
Sensibilidad	5 a 20 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$
Tiempo de respuesta	18 s
Offset cero radiación térmica	$< 15 \text{ W}/\text{m}^2$
Offset cero cambio temperatura	$< 5 \text{ W}/\text{m}^2$
Error direccional (hasta 80° a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$)	$< 20 \text{ W}/\text{m}^2$
Sensibilidad depen. Temp. (-10°C a $+40^\circ\text{C}$)	$< 5 \%$
Rango temperatura de operación	(-40°C a $+80^\circ\text{C}$)
Irradiancia solar máxima	$2000 \text{ W}/\text{m}^2$
Campo de visión	180°

Tabla 1. Características técnicas del piranómetro modelo CMP3.

Según el fabricante se trata de uno de los piranómetros más ligeros y sencillos de la marca, dispone de una cúpula de cristal de 4mm y un sellado que le permite trabajar en el exterior de forma continua expuesto a condiciones meteorológicas adversas. Como ya se expuso anteriormente, el rango espectral que es capaz de medir engloba completamente las longitudes de onda que contribuyen a la generación de electricidad en las placas solares. Asimismo, dispone de una visera solar acoplada, conectores impermeables y sistema de nivelación integrado. Se vende ya precableado y con 10 m de cable para facilitar su instalación. El piranómetro CMP3 no requiere de alimentación, ya que toma la energía necesaria para su funcionamiento de la propia radiación incidente. En caso de querer medir la radiación de albedo se puede instalar fácilmente dos piranómetros CMP3 espalda contra espalda para tal propósito. Finalmente, una de las aplicaciones recomendadas para el CMP3 según el fabricante es precisamente la de monitorización para aplicaciones de energía solar, que es justamente la que se buscaba.

9.2. Generador fotovoltaico

En las instalaciones fotovoltaicas los módulos se agrupan en serie o paralelo para formar el denominado generador fotovoltaico. A la conexión en serie de los módulos se le denomina cadena o string, cuya tensión será igual a la suma de la tensión entregada por cada módulo. En instalaciones de cierto tamaño como la que se pretende proyectar en el presente trabajo, cada string suele estar protegido por un fusible colocado en su extremo final. Asimismo, el cableado de varios strings se suele agrupar en los denominados cuadros de conexión, los cuales permiten la desconexión de los mismos mediante un interruptor-seccionador. Previo a la comparación y elección del módulo fotovoltaico a utilizar, conviene tener en cuenta las tendencias actuales en la proyección de instalaciones de media-alta potencia. En primer lugar, existe una fuerte tendencia por utilizar módulos de elevada potencia unitaria (>300W). Esto es así debido a que la diferencia actual entre módulos de idéntica tecnología, pero de diferente potencia es significativamente reducida. Esto sumado al hecho de que emplear módulos más potentes implica menor cantidad de módulos y por tanto una reducción importante del coste de transporte, montaje y mantenimiento, justifican enormemente dicha tendencia. Asimismo, hay que tener en cuenta que sobre las placas más usadas incurren fuertes descensos en el precio de mercado debido a la optimización en la fabricación de las mismas y la competitividad entre empresas. En este caso es la tecnología policristalina la que cuenta con esta ventaja. Es por ello que el resto de tecnologías presentan un ratio €/Wp mayor y resultan menos rentables. En el caso de las placas más modernas como las bifaciales o las de tecnología PERC, las cuales según fabricantes presentan potencias y rendimientos muy superiores a los módulos estándar, dado que no se cuenta con plantas instaladas con suficiente tiempo como para poder verificar su rentabilidad a largo plazo, aún hay cierta reticencia en su uso, aunque con el paso del tiempo son muchas las empresas que están animándose a utilizarlas. Finalmente cabe destacar la gran diferencia de precio que existe entre paneles fabricados en países europeos frente a países asiáticos. Teniendo en cuenta dichas consideraciones se ha realizado una búsqueda consultado paneles fotovoltaicos tanto de empresas españolas como de empresas extranjeras (Eurener, ATERSA, SunPower, Jinko Solar, Panasonic, LG, QCELLS, LONGi Solar, Trinasolar...), seleccionando de cada tecnología los paneles más competitivos. Finalmente se han seleccionado los paneles siguientes:

	Jinko Solar/ JKM330PP-72-V	Trinasolar/ DEG14.40(II)	LONGI SOLAR /LR6-72PH 370M
Características eléctricas (STC: 1 kW/m², 25 °C +- 2 °C y AM 1,5)			
Potencia Máxima (Pmax)	330 W	360 W	370 W
Eficiencia del módulo (%)	17,01	18,03	19,1
Corriente pto. Max. Pot (Imp)	8,74 A	9,26 A	9,39 A
Tensión pto. Max. Pot (Vmp)	37,8 V	38,9 V	39,4 V
Corr. en Cortocircuito (Isc)	9,14 A	9,79 A	6,48 A
Ten. de Circuito Abierto (Voc)	46,9 V	47,2 V	48,3 V
Tolerancia de Potencia	0/+3 %	0/+5 W	+3
Máxima serie de fusibles (A)	15	15	20
Máxima Tensión del Sistema	DC 1500 V	DC 1500 V	DC 1500 V
Características de temperatura			
Coeficiente de Temp. de Isc	0,06 %/°C	0,05 %/°C	0,057 %/°C
Coeficiente de Temp. De Voc	- 0,30 %/°C	- 0,29 %/°C	- 0,286 %/°C
Coeficiente de Temp. De P	- 0,40 %/°C	- 0,39 %/°C	- 0,380 %/°C
Temp. Func. Normal de la Célula	45+-2 °C	44+-2 °C	45+-2 °C
Temp. funcionamiento	-40 °C a +85 °C	-40 °C a +85 °C	-40 °C a +85 °C
Especificaciones mecánicas			
Dimensiones (mm +- 2 mm)	1956x992x40	1984x998x7.6	1956x991x45
Máx. carga estática, frontal	5400 Pa	5400 Pa	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior	2400 Pa	2400 Pa	2400 Pa

Peso (+/- 0.5 kg)	26,5 kg	28 kg	26,5 kg
Materiales de construcción			
Células	72/Policristalina 156x156 mm	72/Monocristalina 156x156 mm	Monocristalina PERC
Cristal delantero	Templado ultra claro de 4 mm	Templado de 2,5 mm	Templado ultra claro anti reflejante
Marco	Aleación de aluminio anodizado	Aleación de aluminio anodizado	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP67	IP67	IP67
Cables	Cable Solar 4 mm ² 1.100 mm	Cable Solar 4 mm ² 1.400 mm	Cable Solar 4 mm ² 1.200 mm
Conectores	MC4 compatible	MC4 compatible	MC4 compatible

Tabla 2. Características de los módulos candidatos.

Para realizar la comparativa y selección del módulo utilizado, por simplicidad, se procede a ser llamados según el nombre del fabricante.

En cuanto a las características eléctricas, los tres módulos cuentan con diodos by-pass incorporados en sus respectivas cajas de conexión y presentan una potencia unitaria elevada (>300W), sin embargo, es el módulo de LONGI Solar el que dispone de mayor potencia de los tres. Fijándonos en las características de temperatura se observa como de nuevo es el módulo LONGI Solar el que presenta mayor estabilidad térmica al disponer de menores pérdidas de potencia a altas temperaturas. Los tres módulos presentan dimensiones semejantes, exceptuando el grosor del módulo de Trinasolar, el cual es significativamente más delgado que los otros. Seguidamente resulta de vital importancia destacar las diferentes tecnologías de los módulos. El módulo de Jinko Solar emplea tecnología de silicio policristalino, la cual presenta beneficios en climas cálidos como el de Abrucena, ya que es capaz de absorber con mayor velocidad el calor y es afectado en menor medida por el sobrecalentamiento. El módulo de Trinasolar cuenta con tecnología monocristalina, más indicada para climas fríos con frecuente formación de tormentas o niebla, que es capaz de absorber mejor la radiación difusa y soporta menos los sobrecalentamientos. El módulo de LONGI Solar emplea tecnología PERC y silicio monocristalino. La tecnología PERC se basa en recuperar y aprovechar parte de la radiación que se desperdiciaba en los módulos estándar. Mediante la utilización de una capa especial de aislante situada entre el silicio monocristalino y la capa de aluminio posterior se consigue una mayor captación de luz y de electrones, generando más corriente y por tanto aumentar la potencia del módulo hasta valores como el mostrado (370 W).

Finalmente hay que incurrir en el punto quizás más importante a la hora de decidir, el factor económico. La instalación proyectada se trata de una instalación de 10 MWp, lo que implica que va a estar compuesta por muchos paneles agrupados en strings. Es por ello que la relación €/Wp es un parámetro fundamental a tener en cuenta, incurriendo en los otros aspectos ya expuestos si la diferencia en este parámetro no es significativa.

	JKM330PP-72-V	DEG14.40(II)	LR6-72PH 370M
Precio sin IVA (€)	88,50	135,23	170,69
€/W	0,27	0,37	0,46

Tabla 3. Factores económicos de los módulos candidatos.

Así pues, teniendo en cuenta todo lo expuesto en este apartado, el módulo elegido es el modelo de **Jinko Solar/ JKM330PP-72-V**.

9.3. Caja de conexiones

La caja de conexiones se trata de un dispositivo que permite la conexión en paralelo de un conjunto de strings de forma segura, mediante la incorporación de elementos de protección como fusibles e interruptores-seccionadores. Asimismo, estos dispositivos a día de hoy cuentan con sistemas de monitorización que permiten detectar averías y mejorar el rendimiento. En este caso se ha seleccionado la caja de conexiones **SMA String-Monitor SSM-U2415**, cuyas características principales se presentan a continuación:

Datos Técnicos	SMA String-Monitor SSM-U2415
Carcasa	
Montaje exterior	En sombra
Características de combustión	Autoextinguible, libre de halógenos
Protección IP según IEC 60529	IP54
Resistencia rayos UV según IEC 61010-1	Sí
Datos mecánicos	
Anchura de carcasa	600 mm
Altura de carcasa incluyendo cables string	1.055 mm
Profundidad de carcasa	300 mm
Peso máximo según número de entradas	34 kg
Distancia mínima entre carcasa y suelo	800 mm
Datos eléctricos	
Tensión asignada	1500 VDC
Corriente asignada $I_{CCmáx}$ para 50 °C	315 A
Corriente máxima por entrada de medición	17,5 A
Característica de los fusibles	gPV integrados en el cableado
Número de entradas de string	24
Interruptor-Seccionador de potencia CC	400 A
Activación Interruptor-Seccionador carga	Máximo 200 ciclos de conmutación
Descargador de sobretensión CC	Tipo II, $I_{nom}= 20$ KA, $I_{máx}= 40$ KA
Transferencia de datos	Fibra óptica
Condiciones ambientales	
Rango temperatura funcionamiento	-40°C a +60°C
Humedad relativa del aire	0% a 95%
Altura máxima sobre nivel mar	2000 m/ 4000m (derrateo)

Tabla 4. Características generales SMA String-Monitor SSM-U2415.

Al disponer los fusibles integrados en el propio cable se reduce gran cantidad de espacio dentro de la caja, así como se reduce considerablemente la generación de calor en el interior de la misma.

9.4. Inversor

El inversor constituye uno de los elementos más importantes en una instalación fotovoltaica, ya que permite transformar la energía eléctrica generada en los paneles (corriente continua) a corriente alterna (50 Hz o 60 Hz) para poder conectarse a la red eléctrica. Para ello, partiendo

de un bus de corriente continua y mediante un adecuado gobierno de los disparos de los tiristores que incorpora, se consigue generar la onda senoidal deseada. Cabe comentar que para gobernar las órdenes de disparo de los tiristores en la actualidad se utilizan una gran cantidad de formas de modulación distintas. Además, las empresas invierten mucho dinero y esfuerzo en conseguir modulaciones que permitan conseguir objetivos concretos (reducción de armónicos, mayores índices de modulación, optimizar rendimientos...). Normalmente para instalaciones de pequeña potencia (<5kW) la conexión a red se puede hacer en monofásica. En este caso dado que la instalación proyectada supera con creces dicha potencia (10MWp) la conexión a red tiene que hacerse en configuración trifásica. Además de generar la onda senoidal, el inversor conectado a red tiene que cumplir una serie de funciones básicas:

- Ser capaz de sincronizar la onda generada con la onda de la red eléctrica.
- Trabajar como una fuente de corriente obligando a los módulos a trabajar próximos al punto de máxima potencia en función de las condiciones atmosféricas de cada momento. Para ello existe un sistema de control encargado de monitorizar y actuar fijando la corriente entregada por los módulos.
- Servir de aislamiento galvánico entre la red y la instalación. Para ello suelen llevar incorporados unos transformadores de relación 1:1 tras la modulación de la onda. En el caso de inversores de gran potencia (>250 kW) como en el caso que nos ocupa, esta función queda realizada por el transformador que hay previo a la conexión a red en media tensión y por tanto no lo incorpora.

Una vez conocidas las principales funciones que ha de cumplir el inversor, se requiere conocer de forma resumida, las posibles formas en las que se puede integrar el inversor en la instalación:

- **Inversor central:** Se trata de un único inversor al que se le conectan todas las ramas de paneles fotovoltaicos, siendo por tanto su tensión de entrada la correspondiente a la tensión de cada string y su corriente de entrada la correspondiente a la suma de las corrientes proporcionadas por cada rama.
- **Múltiples inversores:** Se trata de una disposición en la que se cuenta con varios inversores de forma que una parte determinada de la instalación se conecta a un determinado inversor. Con ello se consigue no depender únicamente de un inversor, repartiendo la potencia total de la planta en varios inversores. Esta disposición además permite en instalaciones grandes, poder tener zonas con diferentes niveles de irradiancia u orientación.
- **Disposición maestro-esclavo:** Se trata de un concepto que busca como objetivo optimizar el rendimiento en el proceso de conversión de CC a CA. Para ello se disponen múltiples inversores de menor potencia y se configura uno de ellos como maestro, siendo el resto los esclavos. Así pues, en momentos de baja irradiancia como por ejemplo durante el amanecer, únicamente trabajará el inversor maestro, pudiendo lidiar con toda la potencia generada por la planta en ese punto y por tanto, dado que se encontrará trabajando cerca del punto de potencia nominal del inversor, trabajará con un rendimiento muy alto. A medida que el día avanza y el nivel de irradiancia y por tanto de potencia generada aumenta, el inversor maestro ordenará entrar a trabajar a los esclavos para trabajar en conjunto, siempre de forma que se disponga de rendimientos de conversión muy elevados.

- **Inversores modulares:** Se trata de una disposición en la que cada módulo cuenta con su propio inversor de pequeña potencia, de forma que se independizan las condiciones de funcionamiento de cada módulo y se dota a la instalación de mayor estabilidad.

Cabe destacar que éstas son sólo algunas de las formas más comunes de implementar el inversor en la instalación y que por tanto, en función del tipo de instalación particular que se vaya a realizar, se podría disponer de otras configuraciones igualmente válidas. Llegados a este punto se requiere una elección justificada de la disposición que se va a emplear en la instalación proyectada. Las principales desventajas que presentan las configuraciones de inversor central y disposición maestro-esclavo residen en el hecho de que una avería en el inversor central o el maestro, implica una caída completa de la instalación. Dado que la instalación proyectada es de 10 MWp este tipo de acontecimientos no pueden tolerarse y por tanto estas opciones quedan descartadas. En cuanto a la opción de los inversores modulares, debido a la elevada potencia de la planta, se requeriría de muchísimos puntos de conexión y cables para poder centralizar todo el flujo de potencia hasta el transformador, con la consiguiente complejidad de montaje y posibilidad de averías. Es por ello que se decide utilizar la configuración de varios inversores trifásicos de elevada potencia en paralelo, obteniendo así una buena relación entre número y simplicidad de conexiones con continuidad de servicio ante averías. De igual modo que con los módulos, actualmente existe una fuerte tendencia por colocar inversores de la mayor potencia posible. Esto se debe a que si se compara el coste, transporte, montaje y puesta en marcha de inversores lo más potentes posible frente a más cantidad de inversores de menor potencia, el resultado es mucho más favorable. Teniendo en cuenta todo lo expuesto en este apartado, la disposición seleccionada es la de utilizar dos inversores trifásicos de 5 MW trabajando en paralelo. En este caso se opta por dos estaciones de potencia **MV Power Station 5000SC-EV** de la **marca SMA**. Se trata de una estación de potencia que incorpora en transformador de media tensión, dos inversores trifásicos de potencia y las celdas (línea, medida y protección), en un contenedor de 12,2 metros de largo.



Ilustración 34. Estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV de SMA. (Fuente: " <https://www.sma.de/es/sala-de-prensa/noticias-actuales/detalles-de-las-noticias/news/2307-para-centrales-fotovoltaicas-de-nueva-generacion-sma-medium-voltage-power-station-4400sc5000s.html>").

Las especificaciones técnicas más significativas son las siguientes:

Datos Técnicos	MV Power Station 5000SC-EV
Entrada de CC	
Tensión de entrada máx.	1500 V
Rango tensión MPP (a 25 °C/ a 50 °C)	De 850 V a 1425 V/1275 V

Número entradas MPP independientes	2
Corriente máx. entrada (a 25 °C/ a 50 °C)	2 x 3000A / 2 x 2700 A
Número de entradas de CC	48
Tamaños fusibles disponibles (por entrada)	200A, 250A, 315A, 350A, 400A
Salida (CA) lado de media tensión	
Potencia CA con $\cos\phi=1$ (a 25 °C/ a 50 °C)	5000 kVA / 4500 kVA
Tensiones nominales CA	6,6 kV hasta 35 kV
Grupo de conexión del transformador	Dy11y11
Sistema refrigeración transformador	Baño aceite con refrig. forzada
Corriente máx. salida (a 33 kV)	88 A
Pérdidas en vacío del trafo (a 33 kV)	3,5 kW
Pérdidas de cortocircuito del trafo (a 33 kV)	40,5 kW
Coef. Distorsión máxima	< 3%
Factor de potencia a potencia asignada	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo
Inversores de potencia	
Rendimiento máximo	98,4 %
Tensión de salida del inversor	660 V
Dispositivos de protección	
Dispositivo de desconexión en la entrada	Interruptor-seccionador CC
Punto de desconexión lado de salida	Interruptor de potencia de media
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión tipo I
Resistencia a arcos voltaicos	IAC 20 kA 1s
Datos generales	
Dimensiones del contenedor	12,2 m x 2,9 m x 2,4 m
Peso	< 26 T
Rango temperatura funcionamiento	-25 °C a +55 °C
Autoconsumo (máx./carga parcial/avg)	< 16,2 kW / < 3,6 kW / < 4 kW
Autoconsumo (en espera)	< 600 W
Altitud máx. de funcionamiento	1000 m
Equipamiento	
Conexión de CC	Terminal de anillo o barra colectora
Conexión CA, lado media tensión	Conector acodado de cono exterior
Protocolos de comunicación	Ethernet, Modbus

Tabla 5. Características técnicas de la estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV de SMA.

Sin duda la principal ventaja de la estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV reside en que incluye todos los elementos necesarios para poder conectar la instalación a la red y además viene todo ensamblado y precableado de fábrica.

9.5. Estructura soporte

Como ya se ha comentado en apartados anteriores, los módulos fotovoltaicos aprovechan la radiación solar para, mediante el efecto fotoeléctrico, producir energía eléctrica. Es por ello que el ángulo de incidencia de los rayos del Sol sobre éstos constituye un parámetro fundamental. Dado que el Sol, fijando el sistema de referencia sobre un observador situado en la superficie de la Tierra, realiza un movimiento sobre la bóveda celeste en el que varía tanto su ángulo acimutal (movimiento de rotación de la Tierra) como su ángulo de inclinación (movimiento de traslación de la Tierra), la estructura soporte sobre la que se colocan los módulos ha de disponer de unos ángulos óptimos para maximizar la captación de radiación en caso de estructuras fijas o utilizar sistemas de seguimiento solar. Asimismo, la función principal de la estructura soporte consiste en fijar los módulos sólidamente al suelo, teniendo en cuenta las posibles inclemencias del tiempo (viento, granizo,...) permitiendo la circulación de aire alrededor de los paneles para dotarlos de una mayor refrigeración.

Así pues, las estructuras soporte pueden clasificarse a grandes rasgos en dos modalidades:

- **Estructuras fijas:** Se trata de estructuras en las que la posición del módulo adquiere un ángulo de acimut e inclinación fijos. A su vez estas estructuras pueden subdividirse en:
 - Estructuras sobre pared.
 - Estructuras sobre mástil.
 - Estructuras sobre suelo con diversos tipos de anclajes (zapatas, perfiles hincados, pernos,...).
 - Estructuras sobre cubiertas planas o inclinadas.
- **Estructuras móviles:** Se trata de estructuras que permiten, mediante la utilización de un sistema de seguimiento solar, el movimiento del módulo para optimizar la captación de radiación solar.

Dentro de los seguidores solares se pueden distinguir dos tipos de sistemas:

- **Sistemas pasivos:** Se trata de sistemas que provocan el movimiento mediante la utilización de depósitos orientados al este y al oeste, cargados de un líquido de bajo punto de ebullición, de forma que cuando el Sol sale por el este en las primeras horas de la mañana, el líquido que se encuentra en el depósito orientado al este se calienta, pasando a estado gaseoso y provocando que se traslade al depósito orientado al oeste, el cual al estar en sombra y a menor temperatura, hace que el líquido se condense. Esto provoca un desbalance de pesos que hace rotar la estructura. El principal inconveniente de este tipo de sistemas es que hay un periodo de tiempo en el que mientras el líquido se está calentando, los módulos no se encuentran orientados adecuadamente.
- **Sistemas activos:** Se trata de sistemas en los que el movimiento se produce como consecuencia de la utilización de un motor eléctrico, el cual requiere de un cierto consumo de energía eléctrica. El control de dicho motor se realiza electrónicamente, de forma que oriente los paneles al Sol, ya sea mediante el cálculo de su posición

astronómica o mediante la utilización de sensores que buscan la máxima iluminación. Finalmente, estos sistemas suelen contar con posiciones de seguridad frente a viento y granizo, colocando los módulos en posición horizontal y vertical respectivamente. En este caso los sistemas activos pueden subdividirse a su vez en:

- **Sistemas de un solo eje:** En este caso el seguimiento del Sol se puede realizar según el ángulo de acimut (movimiento de traslación) o según el ángulo de inclinación (movimiento de traslación).
- **Sistemas de dos ejes:** En este caso se realiza un seguimiento óptimo del Sol, obteniendo los mayores niveles de captación de energía posibles.

Pese a que la utilización de sistemas de seguimiento solar aumenta la cantidad de energía producida por los paneles a lo largo del año, la utilización de los mismos acarrea mayores costes, tanto de la propia estructura cómo de mantenimiento, derivados de los posibles fallos en los sistemas móviles. Para poder evaluar la posible utilización de seguidores solares en el presente proyecto, se recurre a los datos derivados de estudios realizados y a los resultados obtenidos mediante programas de simulación.

Seguidores Solares	Mejora rendimiento	Aumento coste inst.	Aumento coste mant.
1 Eje	15%-25%	5-10%	5%
2 Ejes	35%	12%	5%

Tabla 6. Estimación en la utilización de seguidores solares. (Fuente: "Instalaciones solares fotovoltaicas, Miguel Moro Vallina").

Los datos de seguidores solares de un eje mostrados recogen tanto los seguidores de eje horizontal como los de eje vertical. Normalmente los seguidores de eje vertical aportan rendimientos un poco mayores que los de eje horizontal, a costa de requerir más espacio para la instalación en plantas grandes. En cuanto al intervalo del coste, se hace referencia a que dependiendo del tipo de terreno que se disponga, el coste de instalación de los seguidores de eje horizontal varía en ese rango, manteniéndose el valor superior del intervalo en el caso de seguidor de eje vertical debido a las grandes cimentaciones y estructuras que requieren independientemente del tipo de terreno.



Ilustración 35. Ejemplo del tamaño de la cimentación requerida para seguidor de eje vertical. (Fuente: "MECA SOLAR").

Asimismo, se ha recurrido al programa de simulación ya utilizado anteriormente PVGIS para estimar las posibles mejoras de rendimiento de la instalación en el emplazamiento destinado a ello.

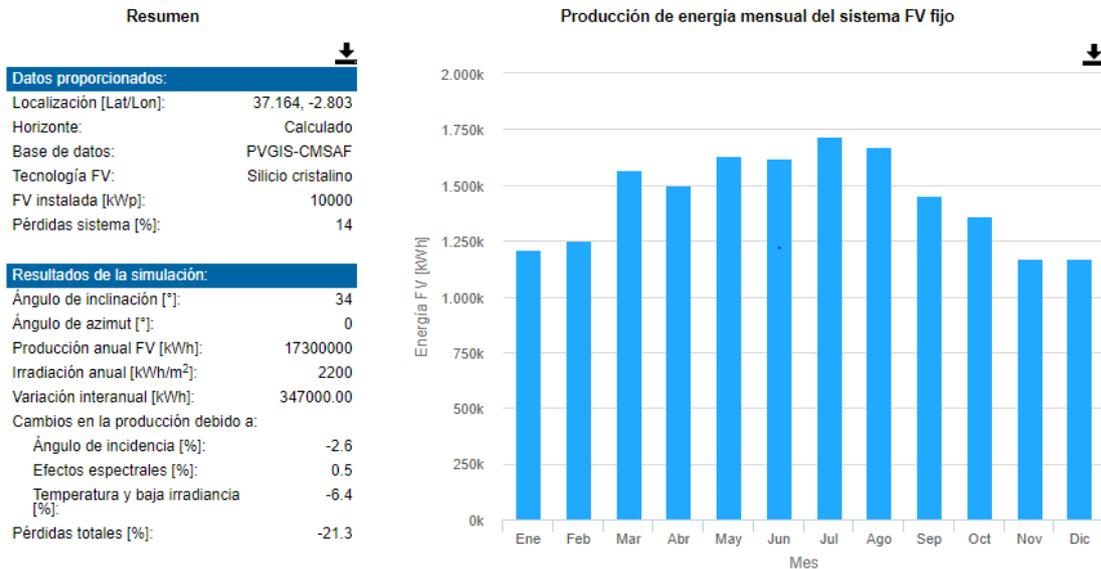


Ilustración 36. Simulación de producción de energía con sistema de eje fijo. (Fuente: "PVGIS").

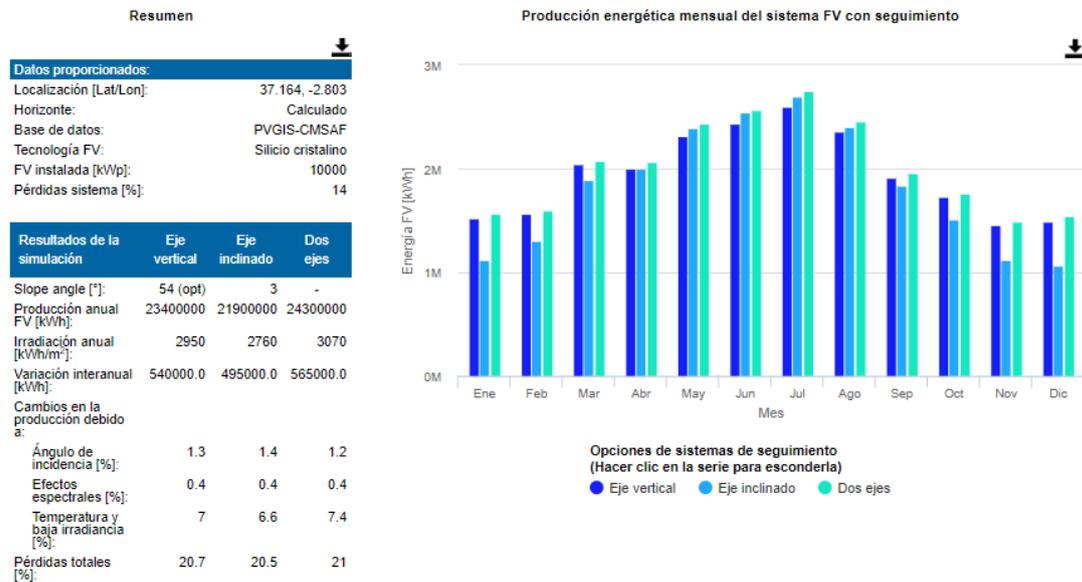


Ilustración 37. Simulación de producción de energía con sistemas de ejes móviles. (Fuente: "PVGIS").

Cabe destacar que para todas las simulaciones se ha tenido en cuenta el mismo porcentaje de pérdidas aproximado, de forma que puedan compararse objetivamente los incrementos de rendimiento de los seguidores solares frente al soporte de eje fijo. En todos los casos los módulos han sido orientados al sur (ángulo de acimut 0°). Asimismo, se ha forzado al software a fijar el ángulo de inclinación óptimo para el sistema fijo y seguidor de 1 eje vertical, dejando el ángulo que presenta la propia pendiente del terreno en el caso del seguidor de 1 eje horizontal.

Estructura soporte	Producción anual	Mejora rendimiento
Fijo	17,3 GWh	0%
Seguidor 1 eje horiz.	21,9 GWh	26,58%
Seguidor 1 eje vert.	23,4 GWh	35,26%
Seguidor 2 ejes	24,3 GWh	40,46%

Tabla 7. Resultados de la simulación de las posibles estructuras soporte.

Finalmente, considerando los incrementos en el coste de la instalación mencionados anteriormente, y asumiendo de forma conservadora que el mantenimiento de los seguidores de uno y dos ejes es el mismo (realmente los seguidores a dos ejes, al disponer de un motor por eje y dos ejes móviles, los fallos mecánicos y la necesidad de mantenimiento es mayor que en los de un eje), se presenta el ratio de la mejora de rendimiento con respecto al incremento del coste tanto en los valores obtenidos de bibliografía como de los simulados.

Estructura soporte	Ratio datos bibliográficos	Ratio datos simulados
Seguidor solar 1 eje horiz.	4	5,32
Seguidor solar 1 eje vert.	2,5	3,53
Seguidor solar de 2 ejes	3,5	4,04

Tabla 8. Ratio "Mejora de rendimiento/Incremento del coste" para las posibles estructuras soporte.

9.6. Seguidor solar

En este apartado se pretende seleccionar el seguidor solar de un eje a emplear, partiendo de los resultados obtenidos en el apartado anterior. Previo a la selección de la estructura de soporte con seguidor a utilizar, resulta de vital importancia conocer las características del terreno sobre el que se van a instalar. Los parámetros más importantes a tener en cuenta son la superficie de terreno disponible, la pendiente tanto en eje N-S como en E-O y la estructura física del suelo.

En este caso la extensión de terreno, pese a que se dispone de tres parcelas extensas, existen zonas en las cuales hay construcciones que limitan el espacio existente para disponer los módulos. Asimismo, se cuenta con una pendiente en ambos ejes de menos del 5 %, realizando pequeños movimientos de tierra en posibles zonas puntuales con mayores desniveles tras la fase de desbrozar y acondicionar el terreno. Finalmente, para conocer la estructura física del terreno se requiere de un estudio geotécnico previo. En este caso, debido al carácter académico de presente proyecto, se va a asumir un suelo cohesivo de consistencia firme. En el caso de utilizar seguidores de un eje vertical, dado que como muestra la *Ilustración 35*, se trata de estructuras de gran altura, las sombras proyectadas obligan a separar significativamente unas estructuras de otras, con lo que la necesidad de gran cantidad de terreno se hace necesaria. Este hecho sumado a que cada estructura alberga una cantidad reducida de módulos, junto con el coste de instalación de las mismas, se descarta definitivamente la utilización de este tipo de seguidor.

Así pues, teniendo en cuenta las consideraciones expuestas, se ha seleccionado la estructura soporte con seguidor de eje horizontal **STI-H1250** del fabricante **STI norland**, cuya instalación se

realiza mediante el sistema de hinca directa, al ser las características del suelo óptimas para ello y además el sistema más económico de montaje. A continuación, se presentan las especificaciones técnicas más significativas del producto, el las cuales ya se ha especificado las consideraciones concretas del proyecto, teniendo en cuenta los resultados obtenidos del cálculo del número total de strings requeridos en la planta.

Datos Técnicos	STI-H1250
Características generales	
Tipo de seguidor	Seguidor de 1 eje horizontal
Estructura	Centralizado
Ratio de cobertura en el suelo (GCR)	41 %
Área del conjunto montado	3049,5 m ²
Dimensiones (Módulos de 72 células, 1/CGR=4.1 y 1500V)	
Módulos por viga de torsión	54
Nº de vigas de torsión	12
Potencia pico instal. (módulos de 330 Wp)	213,84 kWp
Altura del módulo seguidor en horizontal 0°	1,5 m
Accionamiento de giro	
Tipo de accionamiento	Electromecánico rotativo
Consumo eléctrico del accionamiento	< 0,5 Kwh/día
Potencia del motor	260W/24VDC self-powered
Especificaciones mecánicas	
Rango de giro	110°(+/-55°)
V máx. viento (en posición horizontal)	140 Km/h
Estructura	Acero galvanizado en caliente
Topografía máxima	5% N-S / 5% E-W
Sistema de control	
Control de seguimiento	Algoritmo astronómico con PLC
Exactitud	+/- 0,01°
Gestión de sombras	Backtracking
Gestión de viento	Abanderamiento personalizable
Estándar de comunicaciones	Modbus RS485 o wireless
Mantenimiento	
Mantenimiento	Mínimo (Revisión anual)

Tabla 9. Especificaciones técnicas seguidor solar de eje horizontal STI-H1250 del fabricante STI norland.

A modo de ejemplo gráfico se presenta una ilustración de la estructura con seguir solar de eje horizontal STI-H1250, la cual, aunque no se corresponda exactamente con la disposición a emplear, permite hacerse una idea de la disposición constructiva de la misma.



Ilustración 38. Estructura del seguidor solar de eje horizontal STI-H1250. (Fuente: "Catálogo STI norland").

En la *Ilustración 38* se puede observar como un único motor dispuesto de forma central permite el movimiento E-O de todos los strings simultáneamente.

Finalmente resulta interesante mencionar y tratar de explicar el sistema de gestión de sombras "backtracking" que el seguidor solar STI-H1250 lleva incorporado. Como ya se ha comentado anteriormente, las sombras provocan grandes pérdidas de generación de energía, es por ello que los fabricantes han desarrollado sistemas electrónicos como el "backtracking" que persiguen reducir estas pérdidas. Este sistema se trata de un algoritmo que controla el motor que provoca el giro E-O de los strings, de forma que hace girar las filas de paneles para que se proyecten la menor cantidad de sombra de unas filas a otras. Esta acción se realiza principalmente en las primeras y últimas horas del día cuando el Sol se encuentra con un ángulo de elevación reducido.

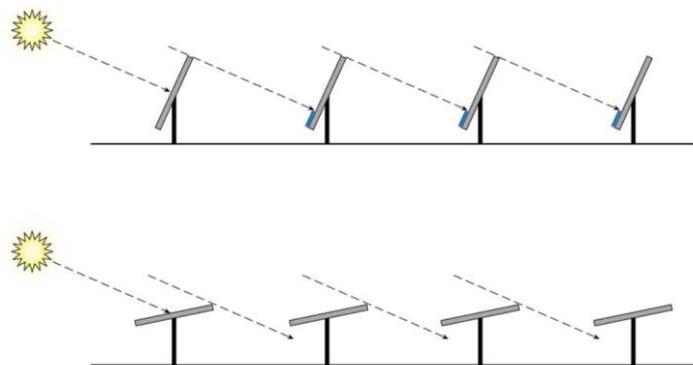


Ilustración 39. Funcionamiento simplificado del sistema de gestión de sombras backtracking. (Fuente "<https://solarprofessional.com/articles/products-equipment/racking/pv-trackers#.W-M9zJNKjcc>").

Mediante este sistema se consiguen ganancias energéticas anuales de hasta un 5% en comparación a si no llevara integrado dicho sistema. Esta mejora se produce debido a que las sombras tienen una repercusión negativa mayor que el beneficio de la incidencia no perpendicular de los rayos del Sol en las primeras y últimas horas del día.

9.7. Sistema de monitorización y control SCADA

La planta proyectada cuenta con un sistema de monitorización y control SCADA montado de fábrica tanto en las cajas concentradoras de conexiones como en la estación de potencia de SMA. La función principal del citado sistema es la de comunicar e interconectar los sistemas de medida de energía, las estaciones de potencia, los generadores fotovoltaicos, los sistemas de medida de la estación meteorológica y el resto de elementos auxiliares que puedan aportar información al sistema. Por lo tanto, en la pantalla de la sala de control del SCADA se mostrará como mínimo:

- Corriente y tensiones de los strings.
- Contadores de inyección a red.
- Contadores de la estación de potencia.
- Datos meteorológicos
- Información de las celdas de MT.
- Valores eléctricos de la estación de potencia e inversores.

Las cajas concentradoras de conexiones están equipadas de serie con comunicación mediante cable Ethernet. En este caso se toma como esquema de interconexión el mostrado como una de las opciones por el fabricante SMA.

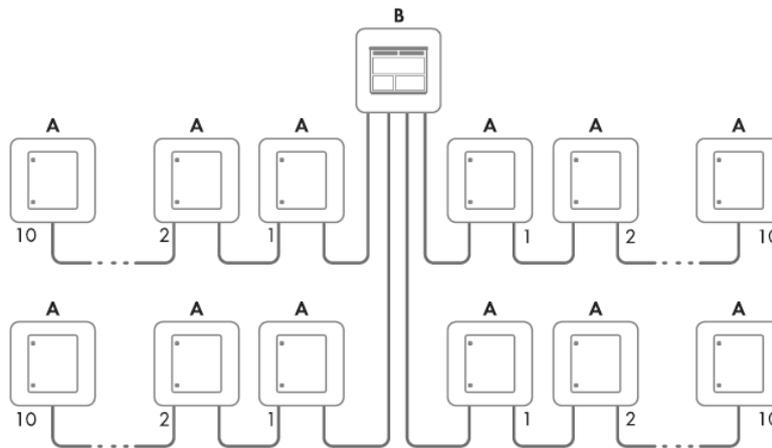


Ilustración 40. Topología de la red SCADA con SMA String-Monitor. (Fuente "Catálogo SMA")

Dado que los cables de comunicación se tienden por las mismas zanjas que los de distribución eléctrica, se utilizará fibra óptica para poder salvar las distancias existentes, las cuales superan los 100 m y en cuyo caso el fabricante recomienda emplear. En este caso, y dado que queda fuera del alcance de este trabajo académico, la implantación y diseño del mismo se subcontrata.

9.8. Sistemas de seguridad y vigilancia

La planta proyectada cuenta con un sistema de seguridad compuesto por un vallado perimetral y cámaras térmicas para controlar los posibles accesos a la misma. De igual modo que en el caso del SCADA, la implantación y diseño de dicho sistema queda subcontratado.

CÁLCULOS JUSTIFICADOS

1. Configuración y número de paneles solares

En este apartado se pretende calcular tanto el número total de módulos requerido en la planta como la agrupación en serie máxima de los mismos, de forma que se obtenga la agrupación en strings óptima. A continuación, se expone de forma justificada las hipótesis y ecuaciones empleadas para dicho cálculo.

En primer lugar, se determina el número total de paneles necesarios para alcanzar la potencia proyectada. En las hojas de características de los módulos fotovoltaicos, los fabricantes ofrecen el dato de “potencia máxima” o “potencia pico”. Así pues, dado que se conoce el dato de potencia pico de la planta, el cálculo del número total de módulos necesarios se realiza de la forma siguiente:

$$N_{\text{total_módulos}} = P_{\text{pico_planta}}/P_{\text{pico_módulo}} \quad (3)$$

Particularizando para la *Ecuación (3)*:

$$N_{\text{total_módulos}} = 10 \text{ MW}_p/330 \text{ W}_p = 30304 \text{ módulos}$$

En el caso de partir del dato de la potencia nominal de la planta en lugar de la potencia pico, se requiere incrementar dicha potencia entre un 10% y un 20% para obtener la potencia pico aproximada y poder ejecutar el cálculo utilizando la *Ecuación (3)*.

Seguidamente se requiere conocer las temperaturas límite entre las que trabajan las células del módulo fotovoltaico. De modo conservador, se considera que la temperatura mínima de la célula será la misma que la temperatura ambiente mínima del lugar, ya que es la temperatura más desfavorable que las células de un módulo podrían alcanzar en caso de que éste permaneciera en sombra y fuera anulado por el diodo by-pass durante un largo periodo de tiempo el día más frío del año. Esta situación implica que dichas células no reciben energía para aumentar su temperatura ni por la radiación solar al estar en sombra, ni la propia disipada como consecuencia de la generación de electricidad, ya que al estar anulado no circula corriente a su través. Por tanto:

$$T_{\text{min_célula}} = T_{\text{mín_ambiente}} \quad (4)$$

Particularizando para la *Ecuación (4)*:

$$T_{\text{min_célula}} = -6^{\circ}\text{C}$$

Para el cálculo de la temperatura máxima de la célula se considera el día más caluroso del año y un nivel de irradiancia máximo mediante la siguiente expresión:

$$T_{\text{máx_célula}} = T_{\text{máx_ambiente}} + G * (TONC - 20)/800 \quad (5)$$

Siendo:

- G= Irradiancia en la superficie, la cual puede considerarse de 1000 W/m² un día soleado con el Sol en su punto más alto.
- TONC= Temperatura de operación nominal de la célula, la cual se encuentra en la hoja de características del módulo y se da para un nivel de irradiancia de 800 W/m², una temperatura ambiente de 20°C y una velocidad del viento de 1 m/s.

Particularizando para la *Ecuación (5)*:

$$T_{\text{máx_célula}} = 41,2 + 1000 * (45 - 20)/800 = 73^{\circ}\text{C}$$

Cabe destacar que las temperaturas máximas y mínimas ambiente han sido obtenidas de datos históricos del lugar.

A continuación, previo a la definición de las hipótesis de cálculo de la cantidad de módulos a conectar en serie que constituye el string, se requiere tener en cuenta una serie de consideraciones:

- La tensión entregada por un módulo depende directamente de la temperatura de sus células, así pues, a mayor temperatura, menor tensión y viceversa. Dicho efecto se contabiliza en el parámetro "Coeficiente de temperatura de V_{oc}" proporcionado por el fabricante. En este caso -0,3 %/°C.
- Para que el string se encuentre trabajando en el punto de máxima potencia MPP gobernado por el inversor, se requiere que la tensión de operación del string se encuentre dentro del rango de tensiones de MPP facilitado en la hoja de características del inversor.
- Para evitar peligros y daños constructivos, la tensión máxima del string ha de ser menor que la tensión máxima del sistema VDC del módulo. En este caso dicha tensión son 1500 V.

Las hipótesis de cálculo son las siguientes:

- La tensión máxima del string ha de ser inferior a la máxima tensión del seguidor de MPP del inversor. La máxima tensión del string se da cuando los módulos se encuentran en circuito abierto con las células a temperatura mínima V_{oc(Tmín)}.

$$V_{\text{oc(Tmín)}} = V_{\text{oc}} + V_{\text{oc}} * C_{\text{coef_temp_Voc}}/100 * (T_{\text{mín_célula}} - 25) \quad (6)$$

$$N_{\text{máx_mod_serie}} = V_{\text{máx_MPP(25}^{\circ}\text{C)}}/V_{\text{oc(Tmín)}} \quad (7)$$

Dado que se está trabajando con la hipótesis anterior de temperatura ambiente mínima, se toma el valor de la tensión máxima del seguidor del MPP del inversor para la temperatura más baja de las dos ofrecidas por el fabricante, en este caso 25°C.

Particularizando para las *Ecuaciones (6) y (7)*:

$$V_{oc(T_{\min})} = 46,9 + 46,9 * -0,3/100 * (-6 - 25) = 51,26 \text{ V}$$

$$N_{\text{máx_mod_serie}} = 1425/51,26 = 27,79 \text{ módulos}$$

- La tensión mínima del string ha de ser superior a la mínima tensión del seguidor de MPP del inversor. La mínima tensión del string se da cuando los módulos se encuentran trabajando en el punto de máxima potencia con las células a temperatura máxima $V_{mpp(T_{\max})}$.

$$V_{mpp(T_{\max})} = V_{mpp} + V_{mpp} * C_{\text{coef_temp_}V_{oc}}/100 * (T_{\text{máx_célula}} - 25) \quad (8)$$

$$N_{\text{máx_mod_serie}} = V_{\text{mín_MPP}(50^{\circ}\text{C})}/V_{mpp(T_{\max})} \quad (9)$$

Dado que se está trabajando con la hipótesis anterior de temperatura ambiente máxima, se toma el valor de la tensión mínima del seguidor del MPP del inversor para la temperatura más alta de las dos ofrecidas por el fabricante, en este caso 50°C.

Particularizando para las *Ecuaciones (8) y (9)*:

$$V_{mpp(T_{\max})} = 37,8 + 37,8 * -0,3/100 * (73 - 25) = 32,35 \text{ V}$$

$$N_{\text{mín_mod_serie}} = 850/32,35 = 26,27 \text{ módulos}$$

Por todo ello, se emplean **strings de 27 módulos** conectados en serie. Dado que la configuración de los strings es fija, se requiere calcular el número total de strings necesarios para alcanzar la potencia pico de la planta.

$$N_{\text{strings_totales}} = N_{\text{total_módulos}} / N_{\text{módulos_string}} \quad (10)$$

Particularizando para la *Ecuaciones (10)*:

$$N_{\text{strings_totales}} = 30304/27 = 1122,37 \text{ strings}$$

Por lo tanto, se toman **1123 strings**, obteniendo una potencia de pico de la planta de 10005930 Wp, valor muy ligeramente superior al proyectado.

Finalmente resulta necesario hacer una serie de comprobaciones:

- La corriente total de los strings conectados al inversor ha de ser menor que la corriente máxima de entra del mismo. Para ser conservador, se ha supuesto la situación más

desfavorable, la cual se da para la temperatura ambiente máxima del inversor (50°C) y la corriente de cortocircuito de los módulos I_{sc} .

$$C_{total_strings} = N_{strings} * I_{sc} < C_{máx_entr(50^{\circ}C)} \quad (11)$$

Particularizando para la Ecuaciones (11):

$$C_{máx_string} = 1123/2 * 9,14 = 5132,11 \text{ A} < 5400 \text{ A}$$

Cumple

- La tensión máxima de entrada al inversor ha de ser menor a 1500 V. Dicha comprobación se cumple forzosamente ya que el diseño de los strings se ha realizado para que no se supere la tensión máxima del seguidor MPP del inversor en la situación más desfavorable, y dicha tensión es menor que 1500 V.

2. Número y disposición de los seguidores solares

En este apartado se pretende estructurar la cantidad y disposición de las estructuras soporte con seguidor solar de eje horizontal, teniendo en cuenta las distancias necesarias entre strings para evitar sombras y la existencia de pasillos que permitan el trasiego de vehículos destinados al mantenimiento de la planta. Partiendo de los resultados obtenidos en el apartado anterior, se busca la cantidad total de seguidores requeridos.

Número de módulos totales	30321 módulos
Número de módulos por string	27 módulos
Número de strings totales	1123 strings
Número de estructuras completas	46 estructuras de 24 strings
Número de estructuras modificadas	1 estructura de 19 strings

Tabla 10. Cálculo del número total de estructuras soporte con seguidor solar STI-H1250.

Para el cálculo de la separación mínima entre filas de módulos se ha recurrido al *Anexo III del Pliego de condiciones del IDAE*, el cual establece que “la distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno”. Asimismo, en dicho anexo se presenta un método simplificado para el cálculo de dicha distancia. Debido al carácter académico del presente proyecto se plantea el cálculo de forma puramente trigonométrica y posteriormente se verificará mediante el uso del método propuesto.

Teniendo en cuenta el texto citado de la IDAE, se requiere conocer la posición del Sol dos horas antes y después del mediodía solar del solsticio de invierno (aprox. 21 de Diciembre). Para ello se recurre a la carta solar del emplazamiento mostrada en la *Ilustración 33*, obteniendo así los ángulos de acimut y elevación requeridos.

Solsticio de invierno	Ángulo elevación γ	Ángulo acimut ψ
10:00 h solar	23,5°	-30°
14:00 h solar	23,5°	30°

Tabla 11. Ángulos de elevación y acimut entorno al mediodía del solsticio de invierno.

Para poder deducir de forma trigonométrica las fórmulas de cálculo se recurre a un par de esquemas gráficos de la situación de estudio.

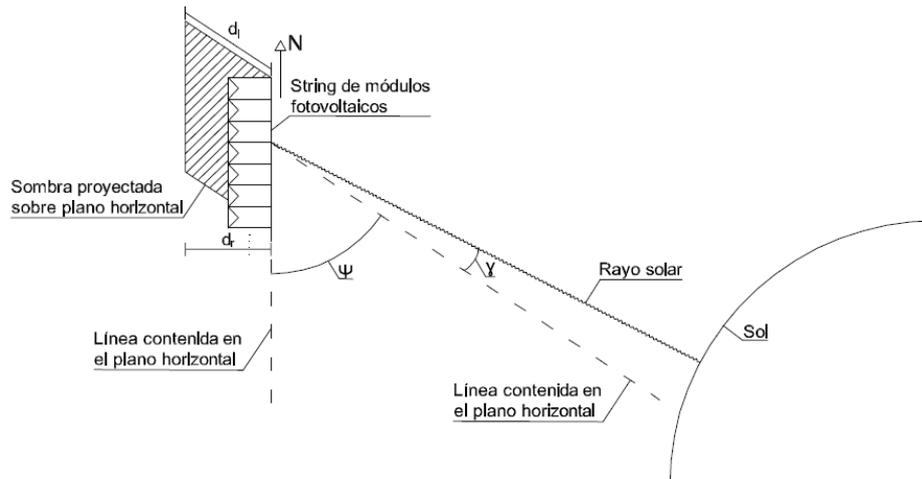


Ilustración 41. Esquema 3D de la situación de cálculo de la distancia entre strings.

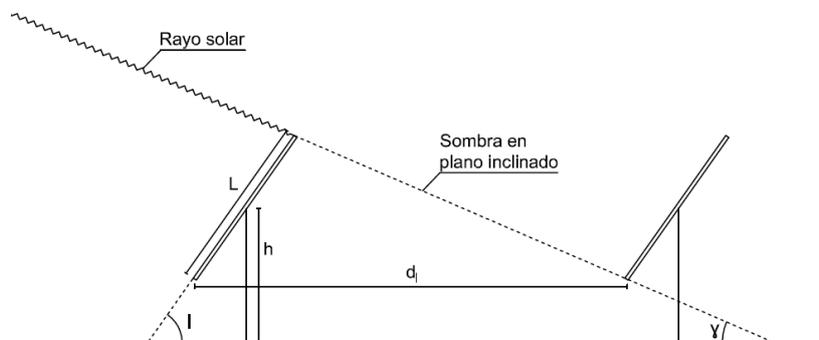


Ilustración 42. Esquema 2D de la situación de cálculo de la distancia entre strings.

La principal consideración a tener en cuenta reside en que la distancia “ d_i ” del esquema mostrado en la *Ilustración 42* se trata de una distancia inclinada, acorde a la mostrada en la *Ilustración 41*. Es por ello que una vez calculada dicha distancia se podrá obtener la distancia de separación real entre paneles “ d_r ” mediante la expresión:

$$d_r = d_i * \cos \psi \tag{12}$$

Así pues, del esquema mostrado en la *Ilustración 42* se obtiene la distancia “ d_i ” de la siguiente forma:

$$d_I = L * \cos I + L * \sin I / \tan \gamma \quad (13)$$

Introduciendo los datos necesarios se obtiene la distancia buscada.

Datos Iniciales	
L	1,956 m
I	55°
Resultados	
d _i (2)	4,8 m
d _r (1)	4,16 m

Tabla 12. Resultados del cálculo de la distancia entre filas de módulos por el método trigonométrico.

Finalmente, dicha distancia se calcula mediante la utilización de la fórmula descrita en el Anexo III del Pliego de condiciones del IDAE.

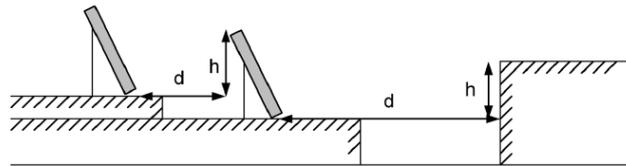


Ilustración 43. Esquema para el cálculo de la distancia entre filas de paneles. (Fuente: "Anexo III del Pliego de condiciones del IDAE").

Así pues, en el citado Anexo se propone la siguiente expresión de cálculo:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{L * \sin I}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (14)$$

Dicha distancia hace referencia según la Ilustración 43 a la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente. Dado que se busca la distancia entre los apoyos de los strings, la fórmula a emplear es la siguiente:

$$d_r = d + L * \cos I \quad (15)$$

Introduciendo los datos necesarios se obtiene la distancia buscada.

Datos Iniciales	
L	1,956 m
I	55°
Latitud	37,16°

Resultados	
d (3)	3,63 m
d _r (4)	4,75 m

Tabla 13. Resultados del cálculo de la distancia entre filas de módulos por el método propuesto el en Pliego de condiciones del IDAE.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos por ambos métodos se toma una distancia final de 5 m entre los soportes de las filas de paneles. La disposición final de las estructuras se muestra en el *Plano 3* adjunto, en el cual se ha dejado 6 m de distancia entre soportes de estructuras adyacentes para así facilitar el tránsito de vehículos destinados al mantenimiento y limpieza de la planta.

3. Número y disposición de las cajas de conexiones

Se dispone una caja de conexiones en cada una de las estructuras soporte de seguidor de eje horizontal bajo alguno de los cuatro paneles adyacentes al motor, de forma que se mantenga en sombra. Así pues, serán necesarias un total de **47 cajas de conexiones**.

Finalmente, el fabricante establece una ecuación de cálculo para comprobar si la caja de conexiones seleccionada es adecuada para los valores de corriente máximas en la planta proyectada:

$$I_{\text{string_máx}} = I_{\text{cc_máx}}/N_{\text{entradas_string}} \leq 17,5 \quad (16)$$

Siendo:

- $I_{\text{cc_máx}} = 315$ A para una temperatura ambiente de hasta 50°C.

Particularizando para la *Ecuación (16)*:

$$I_{\text{string_máx}} = 315/24 = 13,125 \text{ A} \leq 17,5 \text{ A}$$

Cumple

4. Cableado y cálculos eléctricos de baja tensión (BT)

4.1. Criterios, normativa y consideraciones

Para el diseño y cálculo del cableado de baja tensión de la instalación proyectada, se recurre a la instrucción técnica complementaria ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión junto con determinadas Normas UNE de aplicación en instalaciones fotovoltaicas. Asimismo, se tiene en cuenta las consideraciones expuestas en el Pliego de Condiciones del IDAE. Los criterios utilizados para el dimensionado de las secciones de los cables a emplear son el criterio térmico y el de caída de tensión. Para ello se han de tener en cuenta las pautas generales descritas en la bibliografía citada:

- ITC-BT-40:
 - La corriente de diseño no puede ser menor al 125% de la corriente máxima del generador.

- La caída de tensión entre el generador y la red pública ha de ser inferior al 1,5% para la corriente nominal. En este caso se considera la estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV como punto de conexión con la red pública.
- Norma UNE 50618:
 - Los conductores han de ser de cobre y los alambres recubiertos de una capa continua de estaño.
- Pliego de condiciones del IDAE:
 - Conductores positivos y negativos separados y protegidos.
 - Conductores de cobre.
 - Cableado de doble aislamiento y uso de intemperie.

Una consideración muy importante a tener en cuenta es que las condiciones de trabajo de los conductores en las instalaciones fotovoltaicas son significativamente más exigentes que en instalaciones comunes, ya que la planta se encuentra a la intemperie. Por ello la norma UNE 50618:2015 recoge las características que los conductores destinados a este tipo de instalaciones han de cumplir.

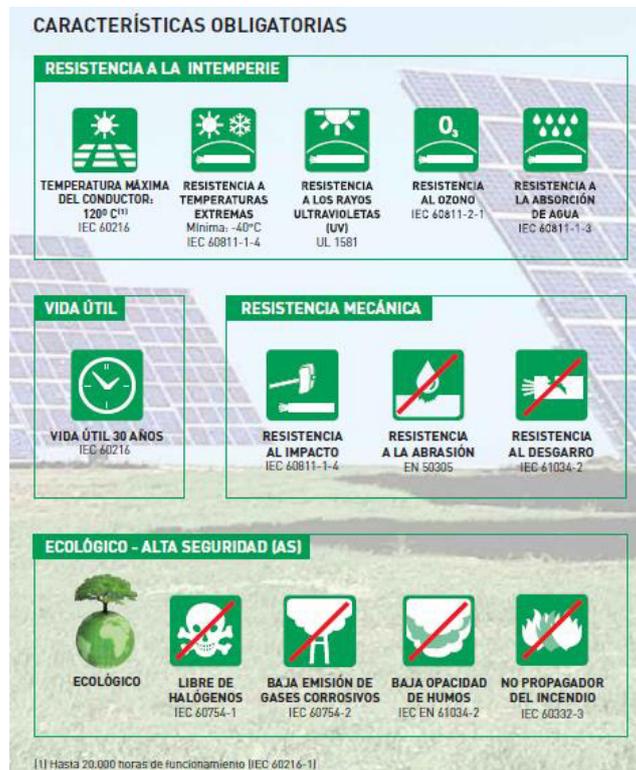


Ilustración 44. Resumen de las características necesarias de los cables destinados a instalaciones fotovoltaicas. (Fuente: "General Cable").

Los cables empleados en la instalación proyectada son los cables **Exzhellent Solar ZZ-F(AS)** y **XZ1FA3Z-K (AS)**, del fabricante **General Cable**. Se trata de cables destinados específicamente a instalaciones fotovoltaicas, cumpliendo con los requisitos normativos obligatorios mencionados anteriormente. A continuación, se muestran las características constructivas más significativas de ambos conductores:

EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 KV DC – 0,6/1 KV AC	
Conductor	Cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F)
Aislamiento	Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
Cubierta	Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)

Tabla 14. Características constructivas cable EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 KV DC – 0.6/1 KV AC. (Fuente: “Cable Solar”).

EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 KV DC – 0,6/1 KV AC	
Conductor	Cobre clase 5 para servicio fijo (-K)
Aislamiento	Polietileno Reticulado XLPE (X)
Aislamiento de Armadura	Poliolefina libre de halógenos (Z1)
Armadura	Fleje corrugado de AL (FA3)
Cubierta	Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)

Tabla 15. Características constructivas cable EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 KV DC – 0.6/1 KV AC. (Fuente: “Cable Solar”).

El resto de normas empleadas para fines específicos se citan y ejecutan en los apartados concretos del desarrollo de cálculo. Finalmente, y de acuerdo con el *Plano 3* adjunto, la parte de baja tensión de la planta se divide en dos tramos principales, de los strings a las cajas de conexiones y de las cajas de conexiones a las estaciones de potencia.

4.2. Tramo 1: Generadores fotovoltaicos/Cajas de conexiones

En este apartado se aborda el conexionado de los strings de cada bloque soporte de seguidor horizontal con su respectiva caja concentradora de conexiones. La conexión en serie de los módulos que componen cada string se realiza en configuración al tresbolillo, empleando los cables de 4 mm² con conectores MC4 que disponen de fábrica. Mediante dicha conexión se ahorra el cable de retorno. La única restricción que se ha de cumplir para poder realizar una conexión al tresbolillo es que la longitud del cable del módulo sea mayor que el ancho del módulo. Acudiendo a la *Tabla 2* se observa cómo se cumple la restricción solicitada.

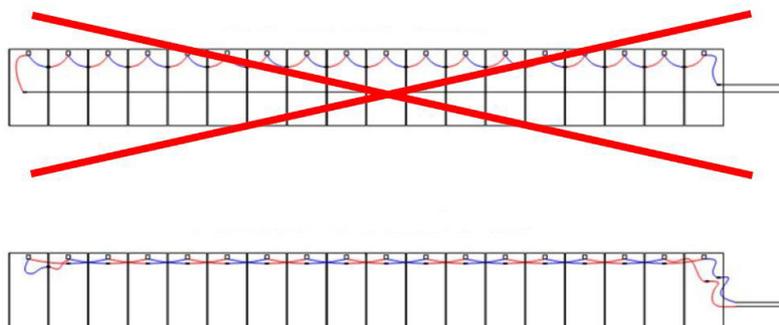


Ilustración 45. Ejemplo de interconexión común (arriba) vs interconexión al tresbolillo (abajo).

El cableado que va desde cada string a la caja concentradora de conexiones se realiza principalmente sobre bandeja perforada o bajo zanja. En ambos casos se recurre a la instrucción técnica ITC-BT-07, la cual especifica que para conductores de cobre la sección mínima a emplear es de 6mm².

Pese a que la distribución en zanja sea más económica que la distribución en bandeja perforada, debido a la topología concreta de la estructura soporte, en caso de distribuir por zanja, ante cualquier avería con la planta ya montada, se requeriría gran cantidad de mano de obra para poder desmontar los paneles de la estructura y poder acceder a la zanja. Es por ello por lo que se opta por emplear bandeja perforada, la cual discurre paralelamente al eje que permite el movimiento de todos los módulos.

Por tanto resumiendo las condiciones de contorno del tramo 1 se tiene:

- Temperatura ambiente máxima de 41,2°C.
- Sección mínima de 6 mm² de cobre.
- El tramo discurre sobre bandeja perforada con un máximo de 24 cables agrupados.
- Sobre los conductores incide cierta radiación solar.
- El conductor empleado es el EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 KV DC-0,6/1 KV AC.

4.2.1. Criterio térmico

Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente:

$$I_{\text{diseño}} = 1,25 * I_{\text{máx_gen.}} \quad (17)$$

Siendo:

- $I_{\text{máx_gen.}}$ = Corriente máxima que es capaz de entregar el generador fotovoltaico, la cual de forma conservadora se tomará como la corriente de cortocircuito a máxima temperatura de las células.

Anteriormente se dedujo que dicha temperatura máxima es 73°C. Por lo tanto:

$$I_{\text{máx_gen.}} = I_{\text{SC}(T_{\text{máx}})} = I_{\text{SC}} + I_{\text{SC}} * C_{\text{coef_temp_Isc}}/100 * (T_{\text{máx_cél.}} - 25) \quad (18)$$

Particularizando para la *Ecuación (18)*:

$$I_{\text{máx_gen.}} = I_{\text{SC}(T_{\text{máx}})} = 9,14 + 9,14 * 0,06/100 * (73 - 25) = 9,4 \text{ A}$$

Luego según *Ecuación (17)*:

$$I_{\text{diseño}} = 1,25 * 9,4 = 11,75 \text{ A}$$

La condición que se ha de cumplir es:

$$I_{\text{adm}} * \prod F_i \geq I_{\text{diseño}} \quad (19)$$

Siendo:

- I_{adm} = Corriente máxima admisible que puede circular por el cable.
- $\prod F_i$: Productorio de los factores de reducción a aplicar a dicha corriente debido a las situaciones particulares del tramo proyectado.

I_{adm} se obtiene de la Tabla A.3 del Anexo A de la norma UNE 50618.

Por tanto:

$$I_{adm} = 70 \text{ A.}$$

Al discurrir el tramo sobre bandeja perforada, se dispone de un método de instalación F según la Tabla A.52.3 de la norma UNE-HD-60364-5-52.

En este caso particular se disponen de factores de reducción debido a:

- **Factor de reducción por agrupamiento ($F_{agrup.}$):** La norma UNE 50618 redirige a la Tabla B.52.17 de la norma UNE-HD-60364-5-52. Pese a que los cables discurren sobre bandeja perforada, dado que van a ir en dos filas en contacto de 12 conductores, se considera tomar la disposición 1 de la tabla para así obtener un coeficiente más restrictivo e ir del lado de la seguridad. Por lo tanto:

$$F_{agrup.} = 0,52$$

- **Factor de reducción por radiación solar ($F_{rad.sol.}$):** El apartado B.52.2.3 de la norma UNE-HD-60364-5-52 redirige a las normas IEC 60287. Asimismo, en su apartado 522.11 especifica: “*debe seleccionarse una canalización adecuada o disponer de una pantalla adecuada*”. Por ello se emplea bandeja perforada con tapa, minimizando así la exposición directa a la radiación solar. Sin embargo, pese a que la canalización esté tapada, los cables experimentan un aumento de la temperatura debido a la cesión del calor de la misma, la cual sí recibe radiación directa del Sol. Es por ello, y teniendo en cuenta las consideraciones de las normas IEC 60287:

$$F_{rad.sol.} = 0,9$$

Finalmente, particularizando para la *Ecuación (19)*:

$$70 * 0,52 * 0,9 \geq I_{diseño} = 11,75 \text{ A}$$

Cumple

Se observa cómo debido al requisito de sección mínima de 6 mm^2 , y pese a haber sido muy conservador en cuanto a la selección de los factores de reducción, se dispone de un coeficiente de seguridad de 3. Esto muestra que para el tramo 1, el criterio térmico no es el crítico.

Cabe destacar que los módulos llevan integrados de serie cables de sección 4mm^2 y que éstos han de ser igualmente capaces de cumplir el criterio térmico, así pues, sustituyendo de nuevo en la *Ecuación (19)* para los valores de sección de 4mm^2 se obtiene:

$$55 * 0,52 * 0,9 \geq I_{\text{diseño}} = 11,75 \text{ A}$$

Cumple

4.2.2. Criterio de caída de tensión

Para este primer tramo se permite una caída de tensión máxima de 0,3% para la corriente nominal en el punto de máxima potencia para la temperatura máxima de la célula ($I_{\text{mpp}(T_{\text{máx.}})}$).

$$I_{\text{mpp}(T_{\text{máx.}})} = I_{\text{mpp}} + I_{\text{mpp}} * C_{\text{coef_temp_Isc}}/100 * (T_{\text{máx.cél.}} - 25) \quad (20)$$

Particularizando para la *Ecuación (20)*:

$$I_{\text{mpp}(T_{\text{máx.}})} = 8,74 + 8,74 * 0,06/100 * (73 - 25) = 8,99 \text{ A}$$

La ecuación que permite obtener la caída de tensión porcentual es:

$$\Delta U(\%) = \frac{\rho_{(T_{\text{máx.serv.}})} * L * 2 * I_{\text{mpp}(T_{\text{máx.}})} * 100}{S * V_{\text{mpp}(T_{\text{máx.}})} * N} \quad (21)$$

Siendo:

- $\rho_{(T_{\text{máx.serv.}})}$ = Resistividad del cobre a la temperatura máxima de servicio, la cual se considera 120°C .
- L = Longitud de cada string a la caja concentradora de conexiones.
- S = Sección del conductor.
- $V_{\text{mpp}(T_{\text{máx.}})}$ = Tensión en el punto de máxima potencia a temperatura máxima de la célula.
- N = Número de módulos en serie que compone cada string, en este caso 27 módulos.

$$\rho_{(T_{\text{máx.serv.}})} = \frac{1}{58} * (1 + 0,00393 * (T_{\text{máx.serv.}} - 20)) \quad (22)$$

Particularizando para la *Ecuación (22)*:

$$\rho_{(T_{\text{máx.serv.}})} = \frac{1}{58} * (1 + 0,00393 * (120 - 20)) = 0,024 \Omega * \text{mm}^2/\text{m}$$

Para la *Ecuación (21)*, las distancias se obtienen del *Plano 3* adjunto, siguiendo la nomenclatura allí mostrada. Finalmente se presentan los resultados:

Tramo	Longitud (m)	Sección mín. (mm ²)	Sección final (mm ²)	Caída U real (%)
A-BOX	31	5,11	6	0,255
B-BOX	26	4,28	6	0,214
C-BOX	21	3,46	6	0,173
D-BOX	16	2,64	6	0,132
E-BOX	11	1,81	6	0,091
F-BOX	6	0,99	6	0,049
G-BOX	1	0,16	6	0,008
H-BOX	6	0,99	6	0,049
I-BOX	11	1,81	6	0,091
J-BOX	16	2,64	6	0,132
K-BOX	21	3,46	6	0,173
L-BOX	26	4,28	6	0,214
M-BOX	31	5,11	6	0,255
N-BOX	26	4,28	6	0,214
Ñ-BOX	21	3,46	6	0,173
O-BOX	16	2,64	6	0,132
P-BOX	11	1,81	6	0,091
Q-BOX	6	0,99	6	0,049
R-BOX	0,2	0,03	6	0,002
S-BOX	6	0,99	6	0,049
T-BOX	11	1,81	6	0,091
U-BOX	16	2,64	6	0,132
V-BOX	21	3,46	6	0,173
W-BOX	26	4,28	6	0,214

Tabla 16. Resultados de las secciones por criterio de caída de tensión según normativa para el Tramo 1.

Se observa como para la sección mínima de 6 mm² se cumple holgadamente la caída de tensión máxima impuesta para este tramo. Así pues, finalmente se emplea cable de **6 mm²** de sección para todo el primer tramo.

4.3. Tramo 2: Cajas de conexiones/Estaciones de potencia

En este apartado se aborda el conexionado que va de cada caja concentradora de conexiones a la estación de potencia correspondiente según *Plano 3* adjunto.

El cableado se realiza por zanja a una profundidad de 0,7m, discurriendo por los pasillos que quedan entre las estructuras soporte de seguidor horizontal, de forma que el acceso ante una posible avería sea lo más cómodo posible. Para ello se recurre a la instrucción técnica ITC-BT-07.

Por tanto, resumiendo las condiciones de contorno del tramo 2 se tiene:

- Temperatura ambiente máxima de 41,2°C.
- El tramo discurre por zanja con un máximo de 6 conductores agrupados. Dentro de cada zanja se agrupan en ternas de 3 cables con una separación entre ternas de 25 cm.
- Cada conductor lleva la corriente de 24 strings.
- Se considera una temperatura conservadora del terreno de 35°C.
- Los conductores van directamente enterrados al contar con protección propia.
- Se considera una resistividad térmica del terreno de 2,5 K * m/W.
- El conductor empleado es el EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K(AS) 1,8 KV DC – 0,6/1 KV AC.

4.3.1. Criterio térmico

Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente se define:

$$I_{\text{diseño}} = 1,25 * I_{\text{máx_gen.}} * M \quad (23)$$

Siendo:

- $I_{\text{máx_gen.}}$ = Corriente máxima que es capaz de entregar el generador fotovoltaico, la cual de forma conservadora se tomará como la corriente de cortocircuito a máxima temperatura de las células.
- M = Número de strings en paralelo que agrupa cada conductor.

Por tanto, mediante el uso de las *Ecuaciones (5) y (18)* y particularizando para la *Ecuación (23)* se obtiene:

$$I_{\text{diseño}} = 1,25 * 9,4 * 24 = 282 \text{ A}$$

De nuevo, la condición a cumplir es la presente en la *Ecuación (19)*. El método de instalación se obtiene de la Tabla A.52.3 del Anexo A de la norma UNE-HD-60364-5-52 y se corresponde con el método D2. I_{adm} se obtiene de la Tabla B.52.5 del Anexo B de la norma UNE-HD-60364-5-52. En este caso, los factores de reducción a tener en cuenta son los debidos a:

- **Factor de reducción por temperatura del suelo ($F_{\text{Temp_terr.}}$):** Se obtiene de la Tabla B.52.15 de la norma UNE-HD-60364-5-52. Por tanto:

$$F_{\text{Temp_terr.}} = 0,89$$

- **Factor de reducción por agrupamiento ($F_{\text{agrup.}}$):** Se obtiene de la Tabla B.52.18 del Anexo B de la norma UNE-HD-60364-5-52. En este caso se realizan dos zanjas en paralelo, por cada una de las cuales discurren 6 conductores unipolares en ternas de 3 conductores (3 conductores positivos y 3 negativos). Por tanto:

$$F_{\text{agrup.}} = 0,9$$

De acuerdo con la *Ecuación (19)*:

$$I_{\text{adm}} \geq 282/0,89 * 0,9 = 352,06 \text{ A}$$

Acudiendo a la Tabla B.52.5 del Anexo B de la norma UNE-HD-60364-5-52, se observa que se requiere una sección mínima de 240 mm² para los conductores de este segundo tramo.

4.3.2. Criterio de caída de tensión

Para este segundo tramo se permite una caída de tensión máxima de 1,2% para la corriente nominal en el punto de máxima potencia para la temperatura máxima de la célula ($I_{\text{mpp}(T_{\text{máx.}})}$), obtenida mediante la *Ecuación (20)*. La ecuación que permite obtener la caída de tensión porcentual es prácticamente idéntica a la *Ecuación (21)* empleada para el tramo 1, con la salvedad de que hay que añadir el parámetro M, definido en la *Ecuación (23)*:

$$\Delta U(\%) = \frac{\rho(T_{\text{máx.serv.}}) * L * 2 * I_{\text{mpp}(T_{\text{máx.}})} * M * 100}{S * V_{\text{mpp}(T_{\text{máx.}})} * N} \quad (24)$$

Las distancias se obtienen nuevamente del *Plano 3* adjunto, siguiendo la nomenclatura mostrada. Finalmente se presentan los resultados:

Tramo	Longitud (m)	Sección mín. (mm2)	Sección final (mm2)	Caída U real (%)
1-EP1	229,62	227,04	240	1,135
2- EP1	229,62	227,04	240	1,135
3- EP1	229,47	226,89	240	1,134
4- EP1	171,06	169,14	185	1,097
5- EP1	170,91	168,99	185	1,096
6- EP1	170,91	168,99	185	1,096
7- EP1	112,49	111,23	120	1,112
8- EP1	61,34	60,65	70	1,040
9- EP1	112,41	111,15	120	1,111
10- EP1	173,49	171,54	185	1,113
11- EP1	112,49	111,23	120	1,112
12- EP1	112,33	111,07	120	1,111
13- EP1	177,43	175,44	185	1,138
14- EP1	116,43	115,12	120	1,151
15- EP1	90,8	89,78	95	1,134

16- EP1	116,3	114,99	120	1,150
17- EP1	236	233,35	240	1,167
18- EP1	175	173,04	185	1,122
19- EP1	174,8	172,84	185	1,121
20- EP1	174,8	172,84	185	1,121
21- EP1	233,56	230,94	240	1,155
22- EP1	233,4	230,78	240	1,154
23- EP1	233,4	230,78	240	1,154
Tramo	Longitud (m)	Sección mín. (mm2)	Sección final (mm2)	Caída U real (%)
1- EP2	293,25	289,96	300	1,160
2- EP2	232,26	229,65	240	1,148
3- EP2	171,26	169,34	185	1,098
4- EP2	170,17	168,26	185	1,091
5- EP2	234,7	232,06	240	1,160
6- EP2	173,7	171,75	185	1,114
7- EP2	112,7	111,43	120	1,114
8- EP2	60,82	60,14	70	1,031
9- EP2	111,82	110,56	120	1,106
10- EP2	172,82	170,88	185	1,108
11- EP2	233,82	231,19	240	1,156
12- EP2	177,63	175,64	185	1,139
13- EP2	116,63	115,32	120	1,153
14- EP2	115,76	114,46	120	1,145
15- EP2	176,76	174,78	185	1,134
16- EP2	233,82	231,19	240	1,156
17- EP2	177,7	175,70	185	1,140
18- EP2	116,63	115,32	120	1,153
19- EP2	91,32	90,29	95	1,141
20- EP2	115,75	114,45	120	1,145
21- EP2	176,75	174,77	185	1,134
22- EP2	232,75	182,19	185	1,182
23- EP2	175,2	173,23	185	1,124
24- EP2	175,1	173,13	185	1,123

Tabla 17. Resultados de las secciones por criterio de caída de tensión según normativa para el Tramo 2.

Se observa como salvo en tramos muy específicos, el criterio de caída de tensión es menos restrictivo que el criterio térmico. Por tanto, se toma la sección más restrictiva de ambos criterios, en este caso **240mm²** para todos menos el tramo "1-EP2" en cual presenta una sección de **300mm²**. Para estas nuevas secciones se actualizan los valores de caídas de tensión reales:

Tramo	Longitud (m)	Sección mín. (mm ²)	Sección act. (mm ²)	Caída U real (%)
1-EP1	229,62	227,04	240	1,135
2- EP1	229,62	227,04	240	1,135
3- EP1	229,47	226,89	240	1,134
4- EP1	171,06	169,14	240	0,846
5- EP1	170,91	168,99	240	0,845
6- EP1	170,91	168,99	240	0,845
7- EP1	112,49	111,23	240	0,556
8- EP1	61,34	60,65	240	0,303
9- EP1	112,41	111,15	240	0,556
10- EP1	173,49	171,54	240	0,858
11- EP1	112,49	111,23	240	0,556
12- EP1	112,33	111,07	240	0,555
13- EP1	177,43	175,44	240	0,877
14- EP1	116,43	115,12	240	0,576
15- EP1	90,8	89,78	240	0,449
16- EP1	116,3	114,99	240	0,575
17- EP1	236	233,35	240	1,167
18- EP1	175	173,04	240	0,865
19- EP1	174,8	172,84	240	0,864
20- EP1	174,8	172,84	240	0,864
21- EP1	233,56	230,94	240	1,155
22- EP1	233,4	230,78	240	1,154
23- EP1	233,4	230,78	240	1,154
Tramo	Longitud (m)	Sección mín. (mm ²)	Sección act. (mm ²)	Caída U real (%)
1- EP2	293,25	289,96	300	1,160
2- EP2	232,26	229,65	240	1,148
3- EP2	171,26	169,34	240	0,847
4- EP2	170,17	168,26	240	0,841
5- EP2	234,7	232,06	240	1,160
6- EP2	173,7	171,75	240	0,859

7- EP2	112,7	111,43	240	0,557
8- EP2	60,82	60,14	240	0,301
9- EP2	111,82	110,56	240	0,553
10- EP2	172,82	170,88	240	0,854
11- EP2	233,82	231,19	240	1,156
12- EP2	177,63	175,64	240	0,878
13- EP2	116,63	115,32	240	0,577
14- EP2	115,76	114,46	240	0,572
15- EP2	176,76	174,78	240	0,874
16- EP2	233,82	231,19	240	1,156
17- EP2	177,7	175,70	240	0,879
18- EP2	116,63	115,32	240	0,577
19- EP2	91,32	90,29	240	0,451
20- EP2	115,75	114,45	240	1,145
21- EP2	176,75	174,77	240	1,134
22- EP2	232,75	182,19	240	1,182
23- EP2	175,2	173,23	240	1,124
24- EP2	175,1	173,13	240	1,123

Tabla 18. Resultados de las caídas de tensión reales para las secciones actualizadas para el Tramo 2.

5. Cableado y cálculos eléctricos de media tensión (MT)

En este apartado se aborda el conexionado que va desde cada estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV de SMA hasta el entronque subterráneo-aéreo de la primera torre de media tensión. Para ello en primer lugar, resulta imprescindible conocer la situación de las estaciones de potencia y la de la torre, las cuales se muestran en el *Plano 3* adjunto.

Debido a la cantidad de potencia a trasegar (10 MVA) se opta por realizar una conexión directa de cada estación de potencia con la torre, de forma que se reduzca a valores típicos y realistas las secciones de conductor requeridas para ello. Así pues, se distinguen tres tramos en la parte de media tensión de la instalación:

- **Tramo 1:** Tramo comprendido entre la estación de potencia del grupo sur (EP2) y la primera torre, el cual trasiega la potencia de una única estación. Se trata de un tramo que discurre enterrado.
- **Tramo 2:** Tramo comprendido entre la estación de potencia del grupo norte (EP1) y la primera torre, el cual trasiega la potencia de una única estación. Se trata de un tramo que discurre enterrado.
- **Tramo 3:** Tramo comprendido entre la primera torre y la subestación, el cual trasiega la potencia total de la planta. Se trata de un tramo de doble circuito que discurre aéreo.

Para el diseño de los tramos subterráneos se acude a la ITC-LAT-6 del reglamento de alta tensión. Para el tramo aéreo se recurre a la ITC-LAT-7 de ese mismo reglamento.

5.1. Tramos MT subterráneos

En este caso, pese a que se identifican dos tramos subterráneos distintos (Tramos 1 y 2), dado que la única diferencia entre ambos es la longitud de los mismos, se decide hacer el diseño conjunto, identificando cuando sea necesario cada tramo en concreto según la nomenclatura mencionada en el apartado anterior. El cableado se realiza por zanja a una profundidad de 1m. La mayoría del trazado discurre por la misma zanja que el tendido de baja tensión, de forma que se reduce el coste de mano de obra en apertura de zanja.

Las condiciones de contorno de los tramos son:

- Temperatura ambiente máxima de 41,2°C.
- Se emplean tres cables unipolares de aluminio con aislamiento XLPE.
- Se considera una temperatura conservadora del terreno de 30°C.
- Los conductores van directamente enterrados al contar con cubierta protectora.
- Se considera una resistividad del terreno de $2,5 K * m/W$.

El cable a emplear es **cable de media tensión-Solipex** del fabricante **SOLIDAL**.

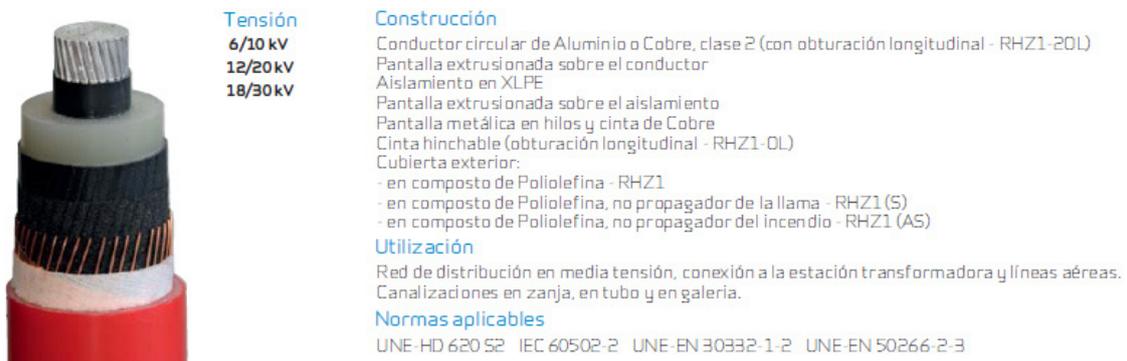


Ilustración 46. Características cable media tensión-Soliper. (Fuente:"Catálogo de fabricante SOLIDAL").

Los criterios de diseño empleados son el criterio térmico y el de caída de tensión.

5.1.1. Criterio térmico

Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente se define:

$$I_{\text{diseño}} = \frac{S_{\text{máx}}}{\sqrt{3} * U_L} \quad (25)$$

Siendo:

- $S_{\text{máx}}$ = Potencia máxima que es capaz de entregar la estación de potencia, la cual de forma conservadora se toma para la menor temperatura de servicio.
- U_L = Tensión compuesta de la línea.

Salida (CA) del lado de media tensión

 Potencia de CA con $\cos \varphi = 1$ (a 25 °C / a 40 °C / a 50 °C / a 55 °C)¹⁾ 5000 kVA / 4700 kVA / 4500 kVA / 2250 kVA

Ilustración 47. Potencia en CA máxima que es capaz de entregar la estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV de SMA en función de la temperatura. (Fuente: " Catálogo fabricante SMA".)

Particularizando para la Ecuación (25) se obtiene:

$$I_{\text{diseño}_1} = I_{\text{diseño}_2} = \frac{5 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} * 1 = 144,34 \text{ A}$$

Siendo:

- $I_{\text{diseño}_x}$ = Corrientes de diseño de los tramos 1 y 2.

A continuación, se presentan los factores de reducción a tener en cuenta:

- **Factor de reducción por temperatura del suelo ($F_{\text{Temp_terr.}}$):** Se obtiene de la Tabla 7 de la instrucción técnica complementaria ITC-LAT-6. Para ello se requiere conocer previamente la temperatura de servicio permanente del conductor, obtenida de la Tabla 5 de esa misma instrucción, en este caso 90°C. Por tanto:

$$F_{\text{Temp_terr.}} = 0,96$$

- **Factor de reducción por resistividad térmica del terreno ($F_{\text{res.terr.}}$):** Se obtiene de la Tabla 8 de la instrucción técnica complementaria ITC-LAT-6. Dado que este factor de corrección depende de la sección del conductor finalmente utilizada, se asume para el cálculo que la sección estará comprendida entre los 95 mm² y los 300 mm². Modificándose posteriormente en caso contrario. Por tanto:

$$F_{\text{res.terr.}} = 0,8$$

De acuerdo con la Ecuación (19):

$$I_{\text{adm}_1} = I_{\text{adm}_2} \geq 144,34 / 0,96 * 0,8 = 187,94 \text{ A}$$

I_{adm} se obtiene de la Tabla 6 de la instrucción técnica complementaria ITC-LAT-6.

$$I_{\text{adm}_1} = I_{\text{adm}_2} = 205 \text{ A}$$

Finalmente, las secciones requeridas según el criterio térmico son de **95 mm²** para el **tramo 1** y el **tramo 2**.

5.1.2. Criterio de caída de tensión

En este caso, dado que el trasiego de potencia se hace en MT, se puede saber de antemano que este criterio va a ser muchísimo menos restrictivo que el anterior, teniendo en cuenta los márgenes de fluctuación del 5% de caída de tensión que se toman. Sin embargo, resulta interesante conocer las caídas de tensión que se dan en los tramos.

Las ecuaciones que permite el cálculo de la caída de tensión en una línea resistivo-inductiva trifásica operando en régimen permanente senoidal son:

$$\Delta U = \sqrt{3} * (|U_0| - |U_f|) = \sqrt{3} * (R * I * \cos(\varphi) + X * I * \sin(\varphi)) \quad (26)$$

$$\Delta U(\%) = \frac{S * (R * \cos(\varphi) + X * \sin(\varphi))}{U_L^2} * 100 \quad (27)$$

Los parámetros característicos de la línea se obtienen de los datos del fabricante teniendo en cuenta la longitud de cada tramo, obtenida del *Plano 3* adjunto.

Sección Nominal mm ²	Resistencia eléctrica				Capacidad C μF/Km	Inductancia L mH/Km	Reactancia XL Ω/Km	Impedancia Z _{90°C} Ω/Km	
	DC a 20°C (Ω/Km)		AC a 90°C (Ω/Km)					Al	Cu
	Al	Cu	Al	Cu					
35	0,868	0,524	1,113	0,664	0,17	0,427	0,134	1,12	0,68
50	0,641	0,387	0,822	0,490	0,18	0,411	0,129	0,83	0,51
70	0,443	0,268	0,568	0,340	0,20	0,390	0,123	0,36	0,36
95	0,320	0,193	0,411	0,245	0,22	0,376	0,118	0,43	0,27
120	0,253	0,153	0,325	0,194	0,24	0,366	0,115	0,34	0,23
150	0,206	0,124	0,265	0,158	0,26	0,355	0,111	0,29	0,19
185	0,164	0,099	0,211	0,127	0,28	0,343	0,108	0,24	0,17
240	0,125	0,075	0,161	0,097	0,31	0,331	0,104	0,19	0,14
300	0,100	0,060	0,129	0,078	0,34	0,320	0,101	0,16	0,13
400	0,078	0,047	0,101	0,062	0,37	0,309	0,097	0,14	0,12
500	0,061	0,037	0,080	0,050	0,41	0,299	0,094	0,12	0,11

Tabla 19. Características eléctricas del conductor empleado para tramo subterráneo MT. (Fuente: "Catálogo de fabricante SOLIDAL").

Particularizando para la Ecuación (27):

Tramo	Longitud (m)	Resistencia R 90°C (Ω)	Reactancia X _L (Ω)	Potencia S (MVA)	Cos (φ)	Caída U (%)
1	417,9	0,1717	0,049	5	1	0,214
2	724,8	0,2979	0,086	5	1	0,37238

Tabla 20. Caída de tensión para los tramos subterráneos de MT.

En cada tramo se ha tomado el factor de potencia de generación que provoca mayores caídas de tensión. Sin embargo, se observa como dichas caídas son prácticamente insignificantes, coincidiendo con las hipótesis de partida del criterio. Cabe destacar que las fórmulas utilizadas no tienen en cuenta los parámetros transversales de la línea, de forma que las caídas de tensión obtenidas son más restrictivas, dado que la capacidad en paralelo ayuda a subir un poco la tensión. El cálculo exacto de la caída de tensión se puede consultar en el *Anexo 2* adjunto.

Por tanto, finalmente, las secciones son las obtenidas por el criterio térmico de diseño.

5.2. Tramo MT aéreo

En este apartado se aborda el diseño del tramo aéreo que une la planta fotovoltaica con la subestación, definida como el punto de conexión a red. Tanto el trazado de la línea como el perfil de elevación del terreno quedan definidos en los *Planos 8 y 9* adjuntos.

Las características principales del tramo aéreo a diseñar son las siguientes:

- Tensión nominal 20 kV, línea de 3ª categoría.
- Línea de doble circuito con un conductor por fase.
- Potencia total a trasegar de 10 MVA, 5MVA por circuito.
- Zona B.
- Longitud total de la línea 1,5 km.

El diseño de este tramo conlleva un procedimiento de cálculo más complejo que los realizados hasta ahora y que involucra tanto cálculos eléctricos como mecánicos.

5.2.1. Cálculos eléctricos

5.2.1.1. Selección del conductor

Teniendo en cuenta las características generales de la línea ya definidas y mediante el uso de la *Ecuación (25)*, se selecciona el conductor a emplear en función de la corriente nominal:

$$I_n = \frac{5 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 144,34 \text{ A}$$

Según la ITC-LAT 07 se debe emplear un conductor que cumpla la norma UNE-50182.

Código	Código antiguo	Sección			Nº de alambres		Diámetro del alambre		Diámetro		Masa por unidad de longitud	Resistencia a la tracción asignada	Resistencia en c.c.
		Al	Acero	Total	Al	Acero	Alma	Conductor					
		mm²	mm²	mm²					mm	mm			
27-AL1/4-ST1A	LA 30	26,7	4,45	31,1	6	1	2,38	2,38	2,38	7,14	107,8	9,74	1,0736
47-AL1/8-ST1A	LA 56	46,8	7,79	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	188,8	16,29	0,6129
67-AL1/11-ST1A	LA 78	67,3	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	3,78	11,3	271,8	23,12	0,4256
94-AL1/22-ST1A	LA 110	94,2	22,0	116,2	30	7	2,00	2,00	6,00	14,0	432,5	43,17	0,3067
119-AL1/28-ST1A	LA 145	119,3	27,8	147,1	30	7	2,25	2,25	6,75	15,8	547,4	54,03	0,2423
147-AL1/34-ST1A	LA 180	147,3	34,4	181,6	30	7	2,50	2,50	7,50	17,5	675,8	64,94	0,1963
242-AL1/39-ST1A	LA 280 HAWK	241,6	39,5	281,1	26	7	3,44	2,68	8,04	21,8	976,2	84,89	0,1195
337-AL1/44-ST1A	LA 380 GULL	337,3	43,7	381,0	54	7	2,82	2,82	8,46	25,4	1274,6	107,18	0,0857
402-AL1/52-ST1A	LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	9,24	27,7	1520,5	123,75	0,0719
485-AL1/63-ST1A	LA 545 CARDINAL	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	10,1	30,4	1831,1	149,04	0,0597
565-AL1/72-ST1A	LA 635 FINCH	565,0	71,6	636,6	54	19	3,65	2,19	11,0	32,9	2123,0	174,14	0,0512

NOTA La dirección de cableado de la capa externa es "a derecha" (Z).

Tabla 21. Características de los conductores de aluminio-acero utilizados en España. (Fuente: "Norma UNE 50182").

En este caso se selecciona el conductor **47-AL1/8-ST1** y se comprueba que cumpla con el criterio de densidad de corriente máxima definido en dicha instrucción. Para el conductor seleccionado, al tratarse de un conductor de aluminio-acero se trabaja considerando la sección total como si fuera íntegramente de aluminio y luego se aplica el factor reductor especificado en la norma.

Así pues:

$$\sigma_{al-ac} = \sigma_{al} * F \quad (28)$$

Siendo:

- $\sigma_{al} = 3,89 \text{ A/mm}^2$.
- $F = 0,937$ para composición 6+1.

Por tanto, particularizando para la *Ecuación (28)* se obtiene:

$$\sigma_{al-ac} = 3,645 \text{ A/mm}^2$$

Finalmente se comprueba que la corriente máxima que puede circular por el conductor seleccionado sea mayor que la que circula en régimen permanente:

$$I_{max} = \sigma_{al-ac} * S_{total} \quad (29)$$

Particularizando para la *Ecuación (29)*:

$$I_{max} = 3,645 * 54,6 = 199 \text{ A}$$

$$I_{max} = 199 \text{ A} > I_n = 144 \text{ A}$$

Cumple

5.2.1.2. Parámetros eléctricos de la línea

Tener un modelo eléctrico preciso de la línea proyectada resulta muy útil para simulaciones y cálculos concretos. Así pues, se requiere conocer los parámetros eléctricos básicos que componen un modelo eléctrico. En este caso se tiene como parámetros longitudinales la resistencia efectiva y la inductancia aparente, y como parámetros transversales la capacidad entre conductores y la conductancia.

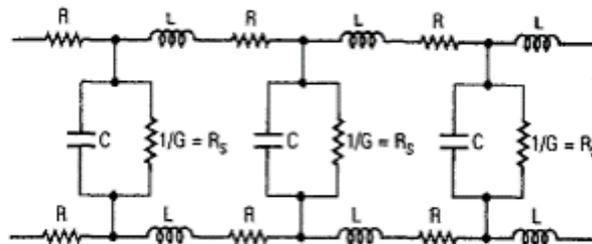


Ilustración 48. Modelo eléctrico de una línea aérea.

(Fuente: "<http://teoriaelectromagneticamartes.blogspot.com/2016/04/equivalente-pi-t-y-parametros.html>").

Cabe destacar que de forma general se trata de un procedimiento de cálculo complejo que en determinados puntos requiere del empleo de fórmulas empíricas. Es por ello por lo que dichos cálculos se presentan en el *Anexo 1* adjunto.

Finalmente los valores de los parámetros son los siguientes:

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Resistencia	R_{ef}	1,249	Ω
Inductancia	L_{ap}	$2,476 * 10^{-3}$	H
Reactancia inductiva	X_L	0,778	Ω
Capacidad	C	$2,49 * 10^{-8}$	F
Reactancia capacitiva	X_C	740,8	M Ω
Conductancia	G	$2,394 * 10^{-9}$	S

Tabla 22. Parámetros eléctricos de la línea aérea MT.

5.2.1.3. Caída de tensión y pérdida de potencia

La ecuación que permite el cálculo de la caída de tensión es la *Ecuación (27)* ya definida anteriormente. Particularizando para las *Ecuación (27)*, se obtiene:

Resistencia R (Ω)	Reactancia X_L (Ω)	Potencia S (MVA)	Cos (φ)	Caída U (%)
1,249	0,778	5	0,8 cap	0,665
1,249	0,778	5	1	1,56
1,249	0,778	5	0,8 ind	1,83

Tabla 23. Caída de tensión en función del factor de potencia de la planta generadora en cada circuito de la línea aérea de MT.

Se observa como en todos los casos se obtienen caídas de tensión inferiores al 5% en cada circuito. Cabe destacar que las fórmulas utilizadas no tienen en cuenta los parámetros transversales de la línea, de forma que las caídas de tensión obtenidas son más restrictivas, dado que la capacidad en paralelo ayuda a subir un poco la tensión. El cálculo exacto de la caída de tensión se puede consultar en el *Anexo 2* adjunto.

Para el cálculo de las pérdidas de potencia se consideran tanto las pérdidas de origen resistivo por efecto Joule como las ligadas al efecto aislador. La ecuación que permite el cálculo de las pérdidas de potencia por circuito es la siguiente:

$$\Delta P = 3 * R * I^2 + P_{total_fase} * 3 \quad (29)$$

Siendo:

- P_{total_fase} = Parámetro obtenido en el *Anexo 1* adjunto.

Particularizando para la *Ecuación (29)* se obtiene:

$$\Delta P = 3 * 1,249 * 144,34^2 + 195 * 3 = 78,65 \text{ kW}$$

Las cuales constituyen unas pérdidas del 1,57% en cada circuito.

5.2.2. Cálculos mecánicos

5.2.2.1. Características del conductor

Las características mecánicas del conductor **47-AL1/8-ST1** empleado son las siguientes:

- Sección: 54,6 mm².
- Diámetro: 9,45 mm.
- Carga de Rotura: 1640 daN.
- Módulo de elasticidad: 7900 daN/ mm².
- Coeficiente de dilatación lineal: $19,1 * 10^{-6}$.
- Peso propio: 0,185 daN/m.
- Peso propio más sobrecarga de viento: 0,596 daN/m.
- Peso propio más sobrecarga con la mitad del viento: 0,339 daN/m.
- Peso propio más sobrecarga de hielo (Zona B): 0,738 daN/m.
- Peso propio más sobrecarga de hielo (Zona C): 1,292 daN/m.

5.2.2.2. Tensiones y flechas en hipótesis reglamentarias

En la ITC-LAT 07 se establecen las hipótesis más desfavorables según la zona. En este caso al estar en zona B y para el caso de estudio particular, éstas son:

Zona B			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento (daN/m)	Sobrecarga Hielo (daN/m)
Tracción máxima viento	-10	Viento 120 km/h	No se aplica
Tracción máxima hielo	-15	No se aplica	Manguito peso $0,18\sqrt{d}$
Flecha máxima viento	15	Viento 120 km/h	No se aplica
Flecha máxima hielo	0	No se aplica	Manguito peso $0,18\sqrt{d}$
Flecha máxima temp.	50	No se aplica	No se aplica
Flecha mínima	-15	No se aplica	No se aplica
Desviación aisladores	-10	(Viento 120 km/h)/2	No se aplica
Cálculo apoyos	-10	Viento 120 km/h	No se aplica

Tabla 24. Hipótesis de cálculo más desfavorables zona B. (Fuente: "ITC-LAT 07").

Teniendo en cuenta el procedimiento y las consideraciones de cálculo presentes en el Anexo 4 adjunto se obtiene:

Vano	Longitud (m)	Desnivel (m)	Vano regulación (m)	Hipótesis Tensión Máxima	
				-10°C + V T_{oh} (daN)	-15°C + H T_{oh} (daN)
1-2	142	5,85	142	453,4	541,5
2-3	142	9,49	142	450,1	539,2
3-4	149	-4,19	149	450,1	539,2
4-5	149	3,97	149	452,9	542,2
5-6	149	-0,87	149	452,9	542,2
6-7	149	-3,44	149	452,9	542,2
7-8	123	5	123	458,2	542,5
8-9	126	-4,56	126	457,6	542,6
9-10	126	0,91	126	457,6	542,6
10-11	126	7,94	126	455,7	540,6
11-12	126	5,17	126	455,7	540,6
12-13	126	9,79	126	454,7	539,4

Tabla 25. Tensiones máximas horizontales según las hipótesis más desfavorables en zona B.

Vano	Hipótesis de Flecha Máxima						Hipótesis Flecha Mínima
	15°C + V		50°C		0°C + H		
	T_h (daN)	F(m)	T_h (daN)	F(m)	T_h (daN)	F(m)	-15°C F(m)
1-2	405,2	3,72	125	3,74	508,3	3,67	2,39
2-3	405,7	4,09	125,2	4,11	508,5	4,04	2,77
3-4	405,7	4,09	125,2	4,11	508,5	4,03	2,76
4-5	407,9	4,06	126	4,08	511,1	4,01	2,73
5-6	407,9	4,06	126	4,08	511,1	4,01	2,73
6-7	407,9	4,06	126	4,08	511,1	4,01	2,73
7-8	399	2,83	122,5	2,86	502,3	2,78	1,56
8-9	400,3	2,96	123	2,99	503,6	2,91	1,68
9-10	400,3	2,96	123	2,99	503,6	2,91	1,68
10-11	398,9	2,98	122,5	3,01	501,9	2,93	1,7
11-12	398,9	2,97	122,5	3	501,9	2,92	1,7
12-13	398	2,99	122,3	3,01	500,8	2,94	1,7

Tabla 26. Flechas máximas y mínimas según hipótesis más desfavorables.

Vano	Hipótesis de Cálculo Apoyos		Desviación Cadenas Aisladores
	-10°C + V T_h (daN)	-15°C + H T_h (daN)	-10°C + V/2 T_h (daN)
1-2	453,4	541,5	297,2
2-3	450,1	539,2	290,7
3-4	450,1	539,2	290,7
4-5	452,9	542,2	293,1
5-6	452,9	542,2	293,1
6-7	452,9	542,2	293,1
7-8	458,2	542,5	314
8-9	457,6	542,6	311
9-10	457,6	542,6	311
10-11	455,7	540,6	309,2
11-12	455,7	540,6	309,2
12-13	454,7	539,4	308,6

Tabla 27. Tensiones para las hipótesis de cálculo de apoyos y desviación de las cadenas de aisladoras.

5.2.2.3. Tensiones y flechas de tendido

Las tablas de tendido se trata de un instrumento muy útil, el cual permite conocer la flecha de cada vano para una temperatura determinada el día del tendido. En esta tabla no se tiene en cuenta ningún tipo de sobrecarga. Asimismo se incluye el cálculo del parámetro EDS o “tensión de cada día”, el cual debe limitarse para evitar que las vibraciones produzcan fatiga. Para ello se debe cumplir la siguiente condición:

$$EDS = (T_h / Q_r) * 100 < 15 \quad (30)$$

Para una temperatura de 15°C y sin sobrecargas. Siendo:

- EDS = Every Day Estress, esfuerzo al cual están sometidos los conductores de una línea la mayor parte del tiempo, correspondiente a la temperatura media o a sus proximidades, en ausencia de sobrecarga.
- T_h = Componente Horizontal de la Tensión o Tensión Horizontal en las condiciones finales consideradas, para el vano de regulación (daN).
- Q_r = Carga de rotura del conductor (daN).

Teniendo en cuenta lo expuesto y particularizando para la *Ecuación (30)* en cada vano, se obtienen las tablas de tendido mostradas en el *Anexo 6* adjunto.

5.2.2.4. Distancias de seguridad

En la ITC-LAT 07 se establecen las distancias de seguridad que el conductor de la línea debe cumplir. Éstas son:

-Distancia de los conductores al terreno, sendas, caminos y superficies de agua no navegables

La altura de los apoyos ha de ser la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, queden por encima del terreno a una distancia mínima que se calcula como:

$$6 \leq d_t \leq D_{app} + D_{el} \quad (31)$$

Siendo:

- D_{app} = Distancia de seguridad para asegurar el valor " D_{el} " con el terreno. En este caso 5,3 m.
- D_{el} = Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido.

Acudiendo a la Tabla 15 de la ITC-LAT 07 se obtiene:

$$D_{el} = 0,22 \text{ m}$$

Particularizando para la *Ecuación (31)* se obtiene:

$$d_t \geq 6 \text{ m}$$

-Distancia entre conductores de la misma línea

La separación entre las fases de la misma línea debe ser como mínimo:

$$d_s \geq k * \sqrt{F + L} + k' * D_{pp} \quad (32)$$

Siendo:

- k = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento.
- L = Longitud de la cadena de suspensión (m). Si la cadena es de amarre $L=0$.
- F = Flecha máxima (m).
- D_{pp} = Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido.
- $k'=0,75$ para el caso de estudio.

Acudiendo a la Tabla 16 de la ITC-LAT 07 se obtiene:

$$k = 0,65 \text{ m}$$

Particularizando la *Ecuación (32)* para los conductores de cada apoyo se obtiene:

Apoyo	Tipo	F (m)	L (m)	d _s (m)
1	Fin Línea	3,74	0	1,44
2	Ang. Am.	4,11	0	1,51
3	Alin. Susp.	4,11	0,51	1,59
4	Alin. Am	4,11	0	1,5
5	Alin. Susp.	4,08	0,51	1,58
6	Alin. Susp.	4,08	0,51	1,58
7	Ang. Am.	4,08	0	1,5
8	Ang. Am.	2,99	0	1,31
9	Alin. Susp.	2,99	0,51	1,4
10	Alin. Am	3,01	0	1,31
11	Alin. Susp.	3,01	0,51	1,41
12	Alin. Am	3,01	0	1,32
13	Fin Línea	3,01	0	1,32

Tabla 28. Distancias mínimas entre conductores de la misma línea para cada apoyo.

-Distancia de los conductores al apoyo

La distancia mínima entre los conductores y el apoyo debe ser aquella que cumpla:

$$0,2 \leq d_a \geq D_{el} \quad (33)$$

Particularizando para la *Ecuación (33)* se obtiene:

$$d_a \geq 0,22 \text{ m}$$

5.2.2.5. Cruzamientos, paralelismos, pasos por zonas y edificios.

En el trayecto de la línea aérea proyectada se producen tres cruzamientos distintos que han de ser estudiados para cumplir las distancias de seguridad mínimas impuestas por el ITC-LAT 07. Recorriendo el trazado tomando como inicio la primera torre de la planta solar fotovoltaica se encuentra, acorde al *Plano 8* adjunto:

-Cruce con línea aérea de 220 kV

Dado que la línea con la que se cruza es de una tensión nominal superior, la línea proyectada se cruza por debajo. Asimismo, se procura que el cruce se produzca próximo a uno de los apoyos de la línea de 220 KV, con una distancia no inferior a:

$$d_{fa} \geq 1,5 + D_{el} \quad (34)$$

Con un mínimo de 5 m para líneas de 220 kV.

Por otro lado, la distancia en vertical entre conductores de las dos líneas que se cruzan debe cumplir:

$$d_{ff} \geq D_{add} + D_{pp} \quad (35)$$

Obteniendo la distancia de seguridad “ D_{add} ” de la Tabla 17 indicada en la instrucción ITC-LAT 07. Particularizando para las *Ecuaciones (34)* y *(35)* se obtiene:

$$d_{fa} \geq 5 \text{ m}$$

$$d_{ff} \geq 3,5 + 2 = 5,5 \text{ m}$$

-Cruce con ferrocarril electrificado

En este cruzamiento hay que tener en cuenta que la norma prohíbe instalar los apoyos a una distancia de la arista exterior de la explanación inferior a 1,5 veces la altura del apoyo.

La distancia mínima al cable más alto del ferrocarril debe cumplir:

$$4 \leq d_{ferr} \geq 3,5 + D_{el} \quad (36)$$

Particularizando para la *Ecuación (36)* se obtiene:

$$d_{ferr} \geq 4 \text{ m}$$

-Cruce con línea aérea de 66 kV

Dado que la línea con la que se cruza es de una tensión nominal superior, la línea proyectada se cruza por debajo. La distancia mínima del conductor al apoyo de la línea de 66 kV debe cumplir la *Ecuación (34)*, siendo en este caso el mínimo de 4 m para líneas de 66 kV. Por otro lado, la distancia en vertical entre conductores de las dos líneas que se cruzan debe cumplir de nuevo la *Ecuación (35)*, teniendo la distancia de seguridad “ D_{add} ” un valor de 2,5 m.

Particularizando para las *Ecuaciones (34)* y *(35)* se obtiene:

$$d_{fa} \geq 4 \text{ m} \quad d_{fa} \geq 5 \text{ m}$$

$$d_{ff} \geq 2,5 + 0,8 = 3,3 \text{ m}$$

5.2.2.6. Cálculo y elección de apoyos y crucetas

En la ITC-LAT 07 se establecen las hipótesis de cálculo de apoyos según la zona. En este caso, al estar en zona B las hipótesis son las indicadas en las Tablas 7 y 8. En ellas se especifican los

apartados de la citada instrucción técnica a consultar para realizar el cálculo correspondiente, así como las fórmulas a utilizar. Dicho cálculo detallado, junto con la definición de los parámetros de las ecuaciones mostradas, se recoge en el *Anexo 4* adjunto. A continuación se exponen de forma resumida y compacta, los resultados derivados del *Anexo 4* citado:

Apoyo	Tipo	Angulo Relativo gr.sex.	Hipótesis 1ª (Viento)			Hipótesis 2ª (Hielo)		
			-10°C+V			-15°C+H		
			V (daN)	T (daN)	L (daN)	V (daN)	T (daN)	L (daN)
1	Fin Línea	-	74,2	235,7	2.407,5	211,1	-	2.875,1
2	Ang. Am.	46,8°; apo.1	203,4	3.569,7	12,5	634,2	3.843,8	8,7
3	Alin. Susp.	-	273,1	466,1	-	990,1	-	-
4	Alin. Am	-	179,7	487,6	-	543,4	-	-
5	Alin. Susp.	-	223,2	457,6	-	797,4	-	-
6	Alin. Susp.	-	210,3	457,6	-	747,7	-	-
7	Ang. Am.	46,8°; apo.8	157,1	3.646,7	20,5	455,7	3.934,8	1,2
8	Ang. Am.	47,5°; apo.7	264,2	3.599	2,3	863,4	3.885,8	0,4
9	Alin. Susp.	-	133,1	370,4	-	447,4	-	-
10	Alin. Am	-	152,9	418,9	-	438,2	-	-
11	Alin. Susp.	-	189	370,8	-	661,2	-	-
12	Alin. Am	-	169,4	419,3	-	501,4	-	-
13	Fin Línea	-	166,2	208	2.369,8	562,4	-	2.811

Tabla 29. Resultados del cálculo de esfuerzos sobre los diferentes apoyos para 1ª y 2ª hipótesis.

Apoyo	Hipótesis 3ª (Desequilibrio de tracciones)			Hipótesis 4ª (Rotura de conductores)		Dist.Lt (m)	Dist.Min. Cond. (m)
	-15°C+H			-15°C+H			
	V (daN)	T (daN)	L (daN)	V (daN)	Lt (daN)		
1	-	-	-	180,9	631,7	1,5	1,44
2	634,2	3.563,1	308,1	-	-	-	1,51
3	990,1	-	226,5	-	-	-	1,59
4	543,4	-	427,6	-	-	-	1,5
5	797,4	-	223,8	-	-	-	1,58
6	747,7	-	223,8	-	-	-	1,58
7	455,7	3.640,7	314,5	-	-	-	1,5
8	863,4	3.594,7	318,1	-	-	-	1,31
9	447,4	-	212,7	-	-	-	1,4
10	438,2	-	427,9	-	-	-	1,31
11	661,2	-	211,9	-	-	-	1,41
12	501,4	-	426,3	-	-	-	1,32
13	-	-	-	473,7	629,3	1,5	1,32

Tabla 30. Resultados del cálculo de esfuerzos y distancias sobre los diferentes apoyos para 3ª y 4ª hipótesis.

Finalmente los apoyos y crucetas seleccionados son los siguientes:

Apoyo	Coefic. Segur.	Angulo gr.sex.	Altura Total (m)	Esf. Nominal (daN)	Esf.Ver. (daN)	Esfuer. Torsión (daN)	Dist. Torsión (m)	Peso (daN)
1	N	-	18	3.000	800	1.400	1,5	1.141
2	N	93,7°	16	4.500	800	1.400	1,5	1.318
3	N	-	20	500	600	600	1,5	624
4	N	-	16	500	600	600	1,5	484
5	N	-	18	500	600	600	1,5	549
6	N	-	18	500	600	600	1,5	549
7	R	93,6°	18	7.000	1.200	2.500	1,5	1.874
8	R	95°	18	7.000	1.200	2.500	1,5	1.874
9	N	-	14	500	600	600	1,5	419
10	N	-	16	500	600	600	1,5	484
11	N	-	14	500	600	600	1,5	419

12	N	-	16	500	600	600	1,5	484
13	N	-	16	3.000	800	1.400	1,5	984

Tabla 31. Apoyos seleccionados teniendo en cuenta los esfuerzos presentes.

Apoyo	Tipo	Constitución	Montaje	D.Cond. Cruceta (m)	a Brazo Superior (m)	b Brazo Medio (m)	c Brazo Inferior (m)	d D.Vert. Brazos (m)
1	Fin Línea	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8
2	Ang. Am.	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8
3	Alin. Susp.	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8
4	Alin. Am	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8
5	Alin. Susp.	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8
6	Alin. Susp.	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8
7	Ang. Am.	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8
8	Ang. Am.	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8
9	Alin. Susp.	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8
10	Alin. Am	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8
11	Alin. Susp.	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8
12	Alin. Am	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8
13	Fin Línea	Celosia recto	Doble cir.	1,8	1,75	1,75	1,75	1,8

Tabla 32. Crucetas seleccionadas para los distintos apoyos.

La representación gráfica del tipo y dimensiones de la cruceta seleccionada puede consultarse en el *Plano 8* adjunto.

5.2.2.7. Cálculo de cimentaciones

Los esfuerzos a los que se encuentran sometidos los apoyos generan momentos que tienen a volcarlo. La finalidad de las cimentaciones es absorber dichos momentos y mantener el apoyo en su sitio. Para diseñar la cimentación se requiere conocer los momentos con los que debe lidiar. El cálculo detallado de los mismos, así como el diseño de las zapatas, se presenta en el *Anexo 4* adjunto.

Los esfuerzos y momentos a los que se encuentran sometidos los distintos apoyos son los siguientes:

Apoyo	Esf.Uti l Punta (daN)	Alt.Libre Apoyo (m)	Mom.Prod por el conduc. (daN.m)	Esf.Vie. Apoyos (daN)	Alt.Vie. Apoyos (m)	Mom.Prod Viento Apoyos (daN.m)	Momento Total Fuerzas externas (daN.m)
1	3.000	15,65	46.950	531	7	3.718,6	50.668,6
2	4.500	13,5	60.750	457,9	6,11	2.797,7	63.547,7
3	500	18,5	9.250	578	8,15	4.711,5	13.961,5
4	500	14,55	7.275	378,3	6,58	2.489,2	9.764,2
5	500	16,5	8.250	464,6	7,36	3.420,9	11.670,9
6	500	16,5	8.250	464,6	7,36	3.420,9	11.670,9
7	7.000	15,45	108.150	747,5	6,44	4.815,4	112.965,4
8	7.000	15,45	108.150	747,5	6,44	4.815,4	112.965,4
9	500	12,6	6.300	323,8	5,77	1.869,4	8.169,4
10	500	14,55	7.275	378,3	6,58	2.489,2	9.764,2
11	500	12,6	6.300	323,8	5,77	1.869,4	8.169,4
12	500	14,55	7.275	378,3	6,58	2.489,2	9.764,2
13	3.000	13,7	41.100	445,1	6,22	2.770,4	43.870,4

Tabla 33. Esfuerzos y momentos a los que se encuentran sometidos los distintos apoyos.

Finalmente se presentan las dimensiones de las zapatas monobloque de cada apoyo según los esfuerzos calculados:

Apoyo	Tipo	Ancho Cimen. A(m)	Alto Cimen. H(m)	MONOBLOQUE	
				Coefic. Comp. (daN/m ³)	Mom. Absorbido (daN.m)
1	Fin Línea	1,24	2,6	10	83.915,79
2	Ang. Am.	1,25	2,75	10	104.895,43
3	Alin. Susp.	1,38	1,75	10	23.215,02
4	Alin. Am	1,15	1,7	10	16.252,81
5	Alin. Susp.	1,22	1,75	10	19.471,62
6	Alin. Susp.	1,22	1,75	10	19.471,62
7	Ang. Am.	1,95	2,8	10	189.007,73
8	Ang. Am.	1,95	2,8	10	189.007,73
9	Alin. Susp.	1,09	1,65	10	13.630,06
10	Alin. Am	1,15	1,7	10	16.252,81
11	Alin. Susp.	1,09	1,65	10	13.630,06
12	Alin. Am	1,15	1,7	10	16.252,81
13	Fin Línea	1,17	2,55	10	72.992,99

Tabla 34. Dimensiones de las zapatas monobloque para los diferentes apoyos.

El esquema gráfico de las zapatas monobloque empleadas puede visualizarse en el *Plano 8* adjunto.

5.2.2.8. Cálculo cadena de aisladores

Para seleccionar la cadena de aisladores a utilizar, se requiere realizar una serie de cálculos tanto eléctricos como mecánicos, los cuales pueden consultarse en el *Anexo 4* adjunto.

A continuación se presentan los resultados derivados de dichos cálculos:

Apoyo	Tipo	Denom.	Qa (daN)	Diam. Aisl. (mm)	Llf (mm)	Long. Aisl. (m)	Peso Aisl. (daN)
1	Fin Línea	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
2	Ang. Am.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
3	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
4	Alin. Am	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67

5	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
6	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
7	Ang. Am.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
8	Ang. Am.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
9	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
10	Alin. Am	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
11	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
12	Alin. Am	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
13	Fin Línea	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67

Tabla 35. Características físicas de los discos utilizados en los aisladores de cada apoyo.

Apoyo	N.Cad.	Nia (cm/KV)	Lca (m)	Pca (daN)	Eca (daN)	Pv+Pc a (daN)	Csmv	Toh · ncf (daN)	Csmh
1	6 C.Am.	1,7	0,51	5,01	4,04	35,18	113,7	541,47	7,39
2	12 C.Am.	1,7	0,51	5,01	4,04	79,93	50,04	541,47	7,39
3	6 C.Su.	1,7	0,51	5,01	4,04	165,02	24,24	84,72	47,21
4	12 C.Am.	1,7	0,51	5,01	4,04	45,64	87,64	542,17	7,38
5	6 C.Su.	1,7	0,51	5,01	4,04	132,91	30,1	84,63	47,26
6	6 C.Su.	1,7	0,51	5,01	4,04	124,62	32,1	84,63	47,26
7	12 C.Am.	1,7	0,51	5,01	4,04	47,55	84,13	542,47	7,37
8	12 C.Am.	1,7	0,51	5,01	4,04	72,61	55,09	542,57	7,37
9	6 C.Su.	1,7	0,51	5,01	4,04	74,57	53,64	71,55	55,91
10	12 C.Am.	1,7	0,51	5,01	4,04	55,51	72,06	542,57	7,37
11	6 C.Su.	1,7	0,51	5,01	4,04	110,2	36,3	71,62	55,85
12	12 C.Am.	1,7	0,51	5,01	4,04	73,86	54,16	540,57	7,4
13	6 C.Am.	1,7	0,51	5,01	4,04	93,73	42,67	539,37	7,42

Tabla 36. Constitución, características y esfuerzos de las cadenas de aisladores empleadas en cada apoyo.

Apoyo	Pv (daN)	Eca (daN)	P _{-10°C+V/2} (daN)	Pca (daN)	γ (°)	μ(°)
3	42,35	2,02	42,26	5,01	44,09	64,45
5	42,3	2,02	32,82	5,01	50,8	64,45
6	42,3	2,02	30,37	5,01	52,8	64,45
9	35,76	2,02	15,95	5,01	63,35	64,45
11	35,8	2,02	27,08	5,01	51,21	64,45

Tabla 37. Ángulos de desviación en las cadenas de suspensión de los diferentes apoyos.

6. Protecciones

En este apartado se busca definir y en su caso seleccionar los elementos de protección requeridos en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Para poder garantizar una protección adecuada, se requiere previamente conocer los principales problemas eléctricos que pueden darse en este tipo de instalaciones y las soluciones más habituales:

- **Cortocircuito:** Un problema de cortocircuito se produce cuando dos o más puntos de la instalación con diferente potencial eléctrico se conectan entre sí. Se trata del problema más destructivo si no se corta en un tiempo adecuado, sobretodo en instalaciones de gran potencia. Para proteger una instalación frente al citado problema suelen emplearse dispositivos como fusibles o interruptores automáticos que cumplan que:
 - El poder de corte del elemento de protección sea superior a la máxima corriente de cortocircuito que pueda darse en dicho punto.
 - El tiempo de corte de la corriente de cortocircuito ha de ser menor que el tiempo que tardan los conductores en alcanzar su temperatura máxima admisible.
- **Sobrecarga:** Un problema de sobrecarga se produce cuando por la instalación circula una corriente permanente de funcionamiento mayor que la corriente nominal de diseño de la misma. Normalmente se emplean relés magnetotérmicos para evitar estos problemas.
- **Sobretensión:** Un problema de sobretensión se da cuando entre dos puntos de la instalación aparecen tensiones superiores a la que debería haber en funcionamiento normal. En instalaciones solares fotovoltaicas, al tratarse de instalaciones diáfanas de gran extensión, es frecuente el impacto de rayos. Éstos provocan grandes picos de tensión debido a la gran cantidad de corriente que inyectan al sistema. Para ello se colocan los denominados “descargadores de sobretensiones” que permiten derivar rápidamente dichas corrientes a tierra, controlando y limitando el pico de sobretensión.
- **Contactos indirectos:** Un problema de contacto indirecto se produce cuando una persona toca una masa de la instalación que debido a un fallo, se encuentra bajo tensión y no debería. En estos casos los interruptores diferenciales protegen frente a estos accidentes.

En la instrucción ITC-BT-40 del REBT, se establecen las protecciones mínimas a disponer en este tipo de instalaciones:

- *Protección frente a sobreintensidad mediante relés magnetotérmicos directos o solución equivalente.*
- *Protección de mínima tensión, situada entre las 3 fases y el neutro y que actúe cuando la tensión sea inferior al 85% en menos de 0,5 segundos.*
- *Protección de sobretensión, situada entre una fase y el neutro y que actúe cuando la tensión alcance el 110% en menos de 0,5 segundos.*
- *Protección de máxima y mínima frecuencia, situada entre fases y que actúe cuando la frecuencia salga del rango 49Hz-51Hz durante 5 periodos o más.*

Una vez conocidas las exigencias requeridas, se definen y seleccionan las protecciones comprendidas en cada tramo de la instalación, distinguiendo asimismo las protecciones de la

parte de corriente continua de la de alterna. El esquema completo de las protecciones de la instalación proyectada se encuentra en los *Planos 4, 5 y 6* adjuntos.

6.1. Protecciones en corriente continua (DC)

6.1.1. Protecciones tramo 1: Generadores/Caja concentradora de conexiones

Las primeras protecciones de este tramo se encuentran integradas en los propios generadores fotovoltaicos a modo de diodos by-pass. En este caso el módulo Jinko Solar/ JKM330PP-72-V cuenta con tres de ellos, conectados de forma semejante a la mostrada en la *Ilustración 20*, cuyo objetivo es evitar los problemas de reducción drástica de generación de potencia y puntos calientes, ya explicados anteriormente en el apartado correspondiente.

Previo a la caja concentradora de conexiones se encuentran los fusibles integrados en el cableado. El objetivo principal de estos fusibles es limitar los valores de las corrientes inversas que se pueden dar en instalaciones con strings conectados en paralelo. Dichas corrientes inversas pueden producirse principalmente por:

- Presencia de cortocircuito en algún módulo.
- Presencia de cortocircuito en las células de algún módulo
- Presencia de cortocircuito por doble defecto a tierra de algún módulo o del cableado.

Cuando alguno de estos acontecimientos ocurre, la corriente inversa de defecto se encuentra constituida por la suma de las corrientes de todos los strings en paralelo con el dañado. Esto hace que en instalaciones grandes como la proyectada, las corrientes inversas puedan alcanzar valores muy peligrosos para la integridad eléctrica de la planta.

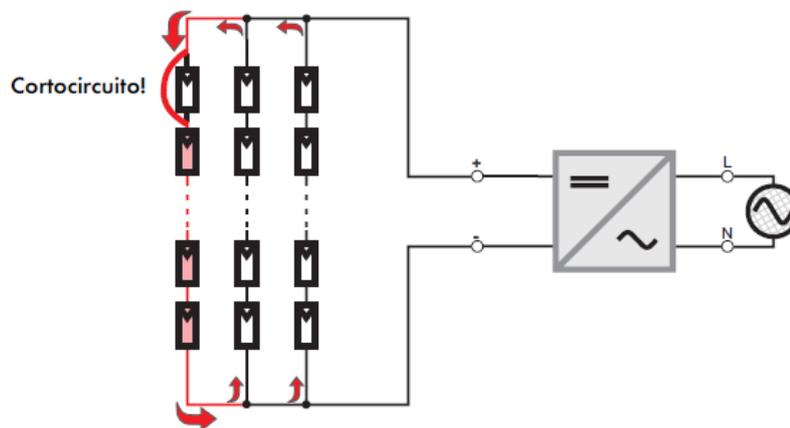


Ilustración 49. Corrientes inversas debidas a cortocircuitos en instalaciones solares fotovoltaicas. (Fuente: "www.technosun.com/es/descargas/SMA-SMC-corriente-inversa-ES.pdf").

En este caso la topología de protección seleccionada es la de protección de ambos polos mediante fusibles integrados. El fabricante de la caja concentradora de conexiones SMA String-Monitor SSM-U2415, proporciona en sus hojas de características un procedimiento para la selección de los calibres de los fusibles adecuados. A continuación se presenta la condición de diseño:

$$I_{nom} \geq I_{SC_STC}/K \quad (37)$$

Siendo:

- K = Factor de reducción de valor 0,6 (hasta 2000 m y $T_{amb} \leq 45^{\circ}\text{C}$).
- I_{SC_STC} = Corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones de prueba estándar.

Particularizando la *Ecuación (37)*:

$$I_{nom} \geq 9,14/0,6 = 15,23\text{A}$$

Por tanto se seleccionan **fusibles de string** de corriente nominal **15 A_{cc}**, siendo asimismo el tamaño máximo de fusibles recomendados por el fabricante de los paneles solares Jinko Solar/JKM330PP-72-V. Se requieren por tanto un total de **2246 fusibles integrados**.

Para comprobar si el procedimiento ofrecido por el fabricante cumple con la normativa vigente, se recurre a la ITC-BT-40 del REBT. En esta se especifica que “*Los circuitos de salida de los generadores se dotarán de las protecciones establecidas en las correspondientes ITC que les sean aplicables*”. Así pues se acude a la ITC-BT-22, la cual redirige a la norma UNE-60364-4-43:2013. En esta norma se establecen las condiciones a cumplir para proteger una instalación frente a sobrecargas:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (38)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z \quad (39)$$

Siendo:

- I_B = Intensidad de diseño del circuito, la cual se corresponde con I_{mpp} .
- I_n = Intensidad asignada del dispositivo de protección.
- I_Z = Intensidad permanente admisible del cable de menor sección del tramo a proteger.
- I_2 = Intensidad efectiva asegurada en funcionamiento en el tiempo convencional del dispositivo de protección.

Sustituyendo en las *Ecuaciones (38) y (39)*:

$$8,74 \leq I_n \leq 55 * 0,52 * 0,9$$

$$I_2 \leq 1,45 * 55 * 0,52 * 0,9$$

El valor de I_2 se obtiene de la Tabla 101 de la norma UNE-60269-6. Luego finalmente:

$$8,74 \leq I_n \leq 25,74$$

$$I_n \leq 25,74$$

Cumpléndose ambas condiciones para el cartucho de fusible seleccionado.

Adicionalmente resulta interesante incluir y corroborar la norma UNE-EN 60269-6:2012, en su parte 6: *Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica*. En la citada norma se especifican dos consideraciones:

- La tensión asignada del fusible ha de ser mayor que la tensión de vacío del string a la mínima temperatura ambiente $V_{string(T_{mín})}$. Dicho valor se obtiene de la forma siguiente:

$$V_{string(T_{mín})} = V_{oc(T_{mín})} * N \leq 1500 \text{ V} \tag{40}$$

Siendo:

- $V_{oc(T_{mín})}$ = Tensión de vacío del módulo a la mínima temperatura ambiente, obtenida de la *Ecuación (6)*.
- N = Número de módulos conectados en serie por string.

Particularizando la *Ecuación (40)*:

$$V_{string(T_{mín})} = 51,26 * 27 = 1384,02 \text{ V} \leq 1500 \text{ V} \tag{Cumple}$$

- La corriente asignada del fusible debe ser mayor que $1,4 * I_{sc(T_{máx})}$. Dicha condición tiene en cuenta de forma conservadora tanto la máxima temperatura de las células como el ciclo de carga y es exactamente la misma que la de la *Ecuación (37)* facilitada por el fabricante.

Finalmente para que el tramo esté protegido frente a cortocircuitos, el fusible ha de ser capaz de cortar la corriente de defecto I_{def} en un tiempo que haga que no se alcance la temperatura máxima del conductor.

$$I_{máx_cort} \geq I_{def} = I_{sc(T_{máx})} * (N_{string_paral} - 1) \tag{41}$$

Siendo:

- $I_{máx_cort}$ = Corriente máxima de corte del fusible seleccionado.
- $N_{strings_paral}$ = Número total de strings en paralelo con el accidentado.

Observando la configuración eléctrica de la planta mostrada en los *Planos 4 y 5* adjuntos, se justifica que dicho valor es la cuarta parte del total de strings de la planta.

Installati on altitude [m]	Red. factor	Rated current of the fuse							
		6 A	8 A	10 A	12 A	15 A	20 A	25 A	30 A
Maximum fuse current [A]									
2,000*	1	3.600	4.800	6.000	7.200	9.000	12.000	15.000	18.000

Tabla 38. Corrientes máximas de corte de los fusibles integrados previos a la caja concentradora de conexiones. (Fuente: "http://files.sma.de/dl/26599/Sicherungssteckverb-TI-en-11.pdf").

Particularizando la *Ecuación (41)*:

$$I_{\text{máx.cort}} = 9 \text{ kA} \geq 9,4 * \left(\frac{1123}{4} - 1 \right) = 2,63 \text{ kA}$$

Cumple

Cabe destacar que la corriente real sería menor que la calculada ya que se han ignorado las resistencias de los cables de los strings en paralelo, limitando significativamente la corriente de cortocircuito que éstos entregan al defecto. Asimismo es necesario tener en cuenta que los inversores de las estaciones de potencia no permiten el paso de corrientes de cortocircuito desde la red a la parte de corriente continua de la instalación, y es por ello por lo que no se ha considerado la corriente que aportaría la red al cortocircuito.

En la norma UNE-60364-4-43 se presenta la ecuación que permite el cálculo de dicho tiempo:

$$t = (k * S/I)^2 \quad (42)$$

Siendo:

- k = Factor que tiene en cuenta todas las características térmicas del conductor.
- S = Sección del conductor.
- I = Intensidad de cortocircuito.

En este caso, k se obtiene de la Tabla 43A de la citada norma UNE:

$$k = 143$$

Particularizando para la *Ecuación (42)*:

$$t = (143 * 4/2630)^2 = 47 \text{ ms}$$

Acudiendo a las curvas características estándar de fusibles de tipo gPV de 1500 V para instalaciones fotovoltaicas, se observa como para corrientes inferiores a 100 A ya se produce la fusión del mismo para ese tiempo. Por ello, para la magnitud de las corrientes implicadas en este caso, los tiempos de actuación se hacen asombrosamente pequeños, cumpliendo la condición impuesta.

Tras los fusibles integrados se encuentra la propia caja concentradora de conexiones SMA String-Monitor SSM-U2415, la cual cuenta con las siguientes protecciones:

- Interruptor-seccionador de potencia de DC, 400A_{CC}, con ventana para ver los contactos. Mediante dicho elemento se permite la desconexión del bloque generador del inversor. Máximo 200 ciclos de conmutación bajo carga.
- Cubiertas de protección tanto para la zona de entradas como la de salidas, pudiendo trabajar en uno de los lados sin necesidad de cortar la tensión del otro.
- Protección contra sobretensiones tipo II, I_{nom} = 20 kA, I_{máx} = 40 kA.
- Sistema de medida y monitorización para prevenir averías.
- Carcasa de plástico reforzado con fibra de vidrio autoextinguible, libre de halógenos.

6.1.2. Protecciones tramo 2: Caja concentradora/Estación de potencia

En el tramo presente todas las protecciones se encuentran integradas en la estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV de SMA. Como ya se apuntó en el apartado correspondiente, la principal ventaja de dicha estación de potencia es que lleva incorporada todos los elementos necesarios preinstalados y cableados por el fabricante, de forma que se reduce enormemente la incorporación de elementos auxiliares. Las protecciones vinculadas con el tramo de estudio presentes en la estación de potencia son las siguientes:

- Fusibles de protección para las entradas DC, para protección frente a sobrecargas y cortocircuitos.
- Interruptor-seccionador de corriente DC, el cual permite la desconexión del inversor con los generadores solares.
- Protección contra sobretensiones tipo I.
- Sistema de monitorización de fallo a tierra y aislamiento DC.

En este caso y de igual modo que con los fusibles seleccionados en las cajas concentradoras de conexiones, se recurre a la normativa vigente para seleccionar los calibres de los fusibles necesarios. Así pues, haciendo uso de las *Ecuaciones (38), (39), (40), (41) y (42)*:

$$8,74 * 24 \leq I_n \leq 442 * 0,89 * 0,9 ; \quad 209,76 \leq I_n \leq 354,042$$

$$1,45 * I_n = I_2 \leq 1,45 * 442 * 0,89 * 0,9 ; \quad I_n \leq 354,042$$

$$V_{\text{string}(T_{\text{mín}})} = 51,26 * 27 = 1384,02 \text{ V} \leq 1500 \text{ V}$$

Cumple

$$I_{\text{máx.cort}} \geq 9,4 * (1123/4 - 24) = 2,4 \text{ kA}$$

Cumple

$$t = (143 * 240/2413)^2 = 202\text{s} \geq t_{\text{act}}$$

Cumple

Luego los fusibles requeridos son los del calibre **315 A**, requiriéndose un total de **94 fusibles**, ya que se dispone de 47 bloques generadores conectados a las estaciones de potencia y se protegen ambos polos, positivo y negativo.

6.2. Protecciones en corriente alterna (AC)

Las protecciones comprendidas en la parte de AC se encuentran integradas en dos zonas, la estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV y la torre de inicio de línea del tramo aéreo.

6.2.1. Protecciones tramo 3: Inversores/Celdas de media tensión

En este caso, el tramo comprendido entre los inversores y el primario de los transformadores, así como el tramo comprendido entre el secundario de los transformadores y las celdas de media tensión, cuentan con las protecciones que incorpora la estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV de fábrica, dentro de las cuales destacan las siguientes:

- Interruptor automático de potencia para la zona de baja tensión.

- Interruptor automático de potencia en vacío para la zona de media tensión, el cual permite la desconexión de la estación de potencia con la red de distribución.
- Protección contra sobretensiones tipo I para los tramos DC y AC.
- Separación galvánica aportada por el transformador de potencia.
- Resistencia a arcos voltaicos en la sala de distribución de media tensión, $I_{ac} = 20 \text{ kA } 1s$.

Dado que todo va precableado y dimensionado por el fabricante, éste no facilita datos concretos de los interruptores automáticos empleados. Sin embargo, se considera interesante conocer las corrientes de cortocircuito que debería de poder cortar ante posibles cortocircuitos en los siguientes tramos:

- **Tramo A:** Se trata del tramo comprendido entre el inversor y el primario del transformador. El tramo discurre a 660 V.
- **Tramo B:** Se trata del tramo comprendido entre el secundario del transformador y las celdas de media tensión. El tramo discurre a 20 KV.

Cabe destacar que la posibilidad de que se produzcan cortocircuitos en dichos puntos es prácticamente nula, ya que se trata de tramos muy cortos, bien definidos y montados por técnicos especialistas del fabricante. Sin embargo este hecho no exime de la protección de los mismos, hecho por el cual el fabricante incorpora las protecciones necesarias.

Las consideraciones a tener en cuenta para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en los tramos de estudio son las siguientes:

- Únicamente se estudia un único cortocircuito trifásico en alguno de los ramales del tramo A. El ramal del tramo A que no se encuentra en cortocircuito se asume en abierto, dado que la corriente nominal es insignificante frente a la corriente de cortocircuito estudiada. Por tanto se considera un transformador monofásico de 2,5 MVA para dichos cálculos.
- Dado que los inversores de potencia no permiten el trasiego de corrientes elevadas de cortocircuito entre los lados de DC y AC, se considera como única fuente de aporte de corriente de cortocircuito la red a la que se conecta la instalación fotovoltaica, la cual posee una potencia de cortocircuito en el punto de conexión de 350 MVA.
- Las corrientes de cortocircuito de cada tramo se encuentran limitadas por las impedancias de los elementos comprendidos entre el tramo en cuestión y el punto de conexión a red. Asimismo dichas impedancias han de estar referenciadas a la tensión propia del tramo de estudio mediante la relación de transformación del transformador.
- El transformador dispone de unas caídas de tensión resistiva e inductiva en cortocircuito de 1% y 6% respectivamente.

A continuación se presenta un diagrama unifilar simplificado de la situación de estudio:

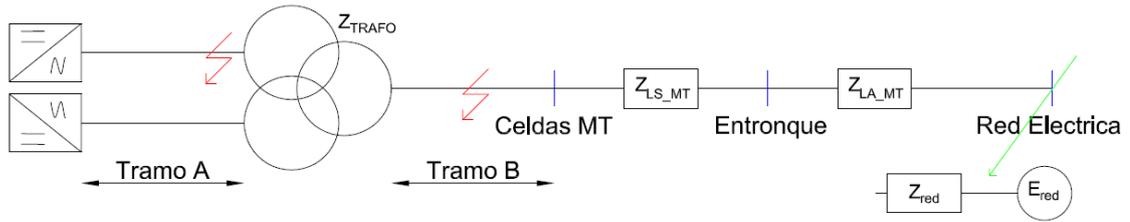


Ilustración 50. Diagrama unifilar simplificado del trazado comprendido entre la EP1 y el punto de conexión a red.

Al disponer del dato de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a red, se puede sustituir la red eléctrica por su equivalente de Thévenin mediante las siguientes ecuaciones:

$$E_{\text{red}} = \frac{c * U_n}{\sqrt{3}} \quad (43)$$

$$Z_{\text{red}} = 1,1 * \frac{U_n^2}{S_K''} \quad (44)$$

Siendo:

- U_n = Tensión nominal en el punto de cortocircuito.
- $c = 1,1$ para cortocircuito en alta tensión y $c=1$ para baja tensión.
- S_K'' = Potencia de cortocircuito en el punto de defecto.

Debido al fuerte carácter inductivo de la red se considera:

$$X_{\text{red}} = 0,995 * Z_{\text{red}} \quad (45)$$

$$R_{\text{red}} = 0,1 * X_{\text{red}} \quad (46)$$

Las ecuaciones que permiten el cálculo de Z_{trafo} en función de sus parámetros característicos son las siguientes:

$$R_{\text{cc}} = \frac{\varepsilon_{R_{\text{cc}}}(\%)}{100} * \frac{U_{\text{nt}}^2}{S_{\text{nt}}} \quad (47)$$

$$X_{\text{cc}} = \frac{\varepsilon_{X_{\text{cc}}}(\%)}{100} * \frac{U_{\text{nt}}^2}{S_{\text{nt}}} \quad (48)$$

Siendo:

- $\varepsilon_{R_{\text{cc}}}$ y $\varepsilon_{X_{\text{cc}}}$ = Caídas de tensión resistiva e inductiva en cortocircuito del trafo.
- U_{nt} y S_{nt} = Tensión y potencia nominal del trafo para el lado considerado respectivamente.

Finalmente, el valor eficaz de la componente alterna de la corriente de cortocircuito se calcula como:

$$I_{cc} = \frac{E_{red}}{Z_{total}} \quad (49)$$

$$Z_{total} = \sqrt{\left(\sum R_i\right)^2 + \left(\sum X_i\right)^2} \quad (50)$$

Particularizando las Ecuaciones (43), (44), (45), (46), (47), (48), (49) y (50) para los cortocircuitos en los tramos A y B se obtiene:

Parámetro	Tramo A	Tramo B
U_n	660 V	20 kV
E_{red}	381,05 V	12701,7 V
Z_{red}	0,001369 Ω	1,257 Ω
R_{red}	0,0001362 Ω	0,12507 Ω
X_{red}	0,001362 Ω	1,2507 Ω
Z_{la_mt}	0,0016 Ω	1,4715 Ω
R_{la_mt}	0,00136 Ω	1,249 Ω
X_{la_mt}	0,000847 Ω	0,778 Ω
Z_{ls_mt}	0,000194 Ω	0,1785 Ω
R_{ls_mt}	0,000187 Ω	0,1717 Ω
X_{ls_mt}	0,0000534 Ω	0,049 Ω
Z_{cc_trafo}	0,01059 Ω	-
R_{cc_trafo}	0,00174 Ω	-
X_{cc_trafo}	0,01045 Ω	-
Z_{total}	0,0137 Ω	2,907 Ω
R_{total}	0,00342 Ω	1,546 Ω
X_{total}	0,0127 Ω	2,077 Ω
I_{cc}	27,8 kA	4,369 kA

Tabla 39. Resultado del cálculo de las corrientes de cortocircuito para los Tramos A y B del Tramo 3.

6.2.2. Protecciones tramo 4: Celdas de media tensión/Entronque

Este tramo se encuentra protegido por las protecciones dispuestas en el entronque subterráneo-aéreo de la torre de inicio de la línea aérea. En este caso, al trabajar con un tramo subterráneo en alta tensión se recurre a la instrucción técnica ITC-LAT-6 "Líneas subterráneas con cables aislados". En ella se especifica que la línea ha de estar protegida frente a

cortocircuitos y sobretensiones, no siendo necesario proteger frente a sobrecargas en caso de disponer aparatos de medida que controlen la potencia trasegada.

Por tanto las protecciones a emplear en el entronque son:

- Descargadores de sobretensiones de resistencia variable de óxido de zinc para proteger frente a las sobretensiones de origen atmosférico.
- Fusibles explosores para proteger frente a cortocircuitos.
- Seccionadores unipolares para aislar la planta de la red en caso necesario. Se asume que no existen fenómenos de ferresonancia por combinación de las corrientes capacitivas con las magnetizantes del transformador durante el seccionamiento unipolar de las líneas.

6.2.3. Selección del fusible explosor

En tipo de fusible a emplear es fusible de explosión tipo k (rápido). Las condiciones a cumplir para que la línea esté protegida son las mismas que las ya definidas en la parte de baja tensión de la instalación y vienen recogidas en la instrucción técnica ITC-LAT 06. “*Líneas subterráneas con cables aislados*”. A modo de resumen, el fusible explosor ha de ser capaz de cortar la corriente de cortocircuito máxima en un tiempo inferior al que hace que se alcance la temperatura máxima del aislante. Así pues, observando la *Ilustración 51*, la corriente de cortocircuito máxima se dará ante un corto en el entronque aéreo-subterráneo y cuyo valor se calcula mediante las *Ecuaciones (43), (44), (45), (46), (47), (48), (49) y (50)*. A continuación se muestran los resultados:

Parámetro	Tramo B
U_n	20 kV
E_{red}	12701,7 V
Z_{red}	1,257 Ω
R_{red}	0,12507 Ω
X_{red}	1,2507 Ω
Z_{la_mt}	1,4715 Ω
R_{la_mt}	1,249 Ω
X_{la_mt}	0,778 Ω
Z_{total}	2,7285 Ω
R_{total}	1,374 Ω
X_{total}	2,0287 Ω
I_{cc}	4,655 kA

Tabla 40. Resultado del cálculo de la corriente de cortocircuito para el Tramo 4.

El tiempo máximo admisible se calcula mediante la *Ecuación (42)*, obteniendo el parámetro k de la Tabla 26 de la instrucción. Particularizando para la *Ecuación (42)* se obtiene:

$$t = (94 * 95/4655)^2 = 3,68 \text{ s}$$

Finalmente se selecciona el fusible de explosión teniendo en cuenta la corriente y tensión nominal del tramo así como el poder de corte y el tiempo de actuación requeridos.

6.2.4. Selección del descargador de sobretensiones

Para proteger a la instalación de la entrada de sobretensiones provenientes del tramo aéreo, se instala en cada una de las fases del entronque un descargador de sobretensiones tipo **PEXLIM R** del fabricante **ABB**. A continuación se presentan sus características principales:

Características eléctricas	
Tensiones de red más elevada (U_m)	24-170 kV
Tensiones nominales (U_r)	18-144 kV
Corriente de descarga nominal (IEC)	10 kA _{pico}
Corriente de clasificación (IEEE/ANSI)	10 kA _{pico}
Resistencia de corriente de descarga	
Corriente alta 4/10 μ s	100 kA _{pico}
Corriente baja 2.000 μ s	550 A _{pico}
Clase de descarga de línea (IEC)	Clase 2
Capacidad de energía	5,1 kJ/kV
Características mecánicas	
Carga de servicio estática admisible	1.000 Nm
Carga de servicio dinámica admisible	1.600 Nm
Condiciones de funcionamiento	
Temperatura ambiente	-50°C a +45°C
Altitud de diseño	Máx. 1000 m
Frecuencia	15-62 Hz

Tabla 41. Características generales del descargador de sobretensiones. (Fuente: "Catálogo fabricante ABB").

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC	según ANSI/IEEE			30/60 μ s			8/20 μ s			
				1 s	10 s	0,5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
U_m kV _{rms}	U_r kV _{rms}	U_c kV _{rms}	MCOV kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}
24 ³⁾	18	14,4	15,3	20,7	19,8	37,1	38,5	40,3	44,0	46,7	52,3	59,7
	21	16,8	17,0	24,1	23,1	43,2	44,9	47,0	51,3	54,4	61,0	69,7
	24	19,2	19,5	27,6	26,4	49,4	51,3	53,8	58,7	62,2	69,7	79,6
	27	21,6	22,0	31,0	29,7	55,6	57,7	60,5	66,0	70,0	78,4	89,6

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Revestimiento	Distancia de fuga	Aislamiento Externo				Dimensiones				
				1,2/50 μ s seco	50 Hz húmedo (60s)	60 Hz húmedo (10s)	250/2.500 μ s húmedo	Masa kg	A_{max}	B	C	Fig.
U_m kV _{rms}	U_r kV _{rms}		mm	kV _{pico}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{pico}					
24	18-27	YV024	1863	310	150	150	250	13	641	-	-	1

Tabla 42. Características eléctricas del pararrayos autovalvular. (Fuente: "Catálogo fabricante ABB").

Finalmente el descargador de sobretensiones seleccionado es el **PEXLIM R U_R 24**, de acuerdo con los cálculos y criterios de selección especificados en el Anexo 3 correspondiente.

7. Puesta a tierra

Toda instalación eléctrica requiere del estudio e implementación de un sistema de puesta a tierra. Dicha conexión a tierra consiste en la unión sin ninguna protección tanto de una parte del circuito eléctrico (el neutro) como de aquellos elementos conductores que no forman parte del mismo. Mediante la citada acción, se persiguen dos objetivos fundamentales:

- Evitar la aparición de diferencias de tensión elevadas que puedan incurrir en un peligro para las personas que se encuentren trabajando en la planta.
- Constituir un camino de baja impedancia para las corrientes inyectadas de origen atmosférico, de forma que sean derivadas a tierra sin ocasionar daño o peligro para las personas y la propia instalación.

El estudio del sistema de puesta a tierra en la instalación proyectada pasa por la evaluación de las resistencias de puesta a tierra tanto de las masas de BT como las masas del Centro de Transformación, para finalmente evaluar la viabilidad de una puesta a tierra común. Asimismo se diseña la puesta a tierra de las torres de MT comprendidas entre la instalación y el punto de conexión a red.

Para ello se acude a la siguiente normativa:

- Instrucciones técnicas complementarias ITC-BT-08, ITC-BT-18, ITC-40 del REBT.
- Instrucción técnica complementaria MIE RAT 13 del Reglamento de Alta Tensión.
- Recomendación UNESA "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación".
- Norma UNE 60364-5-54:2015 "Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra y conductores de protección".
- Instrucción técnica complementaria ITC-LAT 07 del RLAT.

En este caso el esquema de distribución que se propone es un esquema de distribución IT, según el cual el neutro del transformador del lado de baja tensión queda aislado de tierra o con una impedancia de valor muy elevada, mientras que las masas se conectan a tierra directamente. De este modo no se cuenta con un neutro de servicio que haya que conectar a tierra alejado de la puesta a tierra de las masas para evitar las tensiones transferidas peligrosas.

7.1. Resistencia de puesta a tierra de las masas de BT

El cálculo de las resistencias de puesta a tierra, por lo general, precisa de complejas herramientas matemáticas incluso para electrodos simples. Es por ello que para los electrodos más comúnmente usados existe en bibliografía tablas que permiten el cálculo de dicha resistencia en función de las dimensiones geométricas del electrodo y la resistividad del terreno. En este caso se va a utilizar como electrodo de puesta a tierra conductor enterrado horizontal de cobre, de sección 35mm^2 y $0,5\text{ m}$ de profundidad, dispuesto de la forma mostrada en el *Plano 7* adjunto.

Para el cálculo preciso de la citada puesta a tierra habría que tener en cuenta una resistencia de puesta a tierra global que comprendiera el paralelo del conductor horizontal junto con cada uno de los pilotes de las estructuras soporte que van directamente hincados en el terreno. Sin embargo, si asumiendo la puesta a tierra de las masas de baja tensión únicamente como el conductor horizontal, se cumplen las condiciones requeridas para una puesta a tierra común de las masas de baja tensión y del CT, el cálculo preciso no requiere ser realizado. Esto se debe a que con el cálculo preciso únicamente se mejorarían las tensiones que aparecen en las masas durante los defectos. Así pues se estima la citada resistencia de puesta a tierra de las masas de BT como:

$$R_{t_BT} = 2 * \frac{\rho}{L} \quad (51)$$

Siendo:

- ρ = Resistividad del terreno.
- L = Longitud total del conductor enterrado.

La resistividad del terreno ρ , depende de factores como la humedad, el contenido en sales, la temperatura, la estratificación del terreno y la estacionalidad de los parámetros citados. Es por ello que su estimación precisa no resulta fácil y en la ITC-BT-18 se presentan unas tablas que permite obtener su valor en función del tipo de terreno. Asimismo la profundidad de enterramiento del mismo debe ser aquella que garantice una resistividad aproximadamente constante a lo largo del año. Acudiendo a la Tabla 4 de la ITC-BT-18 se obtiene:

$$\rho = 500 \ \Omega * \text{m}$$

Luego particularizando para la *Ecuación (51)*:

$$R_{t_BT} = 2 * \frac{500}{1556} = 0,64 \ \Omega$$

7.2. Resistencia de puesta a tierra de las masas del centro de transformación (CT)

Las puestas a tierra de los centros de transformación se encuentran muy normalizadas, y es por ello que existe bibliografía que permite calcular la resistencia de puesta a tierra para los electrodos tipo. En este caso, debido a las dimensiones de la estación de potencia empleada, se opta por la siguiente configuración:

- Electrodo de conductor horizontal en disposición rectangular compuesta por dos rectángulos de 6 x 2,5 m.
- Sección de conductor de 50 mm².
- 6 picas de 14 mm de diámetro y 4 m de longitud.
- Profundidad 0,8 m.

Las ecuaciones que permiten el cálculo de la resistencia de puesta a tierra buscada son:

$$R = k_r * \rho \tag{52}$$

$$R_{t_CT} = \frac{R^2}{2R} \tag{53}$$

Siendo:

- R= Resistencia de puesta a tierra de la configuración escogida.
- k_r= Parámetro que depende de la configuración escogida.

Para la obtención de dicho parámetro se recurre a las tablas de las recomendaciones UNESA.

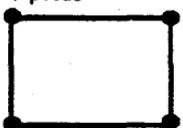
CONFIGURACION	L _p (m)	RESISTENCIA k _r	TENSION DE PASO k _p	TENSION DE CONTACTO EXT k _c = k _p (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.113	0.0167	0.0681	60-25/8/00
4 picas 	2	0.087	0.0139	0.0430	60-25/8/42
	4	0.071	0.0110	0.0312	60-25/8/44
	6	0.061	0.0091	0.0243	60-25/8/46
	8	0.053	0.0077	0.0198	60-25/8/48
8 picas 	2	0.077	0.0124	0.0348	60-25/8/82
	4	0.060	0.0092	0.0226	60-25/8/84
	6	0.050	0.0073	0.0165	60-25/8/86
	8	0.043	0.0060	0.0128	60-25/8/88

Tabla 43. Parámetros característicos de electrodos de puesta a tierra. (Fuente: " Recomendación UNESA Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación").

Particularizando para las Ecuaciones (52) y (53):

$$R = 0,071 * 500 = 35,5 \Omega$$

$$R_{t_{CT}} = \frac{35,5^2}{2 * 35,5} = 17,75 \Omega$$

Siendo puristas, y debido a la complejidad matemática de las distribuciones de potencial sobre el terreno de los electrodos de puesta a tierra, resulta conveniente calcular la puesta a tierra considerando únicamente un conductor horizontal dispuesto en forma rectangular de las dimensiones de la estación de potencia (12 m x 2,5 m). Esto se justifica por el hecho de que no se puede asumir ciegamente que dos estructuras de 6 m x 2,5 m en paralelo se comporten igual que una única puesta a tierra de 12 m x 2,5 m. Es por ello que se decide hacer y comprobar el cálculo de la resistencia de puesta a tierra común con la resistencia de puesta a tierra del CT más conservadora. La ecuación que permite calcular esta nueva resistencia de puesta a tierra del CT para un conductor enterrado horizontalmente es idéntica a la *Ecuación (51)*:

$$R_{t_{CT}} = 2 * \frac{500}{2 * 12 + 2 * 2,5} = 34,48 \Omega$$

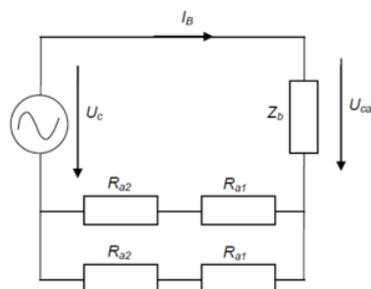
7.3. Resistencia de puesta a tierra común

La condición que se ha de cumplir para poder realizar una puesta a tierra común de las masas radica en que la tensión de contacto que aparece al circular la máxima corriente de defecto sea inferior a la tensión de contacto admisible. Por tanto la condición a cumplir es:

$$I_{d_{max}} * R_{t_{común}} < V_{c,adm} \quad (54)$$

Cabe destacar que la restricción involucra la tensión de contacto admisible ya que es más peligrosa (corrientes mayores que atraviesan el cuerpo por zonas más delicadas) que la de paso y por tanto si la de contacto cumple la de paso también.

Circuito para el cálculo de la Tensión de Contacto



Circuito cálculo de la Tensión de Paso

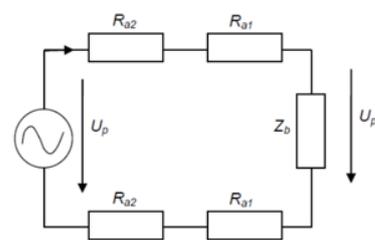


Ilustración 51. Esquemas para el cálculo de las tensiones de paso y contacto. (Fuente: "MIE-RAT-13").

En este caso $R_{t_{común}}$ representa el paralelo de las dos resistencias de puesta a tierra:

$$R_{t_{común}} = \frac{R_{t_{BT}} * R_{t_{CT}}}{R_{t_{BT}} + R_{t_{CT}}} \quad (55)$$

Particularizando para la *Ecuación (55)*:

$$R_{t_común} = \frac{0,64 * 34,48}{0,64 + 34,48} = 0,628 \Omega$$

La estimación de I_{d_max} resulta algo más compleja. Para ello, primeramente, resulta necesario tener en mente el esquema de conexión de la instalación solar y de ésta con la subestación. A continuación se presenta un esquema simplificado:

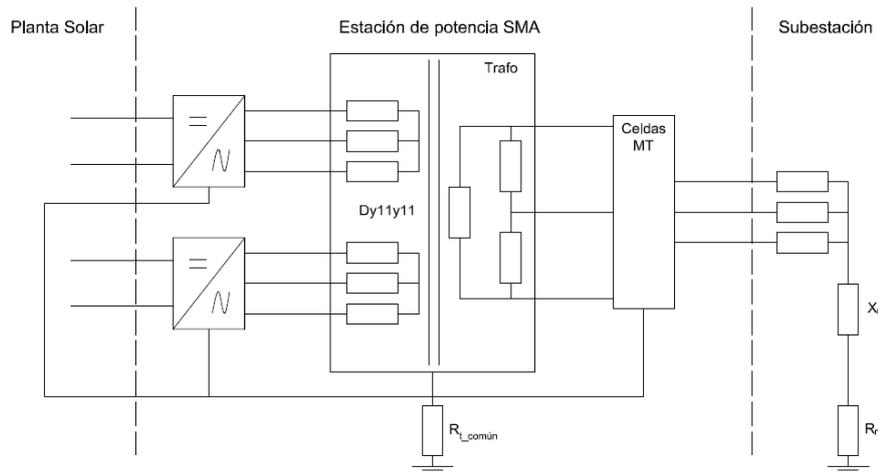


Ilustración 52. Esquema simplificado de conexión de la planta solar con la subestación para el estudio de las corrientes de defecto en MT. (Fuente: "Esquema propio en CAD").

Por tanto, de forma conservadora, la corriente I_{d_max} puede calcularse cómo:

$$I_{d_max} = \frac{U_L}{\sqrt{3} * \sqrt{(R_{t_común} + R_n)^2 + X_n^2}} \quad (56)$$

Valores tipo de resistencia de puesta a tierra R_n y reactancia limitadora X_n de una subestación según Iberdrola son:

$$R_n = 0 \Omega$$

$$X_n = 25 \Omega$$

Luego particularizando para la *Ecuación (56)*:

$$I_{d_max} = \frac{20000}{\sqrt{3} * \sqrt{0,628^2 + 25^2}} = 461,73 \text{ A}$$

Finalmente hay que definir la tensión de contacto admisible $V_{c,adm}$. La ecuación que permite su cálculo se obtiene a partir del esquema de la *Ilustración 52*:

$$V_{c,adm} = V_{ca,adm} * \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_B}\right) \quad (57)$$

Siendo:

- R_{a1} = Resistencia del calzado.
- R_{a2} = Resistencia a tierra del punto de contacto.
- Z_B = Impedancia del cuerpo humano.
- $V_{ca,adm}$ = Tensión de contacto aplicada admisible.

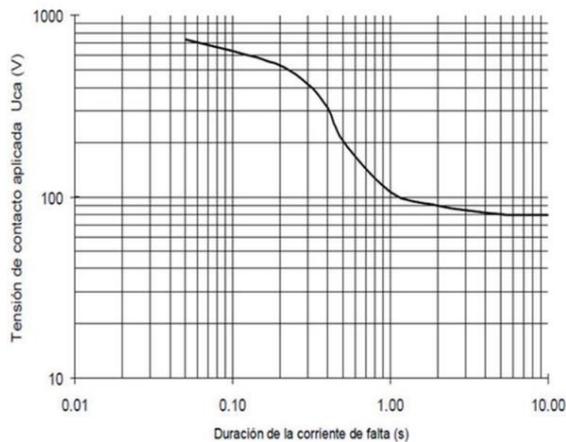
En este caso:

$$R_{a1} = 2000 \Omega$$

$$R_{a2} = 3 * \rho_s$$

$$Z_B = 1000 \Omega$$

El valor de $V_{ca,adm}$ se obtiene de las gráficas y tablas facilitadas en el MIE.RAT-13:



Duración de la corriente de falta, t (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, Uca (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 53. Valores de la tensión de contacto aplicada admisible en función de la duración de la falta. (Fuente: "MIE.RAT-13").

Dado que no se dispone de las características y curvas de los elementos de protección de la subestación, se asume que cumplen con lo establecido en el documento de Iberdrola "*Diseño de puestas a tierra en centros de transformación en edificio de otros usos de tensión nominal ≤ 30 kv*". En este documento se establece que el tiempo de actuación debe de cumplir la siguiente ecuación:

$$I_d * t = 400 \quad (58)$$

Particularizando para la *Ecuación (58)*:

$$t = \frac{400}{461,73} = 0,866 \text{ s}$$

Acudiendo a la *Ilustración 54* se obtiene:

$$V_{ca,adm} = 132 \text{ V}$$

Particularizando para la *Ecuación (57)*:

$$V_{c,adm} = 132 * \left(1 + \frac{2000 + 3 * 500}{2 * 1000}\right) = 363 \text{ V}$$

Para concluir se comprueba si se cumple la condición impuesta al principio del apartado, definida en la *Ecuación (54)*:

$$461,73 * 0,647 = 298,73 < 363$$

Cumple

Llegados a este punto cabe resumir y destacar ciertas conclusiones:

- Al disponer de un sistema de distribución IT para la parte de baja tensión, no se dispone de tierra de servicio. Asimismo dado que se cumplen las condiciones adecuadas, únicamente se dispone de una tierra de protección que une todas las masas, tanto las de baja como las del centro de transformación.
- No se requiere del estudio de un doble defecto de aislamiento en la parte de baja tensión ya que se cuenta con detectores de falta a tierra tanto en el polo positivo como en el negativo, de forma que ante un primer defecto en el sistema de distribución IT, se desconecte la rama afectada.
- Dado que las estaciones de potencia empleadas cuentan con descargadores de sobretensiones a ambos lados del transformador de MT, no habrá transferencia de sobretensiones ante impactos de rayo debido a las capacidades parásitas entre los devanados y éstos con tierra.
- La instalación se encuentra protegida tanto en términos de los elementos que la componen (mediante las protecciones de sobrecarga, sobreintensidad y sobretensión), como frente a contactos indirectos para las personas que se encuentran en su interior.

7.4. Puesta a tierra de los apoyos de la línea aérea de 20 kV.

Para diseñar el sistema de puesta a tierra de los apoyos se ha recurrido al documento de Iberdrola "*MT 2.23.35-Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20 kV*" junto con la normativa comentada anteriormente.

Cabe destacar que pese a que según la instrucción técnica complementaria ITC-LAT 07 del RLAT se podrían considerar todos los apoyos como no frecuentados, se considera que los apoyos de inicio y fin de línea, al estar dentro de las instalaciones y llevar las protecciones, podrían estar frecuentados por personal autorizado con el calzado correspondiente. Es por ello que los apoyos 1 y 13 se consideran frecuentados con calzado y el resto no frecuentados.

Dado que el diseño se basa principalmente en los mismos principios de protección expuestos en los apartados anteriores, a continuación se presentan las soluciones de puesta a tierra seleccionadas. El cálculo detallado del diseño se puede consultar en el *Anexo 5*.

7.4.1. Apoyos no frecuentados

La idea de protección en este caso es que la falta se disipe en un tiempo adecuado, no siendo necesario comprobar las tensiones aplicadas dado que se asume que no van a haber personas cerca. La solución empleada se basa en una variante de dos picas verticales de acero cobradizo de 1,5 m de longitud y diámetro 14 mm. La profundidad de enterramiento de las mismas es de 0,5 m. Las picas se unen entre sí mediante conductor de cobre de 50 mm². Los detalles de la instalación se muestran en la *Ilustración 55*.

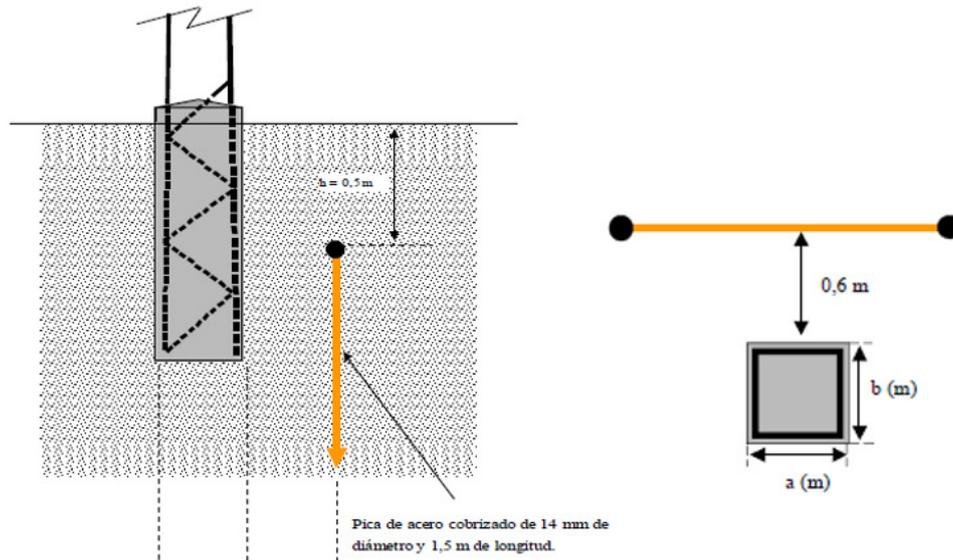


Ilustración 54. Disposición de la puesta a tierra en los apoyos no frecuentados. (Fuente: " MT 2.23.35-Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20 kV, Iberdrola").

Con esta disposición se asegura un tiempo correcto de actuación de las protecciones.

$$t_{\text{actuación}} = 0,8 \text{ s}$$

El tiempo de actuación de las protecciones es inferior a 1 s para la corriente máxima de defecto.

7.4.2. Apoyos frecuentados con calzado

La idea de protección es que no aparezcan tensiones aplicadas que excedan los límites que se consideran seguros para los seres humanos que puedan encontrarse cerca del apoyo en el momento del defecto. La solución empleada se basa en una distribución perimetral de conductor de cobre de 50 mm², enterrado a 0,5 m de profundidad, disponiendo en sus vértices de cuatro picas de 1,5 m de longitud y 14 mm de diámetro. Conectado al mismo se haya un mallazo equipotencial embebido en una acera perimetral de hormigón. Dicho mallazo está constituido por redondos de 4 mm de diámetro formando una retícula de 30 x 30 mm. Los detalles de la instalación se muestran en las *Ilustraciones 56 y 57*.

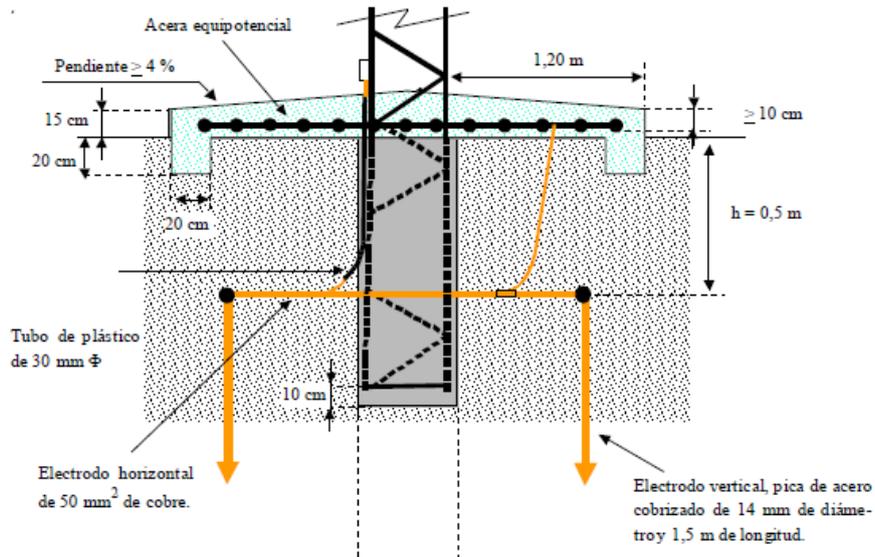


Ilustración 55. Detalle en alzado de la puesta a tierra en los apoyos frecuentados con calzado. (Fuente: " MT 2.23.35- Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20 kV, Iberdrola").

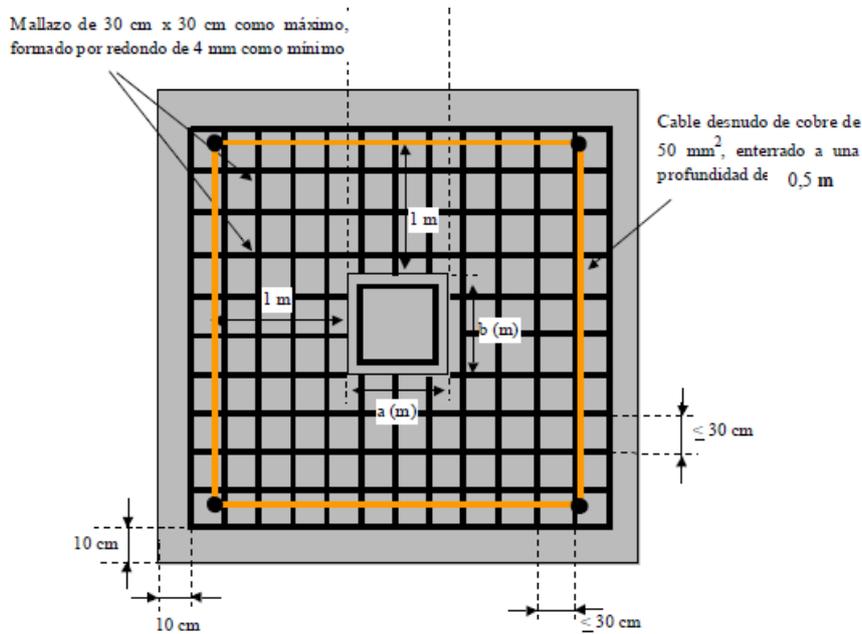


Ilustración 56. Detalle en planta de la puesta a tierra en los apoyos frecuentados con calzado. (Fuente: " MT 2.23.35- Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20 kV, Iberdrola").

Mediante dicha disposición se consiguen valores correctos de tensión de paso en los apoyos frecuentados con calzado.

$$U_{pa(t-t)} = 335,67 \text{ V} < U_{pa(t-t),adm} = 943,4 \text{ V}$$

Cumple

$$U_{pa(t-a)} = 489,61 \text{ V} < U_{pa(t-t),adm} = 943,4 \text{ V}$$

Cumple

8. Estimación de la producción anual esperada

Con el objetivo de poder realizar los estudios económicos pertinentes para analizar la viabilidad económica del proyecto, se requiere conocer con la mayor exactitud posible la producción anual de la planta. Para ello en la actualidad se suelen emplear programas de simulación. En este caso, y dado el elevado carácter académico del presente proyecto, se aborda la estimación de la producción mediante el procedimiento de cálculo descrito en el apartado 7 del Pliego de condiciones del IDEA. Finalmente se emplea asimismo el programa de simulación PVGIS ya empleado anteriormente.

Así pues en el citado Pliego de condiciones se definen los parámetros requeridos para el cálculo:

- $G_{dm}(0)$: Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m² * día), obtenido a partir de algún organismo oficial.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m² * día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores al 10% anual.
- PR: Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, el cual tiene en cuenta la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, contemplado:
 - La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
 - La eficiencia del cableado.
 - Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
 - Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
 - La eficiencia energética del inversor.
 - Otros

La ecuación que permite el cálculo de la estimación es la siguiente:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} \quad \text{Kwh/día} \quad (59)$$

Siendo:

- P_{mp} = Potencia pico del generador.
- G_{CEM} = 1 kW/m².

8.1. Parámetros $G_{dm}(0)$ y $G_{dm}(\alpha, \beta)$

Para la obtención de dicho parámetro se recurre al Software PVGIS. Los valores obtenidos son los siguientes:

Mes	$G_{dm}(0)$	$G_{dm}(0^\circ, 3^\circ)$	$G_{dm}(0^\circ, 3^\circ)$ Seguidor
Enero	2,75	2,95	4,29
Febrero	3,61	3,79	5,50
Marzo	5,29	5,48	7,35
Abril	5,97	6,07	8,30
Mayo	7,06	7,10	9,77

Junio	8,23	8,23	11,00
Julio	7,87	7,90	11,58
Agosto	7,19	7,29	10,19
Septiembre	5,87	6,03	7,83
Octubre	3,90	4,06	6,03
Noviembre	2,69	2,86	4,50
Diciembre	2,38	2,58	4,10
Anual	5,23	5,36	7,54

Tabla 44. Parámetros $G_{dm}(0)$, $G_{dm}(0^\circ, 3^\circ)$ y $G_{dm}(0^\circ, 3^\circ)$ Seguidor en $(kWh/m^2 * día)$.

El simulador PVGIS permite la opción de calcular los valores mostrados teniendo en cuenta el perfil del horizonte de las sombras que afectan al emplazamiento seleccionado.

Horizonte calculado



La radiación solar y la producción de electricidad fotovoltaica cambian si existen colinas o montañas cercanas que bloqueen la radiación solar durante determinados periodos del día. PVGIS puede calcular este efecto utilizando datos de la elevación del terreno circundante con una resolución de 3 segundos de arco (aproximadamente 90 m). Este cálculo no tiene en cuenta las sombras debidas a objetos cercanos como casas o árboles. En este caso, el usuario puede definir su propio perfil del horizonte.

Es recomendable utilizar esta opción y definir el propio horizonte en cada emplazamiento.

Ilustración 57. Opción del perfil de horizonte de sombras en el Software PVGIS. (Fuente: "PCGIS").

Los ángulos α y β seleccionados son los propios de los generadores fotovoltaicos. Asimismo cabe destacar que se hace una distinción entre $G_{dm}(0^\circ, 3^\circ)$ y $G_{dm}(0^\circ, 3^\circ)$, dado que el primero no tiene en cuenta que los paneles van montados sobre un seguidor de eje horizontal y el segundo sí, de ahí los valores más elevados de irradiación.

8.2. Parámetro PR

Dado que se trata de un parámetro que depende de todo factor que repercuta en la eficiencia energética de la instalación, su cálculo con precisión resulta muy complejo. Esto se debe no sólo a la cantidad de parámetros de los que depende, sino también porque los valores de dichos parámetros varían a lo largo del tiempo y la época del año. Es por ello que suele darse en medias mensuales. Asimismo pese a que existen diferentes procedimientos y ecuaciones que permiten su cálculo, la mayoría parten de conocer las medidas reales tanto del consumo de la planta, registrada en los aparatos de medida, como de muchos otros factores. Dado el carácter académico del presente proyecto, no se dispone de dichas medidas, con lo que hay que dirigirse a procedimientos que permiten su cálculo por medio de factores que muchas veces son elegidos sin poder ser argumentados de forma sólida.

La ecuación que permite dicho cálculo es:

$$PR(\%) = (100 - A - P_{temp}) * B * C * D * E * F \tag{60}$$

Siendo:

- $A = 100 * (A1 + A2 + A3 + A4)$

A continuación se definen los parámetros a emplear:

- **Pérdidas por dispersión entre módulos (A1):** Pese a que todos los módulos pertenecen al mismo fabricante, dado que éstos están compuestos por células y no todas las células tienen exactamente la misma estructura y orientación de los granos, existen variaciones en cuanto a las características eléctricas de los mismos. Es por ello que los fabricantes indican una tolerancia de potencia nominal. En este caso se toma un valor del 1,5%. Luego:

$$A1 = 0,015$$

- **Pérdidas por suciedad y polvo (A2):** Las partículas de polvo y suciedad que se depositan sobre los módulos fotovoltaicos pueden provocar grandes pérdidas si no se realiza un mantenimiento de limpieza adecuado. En las épocas del año en las que las precipitaciones sean escasas se requiere intensificar dichas tareas, mientras que normalmente, y dependiendo de la inclinación que posean los módulos, las precipitaciones suelen ayudar a mantenerlos limpios. Factores como la presencia de caminos transitables sin asfaltar adyacentes a la instalación repercuten negativamente. Teniendo en cuenta todo lo expuesto y asumiendo que se cumplirá el mantenimiento de limpieza descrito en el apartado correspondiente del presente proyecto, se asume un valor de pérdidas del 1%. Luego:

$$A2 = 0,01$$

- **Pérdidas por reflectancia espectral y angular (A3):** Una parte pequeña de la radiación que incide sobre el módulo fotovoltaico se ve reflejada por el cristal templado que poseen para proteger las células y por las propias células. Dicha reflexión depende del ángulo de incidencia de los rayos solares, siendo mayor en invierno que en verano, debido a una elevación más baja del Sol. En la actualidad la mayoría de fabricantes tratan de reducir este fenómeno mediante la utilización de vidrios templados con grandes coeficientes de transmisión y texturizando las superficies de las células. Eso mismo ocurre con los módulos seleccionados en este proyecto, y es por ello que se asumen unas pérdidas del 0,5%. Luego:

$$A3 = 0,005$$

- **Pérdidas por sombras (A4):** Este parámetro tiene en cuenta las pérdidas de radiación solar que experimentan los paneles debido a sombras proyectadas, ya sea por objetos o por la propia topografía del terreno. Para el cálculo de dicho parámetro, en el pliego de condiciones del IDAE, en su Anexo III, se plantea un procedimiento de cálculo. Para ello se requiere de las trayectorias que describe el Sol en el lugar del emplazamiento y del perfil de obstáculos que afecte a la zona de estudio. En este caso, las trayectorias del Sol quedan definidas por la carta solar de la *Ilustración 33* y el perfil de obstáculos se obtiene del Software PVGIS. Una vez se tienen ambas, se superponen y se ejecuta el método.

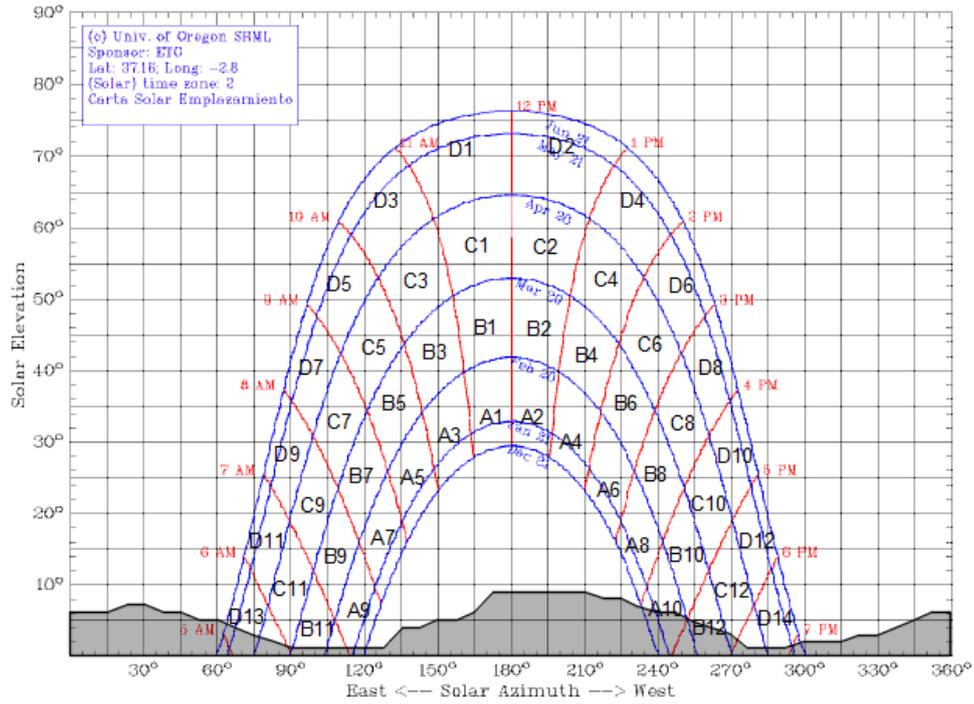


Ilustración 58. Perfil de obstáculos superpuesto a carta solar.

Pese a que la superficie de estudio debería ser la de los paneles, se toma la extensión de terreno sobre la que va la planta. Esto se debe a que dado que los módulos están montados sobre seguidores horizontales, el ángulo acimutal cambia constantemente y el método pasaría a ser extremadamente complejo. A modo de aproximación y para ver la aplicación del método se toma una extensión rectangular de ángulos ($\alpha = 0^\circ, \beta = 3^\circ$). La tabla más adecuada para este caso es la siguiente:

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla 45. Tabla de referencia para el cálculo de pérdidas por sombras. (Fuente: "Pliego de condiciones del IDAE").

En este caso se obtiene:

$$D13 * 0,25 + B11 * 0,25 + A10 * 0,5 + B12 * 0,75 + D14 * 0,25 \tag{61}$$

Particularizando la *Ecuación (61)* según valores de la *Tabla 44*:

$$0,18 * 0,25 + 0,01 * 0,25 + 0,05 * 0,5 + 0,02 * 0,75 + 0,17 * 0,25 = 0,13 \%$$

Luego:

$$A4 = 0,0013$$

- **Pérdidas por temperatura de las células (P_{temp}):** El rendimiento de los módulos fotovoltaicos depende de la temperatura de trabajo de sus células, y ésta a su vez dependen de la temperatura ambiente en las diferentes épocas del año. Así pues se define:

$$P_{temp} = k * (T_{cel} - 25) \quad (62)$$

Siendo:

- k = Coeficiente de variación de la potencia con la temperatura (-0,40%/°C).
- T_{cel} = Temperatura de trabajo de la célula, la cual se define como en la *Ecuación (5)*, pero en este caso en vez de con valores máximos, con valores medios mensuales.

Los coeficientes obtenidos son los siguientes:

Mes	$T_{amb.med}(^{\circ}C)$	$G_{med} (W/m^2)$	$T_{cél.med} (^{\circ}C)$	P_{temp}
Enero	6,3	178,76	11,89	-0,0525
Febrero	7,3	229,17	14,46	-0,0422
Marzo	9,3	306,45	18,88	-0,0245
Abril	11,5	345,83	22,31	-0,0108
Mayo	14,6	407,26	27,33	0,0093
Junio	19,5	458,33	33,82	0,0353
Julio	23,6	482,53	38,68	0,0547
Agosto	23,4	424,73	36,67	0,0467
Septiembre	20	326,39	30,20	0,0208
Octubre	14,9	251,34	22,75	-0,0090
Noviembre	10,3	187,50	16,16	-0,0354
Diciembre	7,1	170,70	12,43	-0,0503

Tabla 46. Valores del coeficiente P_{temp} para cada mes del año.

Cabe destacar que los coeficientes positivos representan pérdidas de potencia mientras que los negativos representan ganancia. Esto se debe a que para temperaturas inferiores a la temperatura ambiente de referencia (25°C), los módulos son capaces de entregar mayor cantidad de potencia y ello queda reflejado en las gráficas de las hojas de características del fabricante.

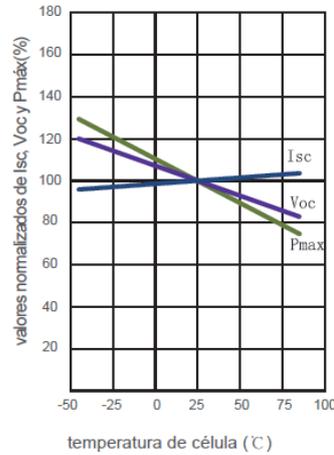


Ilustración 59. Coeficiente de temperatura según Isc, Voc y Pmax. (Fuente: “Hoja de características de Jinko Solar”).

- Pérdidas por cableado en la parte de corriente continua (B):** Para este coeficiente, dado que contabiliza las pérdidas óhmicas en la parte de corriente continua se procede a calcular el tramo más desfavorable que incurra mayores pérdidas en comparación con la potencia que transporta, para así, estando en las peores condiciones, extrapolar ese valor al coeficiente general. Dado que en su respectivo tramo, cada cable transporta la misma corriente, aquel que disponga de mayor resistencia será el más perjudicial. Las ecuaciones empleadas son las siguientes:

$$R = \rho * L / S \quad (62)$$

$$P_{\text{perd}} = R * I^2 \quad (63)$$

$$P_{\text{trans}} = V * I \quad (64)$$

Mediante el empleo de las Ecuaciones (62), (63) y (64), se obtienen los siguientes resultados para el tramo más desfavorable:

Tramo	R (Ω)	P _{perd} (W)	P _{trans} (W)
A-Box	0,124	10,02	13485
22-Inv2	0,0302	1406,81	323640

Tabla 47. Potencia de pérdidas óhmicas para los tramos más desfavorables.

Así pues el porcentaje de pérdidas es del 0,42%. Luego:

$$B = 0,9958$$

- **Pérdidas por cableado en la parte de corriente alterna (C)** : En el apartado correspondiente, mediante la aplicación de la *Ecuación (29)* se obtuvo una potencia de pérdidas de 1,57% para el tramo de MT. Luego:

$$C = 0,9843$$

- **Pérdidas por paradas de la instalación (D)**: Se recomienda que el número de paradas sea inferior al 5% del tiempo de producción de la instalación fotovoltaica. En este caso se toma un 2,5%. Luego:

$$D = 0,975$$

- **Pérdidas por rendimiento del inversor (E)**: Acudiendo a las características técnicas del inversor empleado en el presente proyecto, se observa que su eficiencia es del 98,1% para rendimiento europeo. Luego:

$$E = 0,981$$

- **Pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia y arranque del inversor (F)**: Según bibliografía, los valores más usuales giran en torno a 0,9 y 0,95. En este caso se toma un término medio. Luego:

$$F = 0,925$$

Finalmente, una vez definidos y argumentados los valores de cada parámetro se calcula el parámetro PR de la instalación:

Mes	A	P_{temp}	B	C	D	E	F	PR (%)
Enero	3,13	-0,0525	0,9958	0,9958	0,975	0,981	0,925	84,05
Febrero	3,13	-0,0422	0,9958	0,9958	0,975	0,981	0,925	84,04
Marzo	3,13	-0,0245	0,9958	0,9958	0,975	0,981	0,925	84,03
Abril	3,13	-0,0108	0,9958	0,9958	0,975	0,981	0,925	84,01
Mayo	3,13	0,0093	0,9958	0,9958	0,975	0,981	0,925	84,00
Junio	3,13	0,0353	0,9958	0,9958	0,975	0,981	0,925	83,97
Julio	3,13	0,0547	0,9958	0,9958	0,975	0,981	0,925	83,96
Agosto	3,13	0,0467	0,9958	0,9958	0,975	0,981	0,925	83,96
Septiembre	3,13	0,0208	0,9958	0,9958	0,975	0,981	0,925	83,99
Octubre	3,13	-0,009	0,9958	0,9958	0,975	0,981	0,925	84,01
Noviembre	3,13	-0,0354	0,9958	0,9958	0,975	0,981	0,925	84,04
Diciembre	3,13	-0,0503	0,9958	0,9958	0,975	0,981	0,925	84,05
Promedio								84,01

Tabla 48. Resultado del parámetro PR (%) en función de cada mes.

9. Resultados de la estimación de la producción anual esperada

Mediante la *Ecuación (59)* y todos los parámetros obtenidos en el apartado anterior, se presentan los resultados de la estimación de la producción anual esperada según el método propuesto en el Pliego de condiciones del IDAE:

Mes	$G_{dm}(0^\circ, 3^\circ)$ Seguidor (kWh/m ² *día)	Ep (kWh/día)	Ep (kWh/mes)
Enero	4,29	36057,60	1117785,72
Febrero	5,5	46222,78	1294237,97
Marzo	7,35	61759,17	1914534,17
Abril	8,3	69731,78	2091953,5
Mayo	9,77	82064,84	2544010,06
Junio	11	92371,64	2771149,23
Julio	11,58	97222,66	3013902,59
Agosto	10,19	85559,66	2652349,32
Septiembre	7,83	65761,66	1972849,78
Octubre	6,03	50659,62	1570448,2
Noviembre	4,5	37815,99	1134479,65
Diciembre	4,1	34459,86	1068255,81
Anual			23145956 kWh

Tabla 49. Resultados mensual y anual de la producción esperada de la planta fotovoltaica.

Por tanto se estima una **producción anual de 23,14 GWh**.

En el caso de utilizar el software PVGIS para estimar dicha producción anual se obtiene:

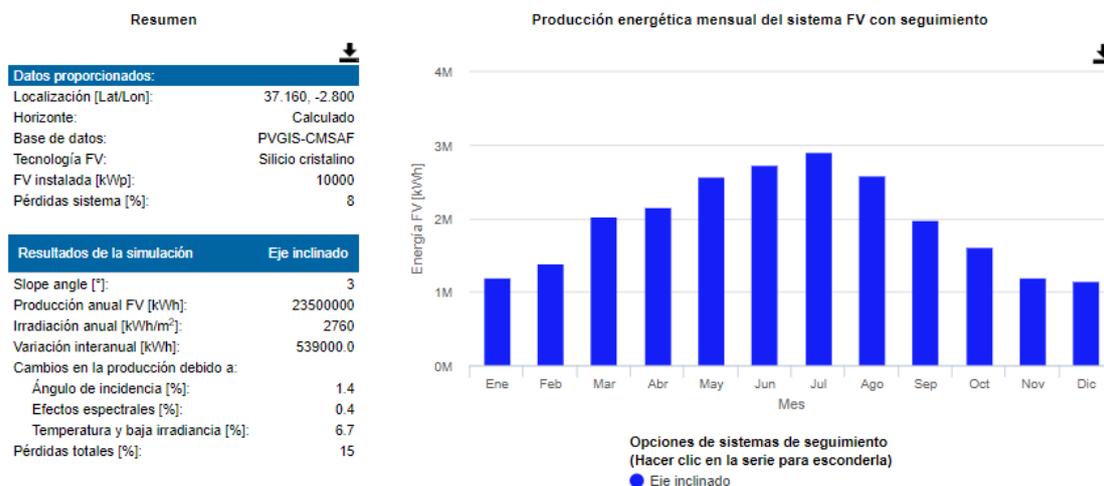


Ilustración 60. Resultado de la simulación de la producción energética mensual esperada. (Fuente: "Software PVGIS").

Se observa como la simulación arroja una producción anual esperada de 23,5 GWh, prácticamente idéntica a la calculada. De esta manera se corrobora la solvencia y rapidez de los programas de simulación frente a los largos y complejos cálculos manuales.

MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En las plantas fotovoltaicas, sobre todo en las de media y gran potencia, resulta de vital importancia llevar a cabo una correcta labor de mantenimiento con el objetivo de aumentar el rendimiento y fiabilidad, lo que repercute en un aumento de la vida útil y por tanto un beneficio económico.

Dentro de este apartado suelen distinguirse tres escalones sucesivos:

- **Supervisión y vigilancia:** Se trata de vigilar y observar mediante sistemas de monitorización las variables de funcionamiento más importantes de la planta de forma periódica. Ello permite detectar posibles averías o funcionamientos inadecuados e iniciar las tareas de reparación. En las instalaciones conectadas a red como la que se proyecta en el presente trabajo, variables como las potencias generadas por los módulos o las funciones del inversor suelen ser las más vigiladas.
- **Mantenimiento preventivo:** Se trata de un tipo de mantenimiento que consiste en realizar acciones periódicas de mantenimiento para evitar que se produzcan futuras averías. Dichas tareas han de ser realizadas por personal cualificado y en instalaciones aisladas suelen ser las siguientes:
 - Módulos: revisiones de limpieza y posibles daños.
 - Carcasas: revisiones de posibles deformaciones y estado de la puesta a tierra.
 - Conexiones: revisión y reapriete de bornas y conexiones así como estado de los diodos by-pass.
 - Estructuras: revisión de degradación y formación de óxidos así como reapriete de tornillos.
 - Seguidores: revisión de engranajes y rodamientos así como la lubricación de los mismos. Apriete de tornillos.
 - Inversores: revisión de indicadores y alarmas, control de los rangos de tensiones e inspección de conexiones.
 - Contadores: revisión de conexiones y control de medidas.
 - Sistemas de monitorización: revisión de conexiones y transferencia y almacenamiento de registros.
 - Cableado: revisión de aislamiento y estanqueidad. Inspección de conexiones y empalmes.
 - Protecciones e interruptores: revisión de funcionamiento y conexiones.
- **Mantenimiento correctivo:** Se trata del tipo de mantenimiento que tiene como objetivo solucionar las averías una vez se han producido y detectado. Algunas de las acciones más comunes en instalaciones conectadas a red son las siguientes:
 - Limpieza de los generadores fotovoltaicos: Pese a que se lleve a cabo una labor de mantenimiento adecuada, en ocasiones se suelen depositar hojas o excrementos de aves sobre los módulos que provocan células en sombra. Para ello una vez sea detectado se debe limpiar de inmediato con agua y en caso necesario detergente no abrasivo.
 - Fallos de estanqueidad: En ocasiones las conexiones pierden su estanqueidad con la posible entrada de agua. Es por ello que cuando se detecta es necesario sustituirlos y limpiar adecuadamente los terminales.

PRESUPUESTO

1. Presupuesto unitario descompuesto

- Componentes principales:
 - Módulos fotovoltaicos.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
MF1	Suministro e instalación de módulo fotovoltaico policristalino de 72 células de Jinko Solar, máxima tensión del sistema 1500 VDC, potencia máxima 330 W, rendimiento máximo 17.01%, grado de protección IP67 y dimensiones 1956x992x40 mm.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,33	16,35	5,40
h	Ayudante instalador	0,33	13,54	4,47
u	Módulo fotovoltaico Jinko Solar	1	88,5	88,50
%	Costes directos complementarios	2	118,39	2,37
				Total (€)
				100,73

- Estructura soporte con seguidor.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
ES1	Suministro e instalación de estructura soporte centralizada con seguidor de eje horizontal, CGR 41%, area del conjunto motado de 3049.5 m ² , rango de giro +/- 55°, sistema de gestión de sombras y control de seguimiento mediante algoritmo astronómico con PLC.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	2	16,35	32,70
h	Ayudante instalador	2	13,54	27,08
h	Peón ordinario construcción	4	14,02	56,08
h	Grua autopropulsada 6T	2,5	35,36	88,40
u	Estructura soporte con seguidor	1	63254	63254,00
%	Costes directos complementarios	2	63333,27	1266,67
				Total (€)
				64724,93

- Estación de potencia.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
PS1	Suministro e instalación de estación de potencia MV Power Station 5000SC-EV de la marca SMA. Tensión máxima de entrada 1500 V, rendimiento máximo 98,4%, fusibles 315 A, transformador de media tensión de 5MVA, dos inversores trifásicos de potencia de 2,5 MVA cada uno, celdas de protección, línea y medida en un contenedor de 12 x 2,5 m.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	5	16,35	81,75
h	Especialista electricidad	5	15,56	77,80
h	Peón ordinario construcción	1,5	14,02	21,03
h	Grúa autopropulsada 30T	0,5	102,56	51,28
u	MW Power Station 5000SC-EV	1	623400	623400,00
%	Costes directos complementarios	2	623548,49	12470,97
				Total (€)
				636063,91

- Caja de conexiones.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
CC1	Suministro e instalación de caja de conexiones SMA String-Monitor SSM-U2415, tensión asignada 1500 VDC, fusibles gPV 15 A integrados en el cableado, 24 entradas de string, grado de protección IP54, interruptor-seccionador integrado y carcasa autoextinguible libre de halógenos.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,4	16,35	6,54
h	Ayudante electricista	0,4	14,68	5,87
u	Caja de conexiones String-Monitor	1	2125,63	2125,63
%	Costes directos complementarios	2	2156,66	43,13
				Total (€)
				2181,18

- Apoyo celosía recto C-500-14.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
AP50014	Suministro e instalación de apoyo de celosía recto C-500-14 con cruceta de tipo bandera doble, distancia entre conductores de 1,8 m, incluyendo acopio, izado, aplomado, cimentación y cadenas de aisladores aisladores U-40-B.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Cuadrilla	2,85	52,05	148,34
u	Apoyo metálico celosía C-500-14	1	721,15	721,15
h	Grúa autopropulsada telescópica 101/130 CV, 5t	1,3	35,78	46,514
u	Cruceta doble bandera 1,8 m	1	475	475
m ³	Excavación mecánica zanja	3,25	4,95	16,0875
m ³	Hormigón en masa	3,4	95,65	325,21
u	Cadena de suspensión 3 aisladores U-40-B	6	131,6	789,6
%	Costes directos complementarios	2	1516,18	30,32
				Total (€)
				2552,23

- Apoyo celosía recto C-500-16.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
AP50016	Suministro e instalación de apoyo de celosía recto C-500-16 con cruceta de tipo bandera doble, distancia entre conductores de 1,8 m, incluyendo acopio, izado, aplomado, cimentación y cadenas de aisladores aisladores U-40-B.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Cuadrilla	2,85	52,05	148,34
u	Apoyo metálico celosía C-500-16	1	823,3	823,30
h	Grúa autopropulsada telescópica 101/130 CV, 5t	1,3	35,78	46,514
u	Cruceta doble bandera 1,8 m	1	475	475
m ³	Excavación mecánica zanja	3,56	4,95	17,622
m ³	Hormigón en masa	3,7	95,65	353,905
u	Cadena de amarre 3 aisladores U-40-B	12	131,6	1579,2
%	Costes directos complementarios	2	1618,33	32,37
				Total (€)
				3476,25

- Apoyo celosía recto C-500-18.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
AP50018	Suministro e instalación de apoyo de celosía recto C-500-18 con cruceta de tipo bandera doble, distancia entre conductores de 1,8 m, incluyendo acopio, izado, aplomado, cimentación y cadenas de aisladores aisladores U-40-B.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Cuadrilla	2,85	52,05	148,34
u	Apoyo metálico celosía C-500-18	1	926,8	926,80
h	Grúa autopropulsada telescópica 101/130 CV, 5t	1,3	35,78	46,514
u	Cruceta doble bandera 1,8 m	1	475	475
m ³	Excavación mecánica zanja	3,85	4,95	19,0575
m ³	Hormigón en masa	3,96	95,65	378,774
u	Cadena de suspensión 3 aisladores U-40-B	6	131,6	789,6
%	Costes directos complementarios	2	1721,83	34,44
				Total (€)
				2818,52

- Apoyo celosía recto C-500-20.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
AP50020	Suministro e instalación de apoyo de celosía recto C-500-20 con cruceta de tipo bandera doble, distancia entre conductores de 1,8 m, incluyendo acopio, izado, aplomado, cimentación y cadenas de aisladores aisladores U-40-B.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Cuadrilla	2,85	52,05	148,34
u	Apoyo metálico celosía C-500-20	1	1027,65	1027,65
h	Grúa autopropulsada telescópica 101/130 CV, 5t	1,3	35,78	46,514
u	Cruceta doble bandera 1,8 m	1	475	475
m ³	Excavación mecánica zanja	4,2	4,95	20,79
m ³	Hormigón en masa	4,6	95,65	439,99
u	Cadena de suspensión 3 aisladores U-40-B	6	131,6	789,6
%	Costes directos complementarios	2	1822,68	36,45
				Total (€)
				2984,34

- Apoyo celosía recto C-3000-16.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
AP300016	Suministro e instalación de apoyo de celosía recto C-3000-16 con cruceta de tipo bandera doble, distancia entre conductores de 1,8 m, incluyendo acopio, izado, aplomado, cimentación y cadenas de aisladores aisladores U-40-B.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Cuadrilla	2,85	52,05	148,34
u	Apoyo metálico celosía C-3000-16	1	1245,63	1245,63
h	Grúa autopropulsada telescópica 101/130 CV, 5t	1,3	35,78	46,514
u	Cruceta doble bandera 1,8 m	1	475	475
m ³	Excavación mecánica zanja	5,6	4,95	27,72
m ³	Hormigón en masa	6,4	95,65	612,16
u	Cadena de amarre 3 aisladores U-40-B	6	131,6	789,6
%	Costes directos complementarios	2	2040,66	40,81
				Total (€)
				3385,78

- Apoyo celosía recto C-3000-18.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
AP300018	Suministro e instalación de apoyo de celosía recto C-3000-18 con cruceta de tipo bandera doble, distancia entre conductores de 1,8 m, incluyendo acopio, izado, aplomado, cimentación y cadenas de aisladores aisladores U-40-B. Incluye entronque aéreo-subterráneo y protecciones de pararrayos autovalvular, seccionadores unipolares y fusibles explosores al ser el apoyo de inicio de línea.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Cuadrilla	2,85	52,05	148,34
u	Apoyo metálico celosía C-3000-18	1	1349,67	1349,67
h	Grúa autopropulsada telescópica 101/130 CV, 5t	1,3	35,78	46,514
u	Cruceta doble bandera 1,8 m	1	475	475
m ³	Excavación mecánica zanja	5,9	4,95	29,205
m ³	Hormigón en masa	6,7	95,65	640,855
u	Cadena de amarre 3 aisladores U-40-B	6	131,6	789,6
u	Pararrayos autovalvular PEXLIM R U _g 24	6	145,68	874,08
u	Fusibles explosores/seccionadores exp.	6	275,36	1652,16
%	Costes directos complementarios	2	2565,74	51,31
				Total (€)
				6056,74

- Apoyo celosía recto C-4500-16.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
AP450016	Suministro e instalación de apoyo de celosía recto C-4500-16 con cruceta de tipo bandera doble, distancia entre conductores de 1,8 m, incluyendo acopio, izado, aplomado, cimentación y cadenas de aisladores aisladores U-40-B.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Cuadrilla	2,85	52,05	148,34
u	Apoyo metálico celosía C-4500-16	1	1452,66	1452,66
h	Grúa autopropulsada telescópica 101/130 CV, 5t	1,3	35,78	46,514
u	Cruceta doble bandera 1,8 m	1	475	475
m ³	Excavación mecánica zanja	6,4	4,95	31,68
m ³	Hormigón en masa	7,1	95,65	679,115
u	Cadena de amarre 3 aisladores U-40-B	12	131,6	1579,2
%	Costes directos complementarios	2	2247,69	44,95
				Total (€)
				4457,47

- Apoyo celosía recto C-7000-18.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
AP700018	Suministro e instalación de apoyo de celosía recto C-7000-18 con cruceta de tipo bandera doble, distancia entre conductores de 1,8 m, incluyendo acopio, izado, aplomado, cimentación y cadenas de aisladores aisladores U-40-B.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Cuadrilla	2,85	52,05	148,34
u	Apoyo metálico celosía C-7000-18	1	1756,98	1756,98
h	Grúa autopropulsada telescópica 101/130 CV, 5t	1,3	35,78	46,514
u	Cruceta doble bandera 1,8 m	1	475	475
m ³	Excavación mecánica zanja	7,1	4,95	35,145
m ³	Hormigón en masa	7,8	95,65	746,07
u	Cadena de amarre 3 aisladores U-40-B	12	131,6	1579,2
%	Costes directos complementarios	2	2552,01	51,04
				Total (€)
				4838,29

- Cableado:
 - Cable solar 6 mm².

Precio Unitario				
Código	Descripción			
CS6	Suministro e instalación de cable EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 KV DC – 0.6/1 KV AC, conductor de cobre estañado 6 mm ² clase 5 para servicio móvil, aislamiento y cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos. alta resistencia a la intemperie y larga vida útil.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,016	16,35	0,26
h	Ayudante electricista	0,016	14,68	0,23
m	Cable solar 6 mm ²	1	0,81	0,81
%	Costes directos complementarios	2	31,84	0,64
				Total (€)
				1,94

- Cable solar 240 mm².

Precio Unitario				
Código	Descripción			
CS240	Suministro e instalación de cable EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K(AS) 1,8 KV DC – 0.6/1 KV AC., conductor de cobre estañado 240 mm ² clase 5 para servicio fijo, aislamiento de polietileno reticulado XLPE, aislamiento de armadura de poliolefina libre de halógenos, armadura de fleje corrugado de Al y cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,02	16,35	0,33
h	Ayudante electricista	0,02	14,68	0,29
m	Cable solar 240 mm ²	1	22,65	22,65
%	Costes directos complementarios	2	53,68	1,07
				Total (€)
				24,34

- Cable solar 300 mm².

Precio Unitario				
Código	Descripción			
CS300	Suministro e instalación de cable EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K(AS) 1,8 KV DC – 0.6/1 KV AC., conductor de cobre estañado 300 mm ² clase 5 para servicio fijo, aislamiento de polietileno reticulado XLPE, aislamiento de armadura de poliolefina libre de halógenos, armadura de fleje corrugado de Al y cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,022	16,35	0,36
h	Ayudante electricista	0,022	14,68	0,32
m	Cable solar 300 mm ²	1	28,45	28,45
%	Costes directos complementarios	2	59,48	1,19
				Total (€)
				30,32

- Cable unipolar MT 95 mm².

Precio Unitario				
Código	Descripción			
CMT95	Suministro e instalación de cable unipolar de media tensión-Solipex, 12/20 kV, conductor circular de aluminio de 95 mm ² , pantalla extrusionada sobre el conductor, aislamiento en XLPE, pantalla extrusionada sobre el aislamiento, pantalla metálica en hilos y cinta de cobre y cubierta exterior en poliolefina no propagador de la llama.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,018	16,35	0,29
h	Ayudante electricista	0,018	14,68	0,26
m	Cable unipolar MT 95 mm ²	1	24,36	24,36
%	Costes directos complementarios	2	55,39	1,11
				Total (€)
				26,03

- Cable unipolar MT 300 mm².

Precio Unitario				
Código	Descripción			
CMT300	Suministro e instalación de cable unipolar de media tensión-Solipex, 12/20 kV, conductor circular de aluminio de 300 mm ² , pantalla extrusionada sobre el conductor, aislamiento en XLPE, pantalla extrusionada sobre el aislamiento, pantalla metálica en hilos y cinta de cobre y cubierta exterior en poliolefina no propagador de la llama.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,024	16,35	0,39
h	Ayudante electricista	0,024	14,68	0,35
m	Cable unipolar MT 300 mm ²	1	43,36	43,36
%	Costes directos complementarios	2	74,39	1,49
				Total (€)
				45,59

- Bandeja perforada.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
BP1	Suministro e instalación de bandeja metálica perforada de acero galvanizado con tapa, para tendido eléctrico suministrada en tramos de 2 m completamente montada, de dimensiones 300 x 60 mm.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,22	16,35	3,60
h	Ayudante electricista	0,22	14,68	3,23
u	Bandeja metálica perforada	1	23,45	23,45
%	Costes directos complementarios	2	54,48	1,09
				Total (€)
				31,37

- Conductor desnudo 35 mm².

Precio Unitario				
Código	Descripción			
PT1	Instalación de puesta a tierra de las masas de baja tensión mediante electrodo de conductor enterrado horizontal de cobre desnudo de 35 mm ² , con conexión mediante línea de enlace con terminal atornillado a las estructuras.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,15	16,35	2,45
h	Peón ordinario construcción	0,05	14,02	0,70
m	Conductor desnudo 35mm ²	1	1,35	1,35
u	Herrajes y collarines de sujeción	0,1	7	0,70
%	Costes directos complementarios	2	38,72	0,77
				Total (€)
				5,98

- Puesta a tierra CT.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
PT2	Instalación de puesta a tierra de las masas del CT mediante electrodo de conductor horizontal de 50 mm ² en disposición rectangular compuesta por dos rectángulos de 6 x 2,5 m, 6 picas de 14 mm de diámetro y 4 m de largo con conexión mediante línea de enlace con terminal atornillado a las estructuras.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	1	16,35	16,35
h	Peón ordinario construcción	0,7	14,02	9,81
u	Estructura rectangular con picas 6 x 2,5 m.	2	632	1264,00
%	Costes directos complementarios	2	662,37	13,25
				Total (€)
				1303,41

- Cable aéreo MT 47-AL1/8-ST1A.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
CAMT	Suministro e instalación de circuito trifásico con cable aéreo 47-AL1/8-ST1A, sección de 54,6 mm ² , peso propio de 189,1 kg/mm ² , carga de rotura de 1640 daN y módulo de elasticidad de 7900 daN/mm ² . Incluido tendido, formación de puentes y empalmes, tensado y retencionado.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª	0,016	23,85	0,38
h	Oficial 2ª	0,016	19,07	0,31
h	Peón especializado régimen general	0,032	18,07	0,57824
h	Grúa autopropulsada telescópica 101/130 CV, 5t	0,004	35,78	0,14312
m	Cable aéreo MT 47-AL1/8-ST1A	1	1,708	1,71
%	Costes directos complementarios	2	98,48	1,97
				Total (€)
				5,09

- Puesta a tierra apoyos MT no frecuentados.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
PTMT1	Instalación de puesta a tierra de los apoyos no frecuentados de MT mediante dos picas verticales de acero cobradizo de 1,5 m de longitud y diámetro 14 mm, enterradas a una profundidad de 0,5 m. Las picas se unen entre sí mediante conductor de cobre de 50 mm ² .			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,5	16,35	8,18
h	Peón ordinario construcción	0,35	14,02	4,91
u	Pica de acero coradizo 1,5 m x 14 mm	2	10	20,00
m	Conductor desnudo 50mm ²	1,2	1,6	1,92
%	Costes directos complementarios	2	41,97	0,84
				Total (€)
				35,84

- Puesta a tierra apoyos MT frecuentados.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
PTMT2	Instalación de puesta a tierra de los apoyos frecuentados con calzado de MT mediante una distribución perimetral de conductor de cobre de 50 mm ² , enterrado a 0,5 m de profundidad, disponiendo en sus vértices de cuatro picas de 1,5 m de longitud y 14 mm de diámetro. Conectado al mismo se haya un mallazo equipotencial embebido en una acera perimetral de hormigón. Dicho mallazo está constituido por redondos de 4 mm de diámetro formando una retícula de 30 x 30 mm			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	1	16,35	16,35
h	Peón ordinario construcción	0,7	14,02	9,81
u	Pica de acero coradizo 1,5 m x 14 mm	4	10	40,00
m	Conductor desnudo 50mm ²	5	1,6	8
m ³	Hormigón en masa	1,8	95,65	172,17
u	Mallazo equipotencial retícula	1	22	22,00
%	Costes directos complementarios	2	159,62	3,19
				Total (€)
				271,53

- Monitorización y control:
 - Piranómetro CMP3.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
PN1	Suministro e instalación de piranómetro CMP3, rango espectral 300 a 2800 nm, sensibilidad 5 a 20 uV/W/m ² , irradiación solar máxima 2000 W/m ² , campo de visión de 180°, cápsula de cristal templado de 4 mm y sellado perimetral para trabajar en exterior de forma continua en condiciones meteorológicas adversas.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,5	16,35	8,18
u	Piranómetro CMP3	1	590	590,00
%	Costes directos complementarios	2	606,35	12,13
				Total (€)
				610,30

○ SCADA.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
SM1	Sistema de monitorización y control SCADA. Incluye el conexionado, tendido de fibra óptica y programación de la interfaz.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
u	Sistema SCADA empresa externa	1	148600	148600,00
%	Costes directos complementarios	2	148600	2972,00
				Total (€)
				151572,00

○ Sistema seguridad y vigilancia.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
SSV1	Sistema de seguridad y vigilancia, constituido por vallado perimetral, iluminación y cámaras infrarrojas. Incluye el montaje y puesta en marcha de todo el sistema.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
u	Sistema seguridad y vigilancia empresa externa	1	245000	245000,00
%	Costes directos complementarios	2	245000	4900,00
				Total (€)
				249900,00

- Movimiento de tierras:
 - Desbroce y acondicionamiento.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
DT1	Desbroce y acondicionamiento de 1m ² del terreno mediante pequeños movimientos de tierra puntuales, incluida la retirada de material.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Peón ordinario construcción	0,01	14,02	0,14
h	Pala de carga de oruga 128 cv 1,5 m ³	0,01	86,35	0,86
%	Costes directos complementarios	2	100,37	2,01
				Total (€)
				3,01

- Apertura de zanjas.

Precio Unitario				
Código	Descripción			
Z1	Excavación de 1m ³ de zanja mediante medios mecánicos a 1 m de profundidad, incluida la reposición y compactación del materia junto con el transporte a vertedero de la tierra sobrante.			
Precio Descompuesto				
Unidad	Concepto	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1 ^ª construcción	0,015	17,6	0,264
h	Peón ordinario construcción	0,015	14,02	0,21
h	Pala de carga de oruga 128 cv 1,5 m ³	0,02	86,35	1,73
%	Costes directos complementarios	2	117,97	2,36
				Total (€)
				4,56

2. Presupuesto por partidas

- Componentes principales:

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio	Total
MF1	u	Módulo fotovoltaico 330 W	33021	100,73	3326205,33
ES1	u	Estructura soporte seguidor	47	64724,9254	3042071,49
PS1	u	Estación de potencia 5MVA	2	636063,91	1272127,82
CC1	u	Caja de conexiones String-Monitor	47	2181,18	102515,46
AP50014	u	Apoyo celosía recto C-500-14	2	2552,2276	5104,4552
AP50016	u	Apoyo celosía recto C-500-16	3	3476,2501	10428,7503
AP50018	u	Apoyo celosía recto C-500-18	2	2818,5246	5637,0492
AP50020	u	Apoyo celosía recto C-500-20	1	2984,3401	2984,3401
AP300016	u	Apoyo celosía recto C-3000-16	1	3385,7797	3385,7797
AP300018	u	Apoyo celosía recto C-3000-18	1	6056,7413	6056,7413
AP450016	u	Apoyo celosía recto C-4500-16	1	4457,4653	4457,4653
AP700018	u	Apoyo celosía recto C-7000-18	2	4838,2917	9676,5834
Total (€)					7790651,27

- Cableado:

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio	Total
CS6	m	Cable solar 6 mm ²	35860,8	1,94	69569,952
CS240	m	Cable solar 240 mm ²	15207,87	24,34	370159,454
CS300	m	Cable solar 300 mm ²	586,5	30,32	17782,68
CMT95	m	Cable unipolar MT 95 mm ²	417,9	26,03	10877,937
CMT300	m	Cable unipolar MT 300 mm ²	306,84	45,59	13988,8356
BP1	m	Bandeja perforada	2533	31,37	79460,21
PT1	m	Conductor desnudo 35 mm ²	1555,8	5,98	9303,684
PT2	u	Puesta a tierra CT	1	1303,41	1303,41
CAMT	m	Cable aéreo MT 47-AL1/8-ST1A	1640	5,09	8347,6
PTMT1	u	Puesta a tierra apoyos MT no frecuentados	11	35,84	394,2554
PTMT2	u	Puesta a tierra apoyos MT frecuentados	2	271,53	543,0528
Total (€)					581731,07

- Monitorización y control:

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio	Total
PN1	u	Piranómetro CMP3	2	610,3	1220,6
SM1	u	SCADA	1,00	151572	151572
SSV1	u	Sistema seguridad y vigilancia	1	249900	249900
Total (€)					402692,6

- Movimiento de tierras:

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio	Total
DT1	m ²	Desbroce y acondicionamiento	26000	3,01	78260
Z1	m ³	Apertura de zanjas	4630,19	4,56	21113,67
				Total (€)	99373,67

3. Presupuesto de inversión

Presupuesto de ejecución material (PEM)	8874448,6	€
Gastos generales (12%)	1064933,83	€
Beneficio industrial (6%)	532466,92	€
Presupuesto de ejecución por contrata (PEC)	10471849,4	€
IVA (21%)	2199088,36	€
Presupuesto de inversión	12670937,7	€

El presupuesto de inversión asciende a un total de **DOCE MILLONES SEISCIENTOS SETENTA MIL NOVECIENTOS TREINTA Y SIETE EUROS CON SETENTA CÉNTIMOS.**

ESTUDIO Y ANÁLISIS ECONÓMICO

Actualmente, debido al continuo cambio del marco normativo relativo a la tarificación y generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, así como la difícil tarea de predecir la evolución del coste de la electricidad en el mercado, resulta sumamente complicado realizar un análisis económico con cierta precisión. Sin embargo, debido al carácter puramente académico del presente proyecto, se realizan las siguientes hipótesis simplificadoras para abordar este apartado:

- Se asume que la tarificación de la energía eléctrica generada no va a cambiar por la introducción de nueva normativa durante todo el periodo de la inversión, y en caso de sí ocurrir, se asume que será un cambio que únicamente beneficia al inversor.
- Se asume un precio de venta de la electricidad creciente siguiendo la tendencia de los últimos años, de valor inicial 59,6 €/MWh y con un crecimiento constante durante todo el periodo de inversión de un 3% anual. Dicho precio inicial ha sido obtenido según el barómetro energético de AEGE como el precio medio anual del año 2018 y el incremento se trata de un incremento muy conservador mirando la evolución del precio de la electricidad anual según el OMIE.
- Se asume que el proyecto es realizado por una gran empresa que dispone de todo el capital por cuenta propia, no requiriendo pedir préstamos bancarios para afrontar el desembolso.
- Se asume que toda la inversión se paga de golpe y al inicio del año 0.

Asimismo resulta de vital importancia tener en cuenta la reducción progresiva de la energía anual generada debido a la degradación de los módulos fotovoltaicos. Para ello se recurre a la hoja de características del fabricante, el cual garantiza un rendimiento de potencia lineal.

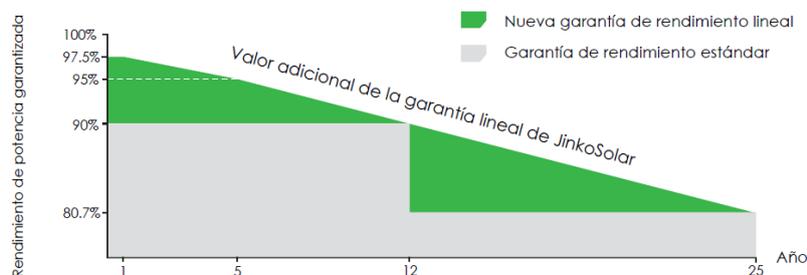


Ilustración 61. Rendimiento de potencia de los módulos JKM330PP-72-V de Jinko Solar. (Fuente: "Catálogo del fabricante Jinko Solar").

Por tanto se asume una reducción anual de la energía generada del 0,7%.

Seguidamente se definen las condiciones de contorno ligadas al estudio económico:

- Ingresos:
 - Se asume como principal ingreso la venta de la energía eléctrica anual generada por la planta, la cual tiene un valor inicial de 23,14 GWh/año, reduciéndose de forma constante un 0,7% anual.
- Costes:
 - El principal coste deriva del coste de materialización de la planta, el cual se obtiene del presupuesto total de inversión y tiene un valor de 12670937,7 €.

- Se asume que el coste de adquisición de los terrenos es nulo, al considerarse que han sido cedidos para la causa.
- Se asume un coste de mantenimiento anual de la planta constante y de valor 4000 €. Este coste asume el mantenimiento rutinario descrito en el apartado correspondiente y que por tanto no va a ocurrir ningún tipo de acontecimiento fortuito que dañe ningún elemento de la planta de forma significativa.
- Vida útil:
 - Se asume una vida útil de 25 años para la planta. Sin embargo, debido a las acciones de mantenimiento rutinarias establecidas para la planta y la calidad de los elementos empleados en la misma, se podría extender dicha vida útil sin ser una consideración descabelladamente idealista.

Finalmente, se decide utilizar métodos de valoración de inversión dinámicos, los cuales sí tienen en cuenta el momento en el que se produce la entrada o salida de capital. Los métodos a emplear son:

- Pay-Back dinámico o descontado.
- Valor Actual Neto (V.A.N.)
- Tasa de Rentabilidad Interna (T.I.R.)

Cabe destacar que se trata de métodos complementarios ya que cada uno de ellos contempla y trata con un aspecto diferente del problema de la inversión, pero que combinados dan una completa visión del problema.

1. Pay-Back dinámico o descontado

Se trata de un método de estudio de inversión que representa el tiempo que se tarda en recuperar la inversión realizada teniendo en cuenta el momento en el que se producen las entradas y salidas de capital o también llamados “flujos de caja”. Este método requiere previamente definir una tasa de descuento, la cual representa el valor actual de un capital futuro. Su estimación resulta muy compleja, pero de forma simplificada debe de cubrir como mínimo el coste de oportunidad de no haberlo invertido por ejemplo en un depósito fijo o en bonos del estado. En este caso se asume una tasa de descuento del 4%.

La ecuación que permite calcular los flujos de caja en función del año en el que se reciben es la siguiente:

$$FC_{\text{año}} = \frac{\text{Ingreso}}{(1 + d)^{\text{año}}} \quad (65)$$

Siendo:

- d= Tasa de descuento.

Seguidamente, la ecuación que permite el cálculo del Pay-Back descontado es la siguiente:

$$\text{PayBack} = a + \frac{I_0 - b}{F_t} \quad (66)$$

Siendo:

- a= Año inmediatamente anterior a recuperar la inversión.
- I_0 = Valor de la inversión inicial del proyecto.
- b= Suma de los flujos de caja al final del año a.
- F_t = Valor del flujo de caja del año en el que se recupera la inversión.

Particularizando para la Ecuación (65):

Año	Energía generada (MWh/año)	Precio electricidad (€/MWh)	Ingreso anual (€)	Flujo de caja acumulado (€)
0	0,00	0	-12670937,70	-12670937,70
1	23420,00	59,6	1322100,00	-11348837,70
2	23256,06	61,39	1300155,60	-10048682,10
3	23092,12	63,23	1278510,59	-8770171,51
4	22928,18	65,13	1257161,26	-7513010,25
5	22764,24	67,08	1236103,92	-6276906,32
6	22600,30	69,09	1215334,93	-5061571,39
7	22436,36	71,17	1194850,69	-3866720,71
8	22272,42	73,30	1174647,64	-2692073,07
9	22108,48	75,50	1154722,27	-1537350,80
10	21944,54	77,76	1135071,10	-402279,70
11	21780,60	80,10	1115690,72	713411,02
12	21616,66	82,50	1096577,72	1809988,73
13	21452,72	84,98	1077728,75	2887717,49
14	21288,78	87,52	1059140,51	3946858,00
15	21124,84	90,15	1040809,73	4987667,73
16	20960,90	92,85	1022733,17	6010400,90
17	20796,96	95,64	1004907,63	7015308,53
18	20633,02	98,51	987329,97	8002638,50
19	20469,08	101,47	969997,06	8972635,56
20	20305,14	104,51	952905,82	9925541,38
21	20141,20	107,64	936053,20	10861594,58
22	19977,26	110,87	919436,21	11781030,79
23	19813,32	114,20	903051,86	12684082,65
24	19649,38	117,63	886897,21	13570979,86
25	19485,44	121,15	870969,37	14441949,23

Tabla 50. Resultados método de análisis de inversión Pay-Back.

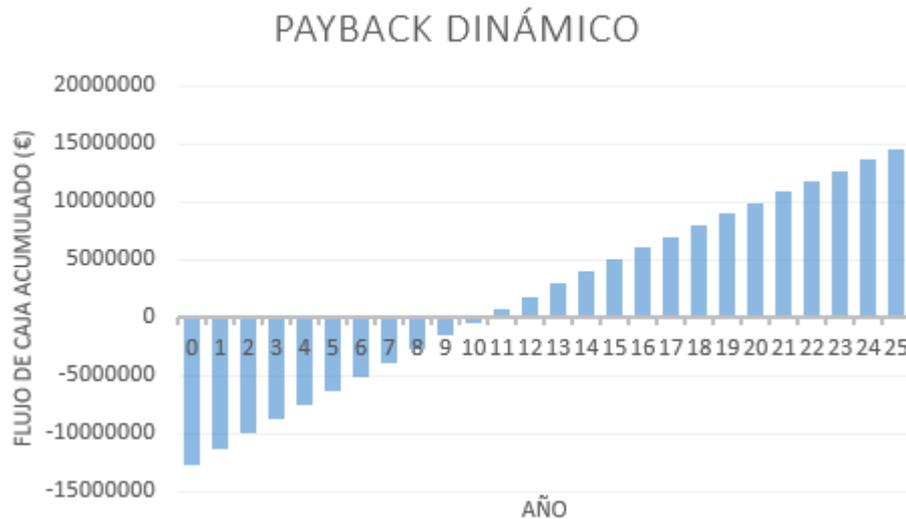


Ilustración 62. Gráfico de resultados del método de análisis de inversión Pay-Back.

Finalmente, para saber con exactitud el momento en el que se recupera la inversión se particulariza para la *Ecuación (66)*:

$$PayBack = 10 + \frac{402279,70}{1115690,72} = 10,36 \text{ años}$$

2. VAN

El método del Valor Actual Neto es a día de hoy uno de los métodos más aceptados para el análisis de inversiones. Consiste en la suma de todos los flujos de caja netos esperados del proyecto, actualizados al presente mediante la tasa de descuento, restando el coste de la inversión inicial. Si el valor sale positivo quiere decir que la inversión es rentable, siendo más rentable cuanto más alto es dicho valor. Lógicamente, por el contrario, si el valor sale negativo implica que la inversión no es rentable. En caso de que salga un valor nulo, implica que la inversión es igual de rentable que colocar todo ese capital en el mercado con un interés semejante a la tasa de descuento utilizada.

La expresión que permite el cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_1^n \frac{\text{Ingreso}}{(1 + d)^n} \quad (67)$$

Siendo:

- n= Número de periodos de tiempo.

La particularización de la *Ecuación (67)* coincide justamente con la última columna de la *Tabla 50*, siendo el valor buscado el último de ellos:

$$VAN = 14441949,23$$

3. TIR

El método de la Tasa Interna de Rentabilidad hace referencia a la tasa de descuento que hace nulo el Valor Actual Neto. Es decir, para que el método de análisis TIR recomiende realizar la inversión, su valor ha de ser superior a la tasa de descuento utilizada.

Por tanto, la ecuación que permite su cálculo es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_1^n \frac{\text{Ingreso}}{(1 + d)^n} = 0 \quad (68)$$

El principal inconveniente de este método de análisis económico radica en la dificultad matemática de obtener su resultado cuando hay una gran cantidad de periodos de tiempo como en este caso. Para ello se recurre a una calculadora de TIR online mediante la cual obtenemos el siguiente resultado:

$$TIR = 11,99\%$$

CONCLUSIÓN

Teniendo en cuenta los métodos de análisis de inversión dinámicos empleados se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- De los 25 años de vida útil estimados para la planta fotovoltaica, es en el año 10,36 cuando se produce la recuperación de la inversión del proyecto, quedando los años restantes únicamente como ingresos para el inversor.
- El Valor Actual Neto presenta un valor positivo de 14441949,23€, el cual representa directamente el beneficio final del proyecto al finalizar su vida útil.
- Se tiene un valor de Tasa Interna de Rentabilidad muy superior a la tasa de descuento considerada, con lo que es recomendable realizar el proyecto de cara a los intereses del inversor.

Cabe destacar más allá de los parámetros puramente financieros que realizar proyectos que fomentan la utilización de energías renovables contribuye enormemente a la transición hacia formas de energía “limpias” y ayuda a España a ir consolidándose como una futura potencia en el uso de las mismas gracias a las óptimas condiciones climáticas que presenta el país. Seguir desarrollando y mejorando tanto los elementos que componen este tipo de plantas como la optimización de las mismas, resulta imprescindible para poder desvincularse definitivamente de los combustibles fósiles y tratar de dejar una herencia energética esperanzadora para las generaciones futuras.

BIBLIOGRAFÍA & REFERENCIAS

- Miguel Moro Vallina (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Paraninfo.
- José Roger Folch & Martín Riera Guasp & Carlos Roldán Porta (2010). *Tecnología Eléctrica*. Editorial Síntesis.
- Carlos Roldán Porta & Carlos Roldán Blay (2016). *Apuntes de líneas y redes de alta tensión*. Editorial UPV.
- Carlos Roldán Porta & Martín V. Riera Guasp (2012). *Cálculo de instalaciones eléctricas*. Editorial UPV.
- Carlos Álvarez Bel & Carlos Roldán Porta & Salvador Añó Villalba & Pilar Molina Palomares (1998). *Análisis y síntesis de redes*. Editorial UPV.
- Carlos Roldán Porta & Martín Riera Guasp (2003). *Problemas de instalaciones eléctricas*. Editorial UPV.
- Ramón M. Mujal Rosas. *Cálculo de líneas y redes eléctricas*. Editorial UPC.
- European Commission. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html.
- Iberdrola Distribución Eléctrica (2014). *Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20 kV*.
- Instituto para la Diversidad y Ahorro de la Energía (IDAE) (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*.
- Manuel Sánchez Tenorio. *Cálculos para la selección del pararrayos*.
- SMA. *Información Técnica Coeficiente de Rendimiento*.
- SMA. *Información Técnica Corriente Inversa*.
- ABB. *Descargadores de Sobretensiones de Alto Voltaje*.

ANEXOS

1. Anexo 1: Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea aérea

Los parámetros principales que componen el modelo eléctrico de la línea aérea son:

- Resistencia efectiva de los conductores, R_{ef}
- Inductancia aparente de las fases, L_{ap}
- Capacidad entre conductores, C
- Conductancia, G

1.1. Cálculo de la resistencia efectiva, R_{ef}

Al tratarse de una línea de corriente alterna a frecuencia industrial, la resistencia de los conductores se ve afectada por los campos magnéticos propios y por los de conductores vecinos. En este caso se hace referencia al efecto pelicular y al efecto de proximidad respectivamente.

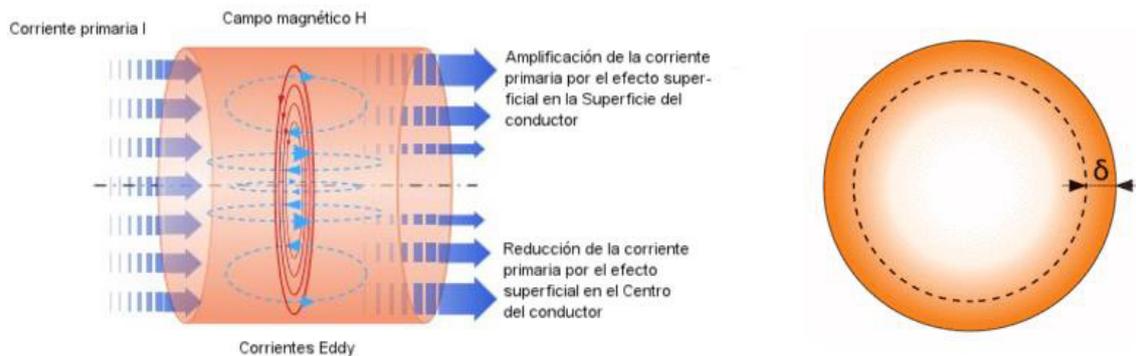


Ilustración 63. Efecto pelicular producido en conductores recorridos por corrientes alternas. (Fuente: "<https://www.elektrisola.com/es/alambres-litz/productos/terminologia-basicos/bases-tecnicas-y-calculos.html>").

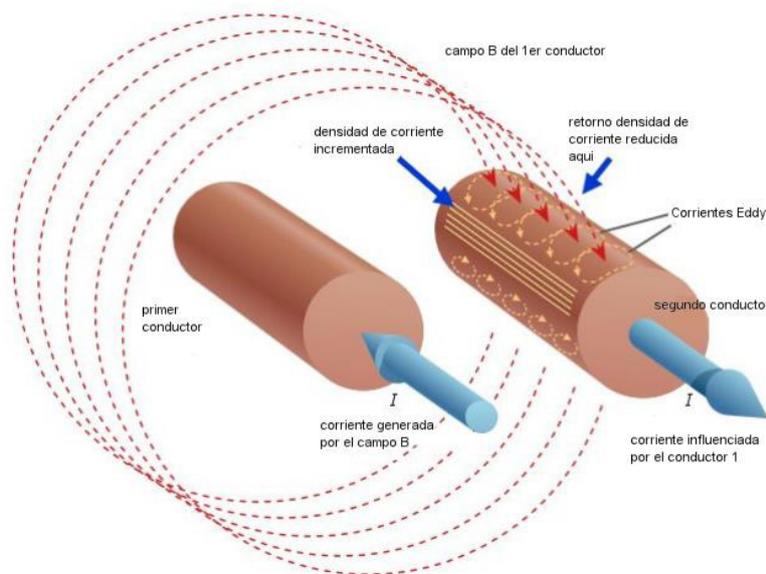


Ilustración 64. Efecto de proximidad en conductores próximos recorridos por corrientes alternas. (Fuente: "<https://www.elektrisola.com/es/alambres-litz/productos/terminologia-basicos/bases-tecnicas-y-calculos.html>").

Debido a la configuración de la línea, el fenómeno que más significativo es el efecto pelicular.

La norma UNE 21144 facilita las expresiones necesarias para su cálculo:

$$R_{ef} = R_{cc} * (1 + y_s) \quad (69)$$

$$R_{cc} = \rho_T * \frac{1}{S} \quad (70)$$

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0.8 * x_s^4} \quad (71)$$

$$x_s^2 = \frac{10^{-7} * f * 8 * \pi * k_s}{R_{cc}} \quad (72)$$

Siendo:

- R_{cc} = Resistencia en corriente continua del conductor.
- ρ_T = Resistividad del aluminio a la temperatura máxima de funcionamiento, la cual se toma de 85 °C.
- f = Frecuencia de la red.
- k_s = Coeficiente de valor 1 para cables circulares cableados.

Las ecuaciones descritas solo sirven hasta $x_s=2,8$, condición que debe ser verificada. Así pues, particularizando para las Ecuaciones (69), (70), (71) y (72) se obtiene:

$$R_{cc} = 0,03566 * \frac{1}{46,8} = 7,6196 * 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{m}$$

$$x_s^2 = \frac{10^{-7} * 50 * 8 * \pi * 1}{7,6196 * 10^{-4}} = 0,1649$$

$$x_s = 0,406 < 2,8$$

Cumple

$$y_s = \frac{0,1649^2}{192 + 0.8 * 0,1649^2} = 1,416 * 10^{-4}$$

$$R_{ef} = 7,6196 * 10^{-4} * (1 + 1,416 * 10^{-4}) = 7,6207 * 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{m}$$

Finalmente conociendo la longitud total de la línea:

$$R_{ef} = 1640 * 7,6207 * 10^{-4} = 1,249 \text{ } \Omega$$

Se observa como la diferencia entre tener en cuenta el efecto pelicular o no, apenas repercute en la resistencia efectiva del conductor para el caso concreto de estudio. Es por ello por lo que el cálculo del efecto de proximidad, al afectar menos que el efecto pelicular, no requiere ser realizado.

1.2. Cálculo de la inductancia aparente, L_{ap}

La inductancia del conductor depende tanto de la inducción propia como de la inducción mutua con el resto de conductores. Para ello se requiere conocer la disposición exacta de los conductores. La ecuación que permite el cálculo de la inductancia aparente de un conductor es la siguiente:

$$L_{ap} = \left[\frac{1}{2 * n} + 4,6 * \log \left(\frac{D_g}{R_g} \right) \right] * 10^{-4} \left[\frac{H}{km} \right] \quad (73)$$

Siendo:

- n = Número de conductores por fase, en este caso 1.
- D_g = Distancia media geométrica.
- R_g = Radio medio geométrico.

El radio medio geométrico para un conductor circular macizo se calcula como:

$$R_g = r * e^{\frac{1}{4}} \quad (74)$$

Siendo:

- r = Radio correspondiente a considerar únicamente la sección de aluminio del conductor.

La distancia media geométrica se calcula teniendo en cuenta la disposición de las fases de la siguiente forma:

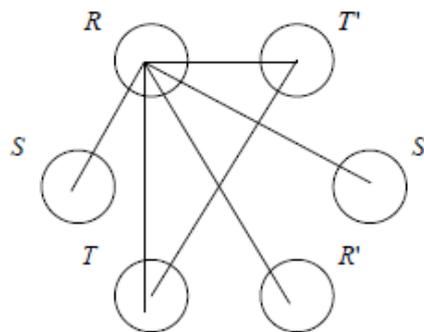


Ilustración 65. Definición de las distancias entre conductores de la línea aérea. (Fuente: "UNE 21144").

$$D_g = \sqrt{d_R * d_S * d_T} \quad (75)$$

$$d_R = \frac{\sqrt{d_{RS} * d_{RT} * d_{RS'} * d_{RT'}}}{d_{RR'}} \quad (76)$$

$$d_S = \frac{\sqrt{d_{SR} * d_{ST} * d_{SR'} * d_{ST'}}}{d_{SS'}} \quad (77)$$

$$d_T = \frac{\sqrt{d_{TR} * d_{TS} * d_{TR'} * d_{TS'}}}{d_{TT'}} \quad (78)$$

Las dimensiones físicas de las crucetas empleadas pueden consultarse en el *Plano 8* adjunto. Particularizando para las *Ecuaciones (75), (76), (77) y (78)* se obtiene:

$$d_R = \frac{\sqrt{1,8 * 3,6 * 3,94 * 5,02}}{3,5} = 3,23 \text{ m}$$

$$d_S = \frac{\sqrt{1,8 * 1,8 * 3,94 * 3,94}}{3,5} = 2,026 \text{ m}$$

$$d_T = \frac{\sqrt{3,6 * 1,8 * 5,02 * 3,94}}{3,5} = 3,23 \text{ m}$$

$$D_g = \sqrt{3,23 * 2,026 * 3,23} = 4,597 \text{ m}$$

Finalmente particularizando para las *Ecuaciones (73) y (74)* se obtiene:

$$R_g = 3,86 * e^{-\frac{1}{4}} = 3,005 \text{ mm}$$

$$L_{ap} = \left[\frac{1}{2 * 1} + 4,6 * \log \left(\frac{4,597 * 10^3}{3,005} \right) \right] * 10^{-4} = 1,51 * 10^{-3} \text{ H/Km}$$

1.3. Cálculo de la capacidad entre conductores, C

En la línea aérea se forman capacidades entre los conductores y entre estos y tierra. Debido a la pequeña longitud de la línea de estudio, las capacidades presentes adquieren una importancia muy reducida. Es por ello que únicamente se tiene en cuenta las capacidades entre conductores y no la de éstos con tierra, al ser su efecto mucho menor.

Las ecuaciones que permiten el cálculo de dicha capacidad son las siguientes:

$$C_{\text{total}} = C * n^{\circ} \text{ circuitos} \quad (79)$$

$$C = \frac{24,2 * 10^{-9}}{\log \frac{D_g}{R_g}} \left[\frac{F}{\text{km}} \right] \quad (80)$$

Particularizando para las Ecuaciones (79) y (80) se obtiene:

$$C = \frac{24,2 * 10^{-9}}{\log \left(\frac{4,597 * 10^3}{3,005} \right)} = 7,59 * 10^{-9} \text{ F/Km}$$

$$C_{\text{total}} = C * 2 = 1,519 * 10^{-8} \text{ F/Km}$$

1.4. Cálculo de la conductancia, G

La conductancia se trata de un parámetro de resistencia transversal. Este parámetro tiene en cuenta las pérdidas de potencia debidas a las corrientes de fuga que circulan por los aisladores y del efecto corona. Se trata del parámetro más complicado de calcular ya que depende de una gran variedad de factores difíciles de estimar con precisión.

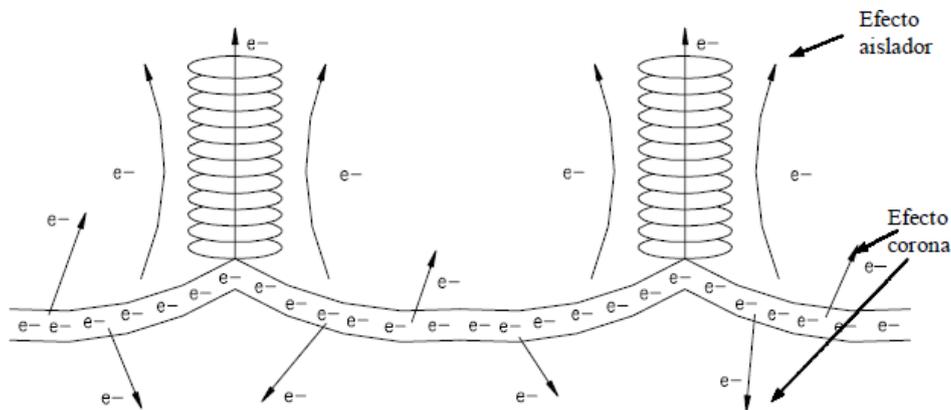


Ilustración 66. Efecto corona y efecto aislador presentes en una línea aérea.
(Fuente: "<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.3/36744/9788498800340.pdf>").

Pese a que es el parámetro de la línea que menos influye, su cálculo resulta interesante. En primer lugar se determina la conductancia ligada al efecto aislador. La ecuación que permite su cálculo de forma simplificada es la siguiente:

$$G_{\text{fase}} = \frac{P_{\text{total_fase}}}{V_{\text{fase}}^2} * 10^{-3} \text{ [S/Km]} \quad (81)$$

$$P_{\text{total_fase}} = n_{\text{ais}} * k * n_{\text{disc}} \text{ [W]} \quad (82)$$

Siendo:

- n_{ais} = Número de aisladores por fase presentes en la línea.
- k = Factor que depende de la humedad del ambiente y cuantifica las pérdidas de potencia por disco del aislador, en este caso 5 W/disco.
- n_{disc} = Número de discos presentes en cada aislador.

Particularizando para las Ecuaciones (81) y (82) se obtiene:

$$P_{\text{total_fase}} = 13 * 5 * 3 = 195 \text{ W}$$

$$G_{\text{fase}} = \frac{195}{\left(\frac{20 * 10^3}{\sqrt{3}}\right)^2} * 10^{-3} = 1,46 * 10^{-9} \text{ S/Km}$$

En cuanto al efecto corona, previo a calcular la conductancia debido a este efecto, es necesario comprobar si se produce efecto corona o no, ya que en el caso de no producirse, la conductancia total de la línea únicamente estará constituida por el efecto aislador. La comprobación mencionada requiere de cálculos complejos que utilizan formulas empíricas. En este caso se utilizan las ecuaciones empíricas del ingeniero Peek. La ecuación que permite comprobar si se produce efecto corona o no es la siguiente:

$$\text{Si } U_c > U_s \text{ no se produce efecto corona}$$

Siendo:

- U_s = Tensión más elevada de la red en régimen permanente, en este caso 24 kV.
- U_c = Tensión crítica disruptiva, la cual representa la tensión que han de vencer los electrones para poder escaparse del conductor.

La tensión crítica disruptiva se calcula mediante la ecuación:

$$U_c = 84 * m_c * m_t * r * \delta * \log \frac{D_g}{r} \text{ (kV)} \quad (83)$$

Las magnitudes de distancia han de ir en cm para que la fórmula tenga sentido. Siendo:

- m_c = Coeficiente que tiene en cuenta la forma de la superficie del conductor, en este caso $m_c=0,85$.
- m_t = Coeficiente medioambiental de valor 0,8 para ambientes húmedos o contaminados.
- r = Radio del conductor empleado.
- δ = Densidad relativa del aire.

$$\delta = \frac{3,92 * h}{273 + \theta} \quad (84)$$

$$\log h = \log 76 - \frac{y}{18336} \quad (85)$$

Siendo:

- θ = Temperatura media del lugar, la cual de forma restrictiva se toma de 30°C.
- y = Altura topográfica de la línea, en este caso 900 m.

Particularizando para las Ecuaciones (83), (84) y (85) se obtiene:

$$h = 10^{\left(\log 76 - \frac{900}{18336}\right)} = 67,87 \text{ cm de Hg}$$

$$\delta = \frac{3,92 * 67,87}{273 + 30} = 0,87805$$

$$U_c = 84 * 0,85 * 0,8 * 0,386 * 0,87805 * \log\left(\frac{4,597 * 10^3}{3,005}\right) = 61,65 \text{ kV}$$

$$U_c = 61,65 > U_s = 24 \quad \text{No se produce efecto corona}$$

2. Anexo 2: Cálculo exacto de la caída de tensión en los tramos de MT

2.1. Caída de tensión en tramo subterráneo

Al trabajar en régimen estacionario senoidal se plantea el cálculo de la caída de tensión exacta mediante el circuito monofásico equivalente del modelo en T.

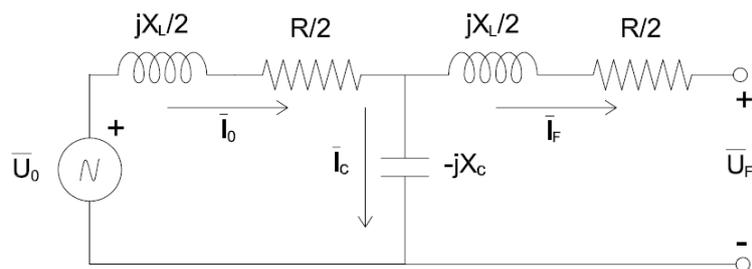


Ilustración 67. Circuito monofásico equivalente modelo en T del tramo subterráneo MT.

En primer lugar hay que determinar el valor de \bar{I}_0 en función del factor de potencia con el que genere la planta mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{I}_0 = \left(\frac{\bar{S}}{\bar{U}_0}\right)^* \quad (86)$$

Seguidamente se resuelve el circuito mediante las leyes de kirchhoff obteniendo las siguientes ecuaciones:

$$1LK \quad \bar{I}_0 = \bar{I}_C + \bar{I}_F \quad (87)$$

$$2LK \quad \bar{I}_C = \frac{\bar{U}_0 - \left(\frac{R}{2} + j\frac{X_L}{2}\right) * \bar{I}_0}{-jX_C} \quad (88)$$

$$2LK \quad \bar{U}_F = \bar{I}_C * (-jX_C) - \bar{I}_F * \left(\frac{R}{2} + j\frac{X_L}{2}\right) \quad (89)$$

Finalmente la caída de tensión de línea porcentual se obtiene mediante la ecuación:

$$\Delta U_L(\%) = \sqrt{3} * \frac{(|\bar{U}_0| - |\bar{U}_F|)}{U_L} * 100 \quad (90)$$

Particularizando las Ecuaciones (86), (87), (88), (89) y (90) para los dos tramos subterráneos se obtiene:

Tramo	Reactancia X_C (Ω)	Resistencia R 90°C (Ω)	Reactancia X_L (Ω)	Potencia S (MVA)	Cos (φ)	Caída U (%)
1	34622,23	0,1717	0,049	5/3	1	0,2146
2	19962,23	0,2979	0,086	5/3	1	0,3725
1	34622,23	0,1717	0,049	5/3	0,8 ind	0,2084
2	19962,23	0,2979	0,086	5/3	0,8 ind	0,3625
1	34622,23	0,1717	0,049	5/3	0,8 cap	0,1348
2	19962,23	0,2979	0,086	5/3	0,8 cap	0,2331

Observando la similitud casi idéntica en los resultados obtenidos mediante el método exacto y aproximado, este anexo de cálculo justifica la posibilidad de utilizar las ecuaciones aproximadas sin incurrir en un error apreciable.

2.2. Caída de tensión en tramo aéreo

Al trabajar en régimen estacionario senoidal se plantea el cálculo de la caída de tensión exacta mediante el circuito monofásico equivalente del modelo de cuadripolo en π .

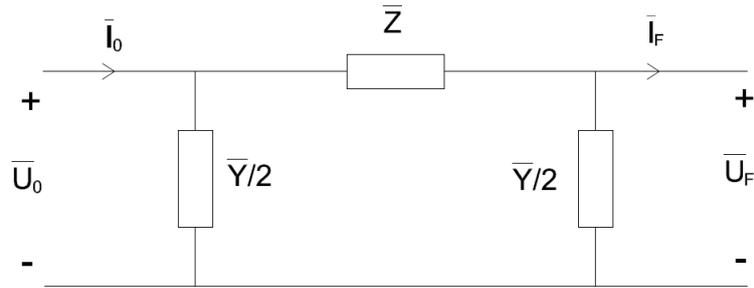


Ilustración 68. Circuito monofásico equivalente modelo en π del tramo aéreo MT.

Siendo:

$$\bar{Z} = (R + jX_L) \quad (91)$$

$$\bar{Y} = (G + jwC) \quad (92)$$

La matriz que relaciona los valores de tensión y corriente al inicio y final de línea son:

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_0 \\ \bar{I}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{U}_L \\ \bar{I}_L \end{bmatrix} \quad (93)$$

Siendo:

$$\bar{A} = \bar{D} = \frac{\bar{Z} * \bar{Y}}{2} + 1$$

$$\bar{B} = \bar{Z}$$

$$\bar{C} = \frac{\bar{Z} * \bar{Y}^2}{4} + \bar{Y}$$

Los valores al inicio de línea se obtienen como en el apartado anterior. Finalmente la caída de tensión de línea porcentual se obtiene mediante la *Ecuación (90)* ya definida. Resolviendo el *Sistema de ecuaciones matricial (93)* y particularizando para la *Ecuación (90)* se obtiene:

Cos (φ)	\bar{U}_0 (V)	\bar{I}_0 (A)	\bar{I}_F (A)	\bar{U}_F (V)	ΔU (%)
1	11547/0°	144,34/0°	144,3/-0,035°	11368,33/-0,566°	1,547
0,8 ind	11547/0°	144,34/-36,87°	144,4/-36,89°	11336,45/0,093°	1,823
0,8 cap	11547/0°	144,34/36,87°	144,3/36,84°	11472,95/-0,988°	0,6413

Tabla 51. Caídas de tensión porcentual en el tramo aéreo de MT.

Observando la similitud casi idéntica en los resultados obtenidos mediante el método exacto y aproximado, este anexo de cálculo justifica la posibilidad de utilizar las ecuaciones aproximadas sin incurrir en un error apreciable.

3. Anexo 3: Cálculo y selección del descargador de sobretensiones

El procedimiento a seguir para escoger el descargador de sobretensiones empieza por seleccionar la tensión de servicio continuo (U_C), la cual ha de considerar la máxima tensión de servicio que pueda aparecer en la red. Para el caso de red con neutro a tierra y eliminación automática de los defectos se calcula mediante la expresión:

$$U_C \geq 1,05 * \frac{U_S}{\sqrt{3}} \quad (94)$$

Siendo:

- U_S = Tensión más elevada de la red, en este caso 24 kV.

Por tanto, particularizando para la *Ecuación (94)*:

$$U_C \geq 1,05 * \frac{24}{\sqrt{3}} = 14,55 \text{ kV}$$

En segundo lugar hay que definir y calcular la tensión asignada U_r , teniendo en cuenta la amplitud y duración de las sobretensiones temporales que pueden darse debido a faltas a tierra y pérdidas de carga. Dado que los descargadores no son capaces de limitar sobretensiones permanentes, éstos han de poder soportarlas hasta la eliminación del defecto por parte de las protecciones correspondientes en un tiempo no superior a 1 s. La ecuación que permite comparar sobretensiones temporales de diferente amplitud y duración es:

$$U_{eq} = U_t * \left(\frac{T_t}{10}\right)^{md} \quad (95)$$

Siendo:

- U_{eq} = Amplitud de la sobretensión temporal equivalente de 10 s de duración.
- U_t = Amplitud de la sobretensión temporal de duración T_t .
- md = Coeficiente característico de la curva sobretensión-duración del pararrayos, el cual en este caso se toma de 0,02.

En este caso:

$$U_{t_falt_tie} = 1,4 * \frac{24}{\sqrt{3}} = 19,4 \text{ kV}$$

$$U_{t_perd_carg} = 1,2 * \frac{24}{\sqrt{3}} = 16,63 \text{ kV}$$

Dado que la falta a tierra introduce sobretensiones temporales mayores únicamente se estudia este defecto. Particularizando para la *Ecuación (95)*:

$$U_{eq} = 19,4 * \left(\frac{1}{10}\right)^{0,02} = 18,52 \text{ kV}$$

La condición a cumplir es:

$$U_r \geq \alpha * U_{eq} \quad (96)$$

Siendo:

- α = Coeficiente de seguridad que varía del 5% al 15%.

Particularizando para la *Ecuación (96)*:

$$U_r \geq 1,1 * 18,52 = 20,37 \text{ kV}$$

A continuación se selecciona la corriente nominal I_n , definida como el valor de cresta del impulso de corriente 8/20 μ s utilizado para caracterizar el pararrayos. En este caso según datos del fabricante:

$$I_n = 10 \text{ kA}$$

Seguidamente se ha de calcular la energía que debe ser absorbida por el descargador frente a los fenómenos transitorios a los que puede estar sometido. En este caso la norma UNE EN 60099-5 facilita dichas expresiones de cálculo. Los fenómenos transitorios de estudio son los debidos a:

- Conexión y reenganche de líneas de alta tensión.
- Maniobras de condensadores.
- Impacto de rayo.

De éstos, la más crítica con diferencia es la producida por impacto de rayo. Las expresiones facilitadas para estimar la energía de estos fenómenos incluyen muchos coeficientes de los que no se dispone información para estimarlos. Es por ello que debido al carácter académico del presente trabajo se opta por asumir que el descargador de sobretensiones cumple con la capacidad de disipación de energía.

Cabe destacar que la tensión que finalmente llega al elemento a proteger, también llamada tensión soportada de coordinación U_{cw} , puede ser muy superior a la tensión residual que

aparece en bornes del pararrayos cuando éste deriva a tierra la corriente nominal I_n . Esto se debe principalmente a las reflexiones de ondas viajeras producidas por cambios de impedancia característica en los puntos de conexión. En relación a este hecho, la norma exige que se cumpla la siguiente condición:

$$\frac{U_{rw}}{U_{cw}} \geq 1,15 \quad (97)$$

Siendo:

- U_{rw} = Tensión que ha de soportar el material del elemento a proteger y que recibe el nombre de tensión soportada especificada mayor, en este caso 125 kV.

Así pues, mediante esta condición, se establece un margen de seguridad de un 15 %.

La ecuación que permite el cálculo de la tensión soportada de coordinación U_{cw} es la siguiente:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{N_l} * \frac{l}{(L_{sp} + L_f)} \quad (98)$$

Siendo:

- U_{pl} = Nivel de protección a impulso tipo rayo, el cual se corresponde con tensión residual que aparece en bornes del pararrayos cuando éste deriva a tierra la corriente nominal I_n .
- A = Parámetro que depende de la naturaleza de la línea.
- l = Distancia de separación entre el pararrayos y el elemento a proteger.
- L_{sp} = Longitud del vano.
- N_l = Número de líneas.
- L_f = Tramo de longitud de línea para que la tasa anual de fallos corresponda con la tasa marcada como aceptable.

En este punto cabe tener en cuenta una serie de consideraciones que ayudan a seleccionar y justificar los valores de los parámetros anteriormente definidos:

- Teniendo en cuenta la condición de U_r mínima calculada anteriormente, se preselecciona el pararrayos autovalvular de $U_r = 24$ kV para tener un poco de holgura.
- Al tratarse de una línea de distribución con las crucetas puestas a tierra $A=900$.
- Se considera el aislante del cable subterráneo de MT como el elemento a proteger ya que la sobretensión que se propaga por dicho cable hasta las celdas de media tensión y el transformador sufre una gran atenuación debido a la baja reactancia capacitiva del mismo, permitiendo la fuga de corrientes transversales con la consiguiente reducción de la tensión.

La ecuación que permite el cálculo de L_f es la siguiente:

$$L_f = \frac{R_a}{N_{cb}} \quad (99)$$

Siendo:

- R_a = Tasa de fallo aceptable.
- N_{cb} = Tasa anual total de cebados.

Particularizando para las Ecuaciones (97), (98) y (99) se obtiene:

$$L_f = \frac{0,0025}{0,02} = 0,125 \text{ km}$$

$$U_{cw} = 62,2 * 10^3 + \frac{900}{1} * \frac{14,4}{(142 + 125)} = 62,248 \text{ kV}$$

$$\frac{125}{62,248} = 2 \geq 1,15$$

Cumple

Finalmente hay que asegurarse que la línea de fuga del pararrayos sea suficiente para el emplazamiento en el que se ubica. La ecuación que permite calcular la línea de fuga mínima es la siguiente:

$$l_{mín} = U_s * l_e \quad (100)$$

Siendo:

- l_e = Línea de fuga específica definida en función del grado de contaminación del emplazamiento, en este caso 17 mm/kV.

Particularizando para la Ecuación (100) se obtiene:

$$l_{mín} = 24 * 17 = 408 \text{ mm} < 1863 \text{ mm}$$

Cumple

4. Anexo 4: Cálculo mecánico línea aérea

4.1. Tensión máxima en un vano

La tensión máxima en un vano se produce en los puntos de fijación del conductor a los apoyos. Las ecuaciones empleadas para el cálculo son las siguientes:

$$T_A = P_0 * Y_A = P_0 * c * \cosh(X_A/c) = P_0 * c * \cosh[(X_m - a/2)/c] \quad (101)$$

$$T_B = P_0 * Y_B = P_0 * c * \cosh(X_B/c) = P_0 * c * \cosh[(X_m - a/2)/c] \quad (102)$$

$$P_v = k * d/1000 \begin{cases} k = 60 * (v/120)^2 \text{ daN/m}^2 (d \leq 16 \text{ mm}, v \geq 120 \text{ km/h}) \\ k = 50 * (v/120)^2 \text{ daN/m}^2 (d > 16 \text{ mm}, v \geq 120 \text{ km/h}) \end{cases} \quad (103)$$

$$P_{vh} = k * D/1000 \begin{cases} k = 60 * (v/120)^2 \text{ daN/m}^2 (d \leq 16 \text{ mm}, v \geq 60 \text{ km/h}) \\ k = 50 * (v/120)^2 \text{ daN/m}^2 (d > 16 \text{ mm}, v \geq 60 \text{ km/h}) \end{cases} \quad (104)$$

$$P_h = k * \sqrt{d} \begin{cases} k = 0,18 \text{ Zona B} \\ k = 0,36 \text{ Zona C} \end{cases} \quad (105)$$

$$P_0 = \sqrt{(P_p^2 + P_v^2)} \text{ Zonas A, B y C. Hipótesis de viento.} \quad (106)$$

$$P_0 = P_p + P_h \text{ Zonas B y C. Hipótesis de hielo.} \quad (107)$$

$$* P_0 = \sqrt{((P_p + P_h)^2 + P_{vh}^2)} \text{ Zonas B y C. Hipótesis de viento + hielo.}$$

* Cuando sea requerida por la compañía eléctrica

$$c = T_{oh}/P_0 \quad (108)$$

$$X_m = c * \ln \left[z + \sqrt{(1 + z^2)} \right] \quad (109)$$

$$z = h/(2 * c * \sinh a/2 * c) \quad (110)$$

Siendo:

- v = Velocidad del viento (Km/h).
- T_A = Tensión total del conductor en el punto de fijación al primer apoyo del vano (daN).
- T_B = Tensión total del conductor en el punto de fijación al segundo apoyo del vano (daN).
- P₀ = Peso total del conductor en las condiciones más desfavorables (daN/m).
- P_p = Peso propio del conductor (daN/m).

- P_v = Sobrecarga de viento (daN/m).
- P_{vh} = Sobrecarga de viento incluido el manguito de hielo (daN/m).
- P_h = Sobrecarga de hielo (daN/m).
- d = diámetro del conductor (mm).
- D = diámetro del conductor incluido el espesor del manguito de hielo (mm).
- $Y = c * \cosh (x/c)$ = Ecuación de la catenaria.
- c = constante de la catenaria.
- Y_A = Ordenada correspondiente al primer apoyo del vano (m).
- Y_B = Ordenada correspondiente al segundo apoyo del vano (m).
- X_A = Abcisa correspondiente al primer apoyo del vano (m).
- X_B = Abcisa correspondiente al segundo apoyo del vano (m).
- X_m = Abcisa correspondiente al punto medio del vano (m).
- a = Proyección horizontal del vano (m).
- h = Desnivel entre los puntos de fijación del conductor a los apoyos (m).
- T_{oh} = Componente Horizontal de la tensión en las condiciones más desfavorables o Tensión Máxima Horizontal (daN). Es constante en todo el vano.

4.2. Tensiones y flechas de la línea en determinadas condiciones. Ecuación del cambio de condiciones.

Partiendo de una situación inicial en las condiciones de tensión máxima horizontal (T_{oh}), se puede obtener una tensión horizontal final (T_h) en otras condiciones diferentes para cada vano de regulación (tramo de línea), y una flecha (F) en esas condiciones finales, para cada vano real de ese tramo. La tensión horizontal en unas condiciones finales dadas, se obtiene mediante la Ecuación del Cambio de Condiciones:

$$[\delta * L_0 * (t - t_0)] + [L_0 / (S * E) * (T_h - T_{oh})] = L - L_0 \quad (111)$$

$$L_0 = c_0 * \sinh[(X_{m0} + a/2)/c_0] - c_0 * \sinh[(X_{m0} - a/2)/c_0] \quad (112)$$

$$c_0 = T_{oh} / P_0 \quad (113)$$

$$X_{m0} = c_0 * \ln \left[z_0 + \sqrt{(1 + z_0^2)} \right] \quad (114)$$

$$z_0 = h / (2 * c_0 * \sinh a/2 * c_0) \quad (115)$$

$$L = c * \sinh[(X_m + a/2)/c] - c * \sinh[(X_m - a/2)/c] \quad (116)$$

$$c = T_h/P \quad (117)$$

$$X_m = c * \ln \left[z + \sqrt{(1 + z^2)} \right] \quad (118)$$

$$z = h/(2 * c * \sinh a/2 * c) \quad (119)$$

Siendo:

- δ = Coeficiente de dilatación lineal.
- L_0 = Longitud del arco de catenaria en las condiciones iniciales para el vano de regulación (m).
- L = Longitud del arco de catenaria en las condiciones finales para el vano de regulación (m).
- t_0 = Temperatura en las condiciones iniciales (°C).
- t = Temperatura en las condiciones finales (°C).
- S = Sección del conductor (mm²).
- E = Módulo de elasticidad (daN/mm²).
- T_{oh} = Componente Horizontal de la tensión en las condiciones más desfavorables o Tensión Máxima Horizontal (daN).
- T_h = Componente Horizontal de la Tensión o Tensión Horizontal en las condiciones finales consideradas, para el vano de regulación (daN).
- $a = a_r$ (vano de regulación, m).
- h = Desnivel entre los puntos de fijación del conductor a los apoyos, en tramos de un solo vano (m).
- $h = 0$, para tramos compuestos por más de un vano.

Las ecuaciones empleadas para la obtención de la flecha en las condiciones finales (F), para cada vano real de la línea:

$$F = Y_B - [h/a * (X_B - X_{fm})] - Y_{fm} \quad (120)$$

$$X_{fm} = c * \ln \left[h/a + \sqrt{(1 + (h/a)^2)} \right] \quad (121)$$

$$Y_{fm} = c * \cosh (X_{fm}/c) \quad (122)$$

Siendo:

- Y_B = Ordenada de uno de los puntos de fijación del conductor al apoyo (m).
- X_B = Abcisa de uno de los puntos de fijación del conductor al apoyo (m).
- Y_{fm} = Ordenada del punto donde se produce la flecha máxima (m).
- X_{fm} = Abcisa del punto donde se produce la flecha máxima (m).
- h = Desnivel entre los puntos de fijación del conductor a los apoyos (m).
- a = proyección horizontal del vano (m).

4.3. Cálculo de apoyos

4.3.1. Cargas permanentes

Se considerarán las cargas verticales debidas al peso de los distintos elementos: conductores con sobrecarga (según hipótesis), aisladores, herrajes. En todas las hipótesis en zona A y en la hipótesis de viento en zonas B y C, el peso que gravita sobre los apoyos debido al conductor y su sobrecarga "Pcv" será:

$$P_{cv} = L_v * P_{pv} * \cos \alpha * n \text{ (daN)} \quad (123)$$

$$P_{cvr} = L_v * P_{pv} * \cos \alpha * n_r \text{ (daN)} \quad (124)$$

Siendo:

- L_v = Longitud del conductor que gravita sobre el apoyo en las condiciones de -5 °C (zona A), -10 °C (zona B) o -15 °C (zona C) con sobrecarga de viento (m).
- P_{pv} = Peso propio del conductor con sobrecarga de viento (daN/m).
- P_{cvr} = Peso que gravita sobre los apoyos de los conductores rotos con sobrecarga de viento para la 4ª hipótesis (daN).
- α = Angulo que forma la resultante del viento con el peso propio del conductor.
- n = número total de conductores.
- n_r = número de conductores rotos en la 4ª hipótesis.

En todas las hipótesis en zonas B y C, excepto en la hipótesis 1ª de Viento, el peso que gravita sobre los apoyos debido al conductor y su sobrecarga "Pch" será:

$$P_{ch} = L_h * P_{ph} * n \text{ (daN)} \quad (125)$$

$$P_{chr} = L_h * P_{ph} * n_r \text{ (daN)} \quad (126)$$

Siendo:

- L_h = Longitud del conductor que gravita sobre el apoyo en las condiciones de $-15\text{ }^\circ\text{C}$ (zona B) o $-20\text{ }^\circ\text{C}$ (zona C) con sobrecarga de hielo (m).
- P_{ph} = Peso propio del conductor con sobrecarga de hielo (daN/m).
- P_{phr} = Peso que gravita sobre los apoyos de los conductores rotos con sobrecarga de hielo para la 4ª hipótesis (daN).
- n = número total de conductores.
- n_r = número de conductores rotos en la 4ª hipótesis.

En todas las zonas y en todas las hipótesis habrá que considerar el peso de los herrajes y la cadena de aisladores "Pca", así como el número de cadenas de aisladores del apoyo "nc".

4.3.2. Esfuerzos del viento

El esfuerzo del viento sobre los conductores "Fvc" en la hipótesis 1ª para las zonas A, B y C se obtiene de la siguiente forma:

Apoyos alineación

$$F_{vc} = (a_1 * d_1 * n_1 + a_2 * d_2 * n_2) / 2 * k \text{ (daN)} \quad (127)$$

Apoyos fin de línea

$$F_{vc} = a / 2 * d * n * k \text{ (daN)} \quad (128)$$

Apoyos de ángulo y estrellamiento

$$F_{vc} = \sum a_p / 2 * d_p * n_p * k \text{ (daN)} \quad (129)$$

Siendo:

- a_1 = Proyección horizontal del conductor que hay a la izquierda del apoyo (m).
- a_2 = Proyección horizontal del conductor que hay a la derecha del apoyo (m).
- a = Proyección horizontal del conductor (m).
- a_p = Proyección horizontal del conductor en la dirección perpendicular a la bisectriz del ángulo (apoyos de ángulo) y en la dirección perpendicular a la resultante (apoyos de estrellamiento) (m).
- d, d_1, d_2, d_p = Diámetro del conductor (m).
- n, n_1, n_2, n_p = nº de haces de conductores.
- v = Velocidad del viento (Km/h).
- $K = 60 \cdot (v/120)^2 \text{ daN/m}^2$ si $d \leq 16 \text{ mm}$ y $v \geq 120 \text{ Km/h}$.
- $K = 50 \cdot (v/120)^2 \text{ daN/m}^2$ si $d > 16 \text{ mm}$ y $v \geq 120 \text{ Km/h}$.

En la hipótesis 1ª para las zonas A, B y C habrá que considerar el esfuerzo del viento sobre los herrajes y la cadena de aisladores "Eca", así como el número de cadenas de aisladores del apoyo "nc".

4.3.3. Desequilibrio de tracciones

En la hipótesis 1ª (sólo apoyos fin de línea) en zonas A, B y C y en la hipótesis 3ª en zona A (apoyos alineación, ángulo, estrellamiento y anclaje), el desequilibrio de tracciones "Dtv" se obtiene:

Apoyos de alineación con cadenas de suspensión

$$Dtv = 8/100 * T_h * n \text{ (daN)} \quad (130)$$

$$Dtv = \text{Abs}(T_{h1} * n_1) - (T_{h2} * n_2) \text{ (daN)} \quad (131)$$

Apoyos de alineación con cadenas de amarre

$$Dtv = 15/100 * T_h * n \text{ (daN)} \quad (132)$$

$$Dtv = \text{Abs}(T_{h1} * n_1) - (T_{h2} * n_2) \text{ (daN)} \quad (133)$$

Apoyos de ángulo con cadenas de suspensión

$$Dtv = 8/100 * T_h * n \text{ (daN)} \quad (134)$$

Este esfuerzo se combinará con la resultante de ángulo.

Apoyos de ángulo con cadenas de amarre

$$Dtv = 15/100 * T_h * n \text{ (daN)} \quad (135)$$

Este esfuerzo se combinará con la resultante de ángulo.

Apoyos de anclaje de alineación

$$Dtv = 50/100 * T_h * n \text{ (daN)} \quad (136)$$

$$Dtv = \text{Abs}(T_{h1} * n_1) - (T_{h2} * n_2) \text{ (daN)} \quad (137)$$

Apoyos de anclaje en ángulo y estrellamiento

$$D_{tv} = 50/100 * T_h * n \text{ (daN)} \quad (138)$$

Este esfuerzo se combinará con la resultante de ángulo.

Apoyos fin de línea

$$D_{tv} = 100/100 * T_h * n \text{ (daN)} \quad (139)$$

Siendo:

- n, n_1, n_2 = número total de conductores.
- T_h, T_{h1}, T_{h2} = Componente horizontal de la tensión en las condiciones de -5 °C (zona A), -10 °C (zona B) y -15 °C (zona C) con sobrecarga de viento (daN).

En la hipótesis 2ª (fin de línea) y 3ª (alineación, ángulo, estrellamiento y anclaje) en zonas B y C, el desequilibrio de tracciones "Dth" se obtiene:

Apoyos de alineación con cadenas de suspensión

$$D_{th} = 8/100 * T_{0h} * n \text{ (daN)} \quad (140)$$

$$D_{th} = \text{Abs}((T_{0h1} * n_1) - (T_{0h2} * n_2)) \text{ (daN)} \quad (141)$$

Apoyos de alineación con cadenas de amarre

$$D_{th} = 15/100 * T_{0h} * n \text{ (daN)} \quad (142)$$

$$D_{th} = \text{Abs}((T_{0h1} * n_1) - (T_{0h2} * n_2)) \text{ (daN)} \quad (143)$$

Apoyos de ángulo con cadenas de suspensión

$$D_{th} = 8/100 * T_{0h} * n \text{ (daN)} \quad (144)$$

Este esfuerzo se combinará con la resultante de ángulo.

Apoyos de ángulo con cadenas de amarre

$$D_{th} = 15/100 * T_{0h} * n \text{ (daN)} \quad (145)$$

Este esfuerzo se combinará con la resultante de ángulo.

Apoyos de anclaje en alineación

$$D_{th} = 50/100 * T_{0h} * n \text{ (daN)} \quad (146)$$

$$D_{th} = \text{Abs}(T_{0h1} * n_1) - (T_{0h2} * n_2) \text{ (daN)} \quad (147)$$

Apoyos de anclaje en ángulo y estrellamiento

$$D_{th} = 50/100 * T_{0h} * n \text{ (daN)} \quad (148)$$

Este esfuerzo se combinará con la resultante de ángulo.

Apoyos fin de línea

$$D_{th} = 100/100 * T_{0h} * n \text{ (daN)} \quad (149)$$

Siendo:

- n, n_1, n_2 = número total de conductores.
- T_{0h}, T_{0h1}, T_{0h2} = Componente horizontal de la tensión en las condiciones -15 °C (Zona B) y -20 °C (Zona C) con sobrecarga de hielo (daN).

4.3.4. Rotura de conductores

El esfuerzo debido a la rotura de conductores "Roth" en zonas B y C, aplicado en el punto donde produzca la sollicitación más desfavorable produciendo un esfuerzo de torsión, se obtiene:

Apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de suspensión

- Se prescinde siempre que se cumplan las condiciones especificadas en el apdo 3.5.3.
- Si no se cumplen esas condiciones, se considerará el esfuerzo unilateral correspondiente a la rotura de un solo conductor "Roth", aplicado en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable.

$$Roth = T_{0h} \text{ (daN)} \quad (150)$$

Apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de amarre

- Se prescinde siempre que se cumplan las condiciones especificadas en el apdo 3.5.3.
- Si no se cumplen esas condiciones, se considerará el esfuerzo unilateral correspondiente a la rotura de un solo conductor "*Roth*", aplicado en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable.

$$Roth = T_{0h} \text{ (daN)} \quad (151)$$

Apoyos de anclaje en alineación, anclaje en ángulo y estrellamiento

$$Roth = T_{0h} \text{ (simplex) (daN)} \quad (152)$$

$$Roth = T_{0h} * ncf * 0,5 \text{ (dúplex, tríplex, cuadruplex) (daN)} \quad (153)$$

Fin de línea

$$Roth = T_{0h} * ncf \text{ (daN)} \quad (154)$$

$$Roth = 2 * T_{0h} * ncf \text{ (montaje tresbolillo y bandera) (daN)} \quad (155)$$

Siendo:

- ncf = número de conductores por fase.
- T_{0h} = Componente horizontal de la tensión en las condiciones de $-15 \text{ }^\circ\text{C}$ (Zona B) y $-20 \text{ }^\circ\text{C}$ (Zona C) con sobrecarga de hielo (daN).

4.3.5. Resultante de ángulo

El esfuerzo resultante de ángulo "*Rav*" de las tracciones de los conductores en la hipótesis 1ª para las zonas A, B y C se obtiene del siguiente modo:

$$Rav = \sqrt{((T_{h1} * n_1)^2 + (T_{h2} * n_2)^2 - 2 * (T_{h1} * n_1) * (T_{h2} * n_2) * \cos [180 - \alpha])} \quad (156)$$

El esfuerzo resultante de ángulo "Rav (daN)" se descompondrá en dos esfuerzos, uno en dirección longitudinal a la línea "RavL" y otro en dirección transversal a la línea "RavT".

Siendo:

- n_1, n_2 = Número de conductores.
- T_{h1}, T_{h2} = Tensiones horizontales en las condiciones de -5 °C (zona A), -10 °C (zona B) y -15 °C (zona C) con sobrecarga de viento (daN).
- α = Angulo que forman T_{h1} y T_{h2} (gr. sexa.).

El esfuerzo resultante de ángulo "Rah (daN)" de las tracciones de los conductores en la hipótesis 2ª para las zonas B y C se obtiene del siguiente modo:

$$\begin{aligned} \text{Rah} &= \\ &= \sqrt{((T_{h1} * n_1)^2 + (T_{h2} * n_2)^2 - 2 * (T_{h1} * n_1) * (T_{h2} * n_2) * \cos [180 - \alpha])} \end{aligned} \quad (157)$$

El esfuerzo resultante de ángulo "Rah" se descompondrá en dos esfuerzos, uno en dirección longitudinal a la línea "RahL" y otro en dirección transversal a la línea "RahT".

Siendo:

- n_1, n_2 = Número de conductores.
- T_{h1}, T_{h2} = Tensiones horizontales en las condiciones de -15 °C (zona B) y -20 °C (zona C) con sobrecarga de hielo (daN).
- α = Angulo que forman T_{h1} y T_{h2} (gr. sexa.).

El esfuerzo resultante de ángulo "Ravd (daN)" de las tracciones de los conductores en la hipótesis 3ª para la zona A se obtiene del siguiente modo:

$$\begin{aligned} \text{Ravd} &= \\ &= \sqrt{((T_{h1} * n_1)^2 + (T_{h1} * n_1 - Dtv)^2 - 2 * (T_{h1} * n_1) * (T_{h1} * n_1 - Dtv) * \cos[180 - \alpha])} \end{aligned} \quad (158)$$

El esfuerzo resultante de ángulo "Ravd" se descompondrá en dos esfuerzos, uno en dirección longitudinal a la línea "RavdL" y otro en dirección transversal a la línea "RavdT".

Siendo:

- n_1 = Número de conductores.
- T_{h1} = Tensiones horizontales en las condiciones de -5 °C (zona A), -10 °C (zona B) y -15 °C (zona C) con sobrecarga de viento (daN).
- Dtv = Desequilibrio de tracciones en la hipótesis de viento.
- α = Angulo que forman T_{h1} y $(T_{h1} - Dtv)$ (gr. sexa.).

El esfuerzo resultante de ángulo "Rahd" de las tracciones de los conductores en la hipótesis 3ª para las zonas B y C se obtiene del siguiente modo:

$$\begin{aligned}
 \text{Rahd} &= \\
 &= \sqrt{((T_{h1} * n_1)^2 + (T_{h1} * n_1 - Dth)^2 - 2 * (T_{h1} * n_1) * (T_{h1} * n_1 - Dth) * \cos[180 - \alpha])} \quad (159)
 \end{aligned}$$

El esfuerzo resultante de ángulo "Rahd" se descompondrá en dos esfuerzos, uno en dirección longitudinal a la línea "RahdL" y otro en dirección transversal a la línea "RahdT".

Siendo:

- n_1 = Número de conductores.
- T_{h1} = Tensiones horizontales en las condiciones de -15 °C (zona B) y -20 °C (zona C) con sobrecarga de hielo (daN).
- Dth = Desequilibrio de tracciones en la hipótesis de hielo.
- α = Angulo que forman T_{h1} y $(T_{h1} - Dth)$ (gr. sexa.).

El esfuerzo resultante de ángulo "Rahr" de la rotura de conductores en la hipótesis 4ª para las zonas B y C se obtiene del siguiente modo:

$$\begin{aligned}
 \text{Rahr} &= \\
 &= \sqrt{((T_{h1} * n_1)^2 + (T_{h2} * n_2)^2 - 2 * (T_{h1} * n_1) * (T_{h2} * n_2) * \cos[180 - \alpha])} \quad (160)
 \end{aligned}$$

El esfuerzo resultante de ángulo "Rahr" se descompondrá en dos esfuerzos, uno en dirección longitudinal a la línea "RahrL" y otro en dirección transversal a la línea "RahrT".

Siendo:

- n_1, n_2 = Número de conductores quitando los conductores que se han roto.
- T_{h1}, T_{h2} = Tensiones horizontales en las condiciones de -15 °C (zona B) y -20 °C (zona C) con sobrecarga de hielo (daN).
- α = Angulo que forman T_{h1} y T_{h2} (gr. sexa.).

*Nota: En los apoyos de estrellamiento las operaciones anteriores se han realizado tomando las tensiones dos a dos para conseguir la resultante total.

4.3.6. Esfuerzos descentrados

En los apoyos fin de línea, cuando tienen el montaje al tresbolillo o bandera, aparecen por la disposición de la cruceta esfuerzos descentrados en condiciones normales, cuyo valor será:

$$\text{Esdt} = T_{0h} \cdot ncf \text{ (daN) (tresbolillo)} \quad (161)$$

$$Esdb = 3 \cdot T_{0h} \cdot ncf \text{ (daN) (bandera)} \quad (162)$$

Siendo:

- ncf = número de conductores por fase.
- T_{0h} = Componente horizontal de la tensión en las condiciones más desfavorables de tensión máxima.

4.3.7. Esfuerzos equivalentes

Los esfuerzos horizontales de los apoyos vienen especificados en un punto de ensayo, situado en la cogolla (excepto en los apoyos de hormigón y de chapa metálica que están 0,25 m por debajo de la cogolla). Si los esfuerzos están aplicados en otro punto se aplicará un coeficiente reductor o de mayoración.

-Coeficiente reductor del esfuerzo nominal. Se aplica para esfuerzos horizontales a mayor altura del punto de ensayo, cuyo valor será:

Apoyos de celosía y presilla

$$K = 4,6 / (H_S + 4,6) \quad (163)$$

Apoyos de hormigón

$$K = 5,4 / (H_S + 5,25) \quad (164)$$

Apoyos de chapa metálica

$$K = 4,6 / (H_S + 4,85) \quad (165)$$

- Coeficiente de mayoración del esfuerzo nominal. Se aplica para esfuerzos horizontales a menor altura del punto de ensayo, cuyo valor será:

$$K = H_{En} / H_F \quad (166)$$

Por tanto los esfuerzos horizontales aplicados en el punto de ensayo serán:

$$T = T_c / K \quad (167)$$

$$L = L_c / K \quad (168)$$

El esfuerzo horizontal equivalente soportado por el apoyo será:

- Existe solamente esfuerzo transversal.

$$F = T \quad (169)$$

- Existe solamente esfuerzo longitudinal.

$$F = L \quad (170)$$

- Existe esfuerzo transversal y longitudinal simultáneamente.

-En apoyos de celosía, presilla, hormigón vibrado hueco y chapa circular.

$$F = T + L \quad (171)$$

-En apoyos de hormigón vibrado y chapa rectangular con viento sobre la cara secundaria.

$$F = RU * T + L \quad (172)$$

-En apoyos de hormigón vibrado y chapa rectangular sin viento o con viento sobre la cara principal.

$$F = T + RN * L \quad (173)$$

El esfuerzo de torsión aplicado en el punto de ensayo será:

$$L_t = L_{tc} * D_c / D_n \quad (174)$$

En apoyos de hormigón vibrado y chapa rectangular el apoyo se orienta con su esfuerzo nominal principal en dirección del esfuerzo mayor (T o L).

Siendo:

- H_{En} = Distancia desde el punto de ensayo de los esfuerzos horizontales hasta el terreno (m).
- H_S = Distancia por encima de la cogolla, donde se aplican los esfuerzos horizontales (m).

- H_F = Distancia desde punto de aplicación de los esfuerzos horizontales hasta el terreno (m).
- D_n = Distancia del punto de ensayo del esfuerzo de torsión al eje del apoyo (m).
- D_c = Distancia del punto de aplicación de los conductores al eje del apoyo (m).
- H_v = Altura del punto de aplicación del esfuerzo del viento (m).
- E_{va} = Esfuerzo del viento sobre el apoyo (daN).
- $E_{vaRed} = E_{va} * H_v / H_{En}$ = Esfuerzo del viento sobre el apoyo reducido al punto de ensayo (daN).
- R_U = Esfuerzo nominal principal / (Esfuerzo nominal secundario – E_{vaRed}).
- R_N = Esfuerzo nominal principal / Esfuerzo nominal secundario.
- T_c = Esfuerzo transversal en el punto de aplicación de los conductores (daN).
- L_c = Esfuerzo longitudinal en el punto de aplicación de los conductores (daN).
- L_{tc} = Esfuerzo de torsión en el punto de aplicación de los conductores (daN).
- F = Esfuerzo horizontal equivalente (daN).
- T = Esfuerzo transversal en el punto de ensayo (daN).
- L = Esfuerzo longitudinal en el punto de ensayo (daN).
- L_t = Esfuerzo de torsión en el punto de ensayo (daN).

4.3.8. Apoyo adoptado

El apoyo adoptado deberá soportar la combinación de esfuerzos considerados en cada hipótesis (V,F,Lt). A estos esfuerzos se le aplicará un coeficiente de seguridad si el apoyo es reforzado.

- Hipótesis sin esfuerzo de torsión

El esfuerzo horizontal debe cumplir la ecuación:

$$E_n \geq F \quad (175)$$

En apoyos de hormigón el esfuerzo vertical debe cumplir la ecuación:

$$V_n \geq V \quad (176)$$

En apoyos que no sean de hormigón se aplicará la ecuación resistente:

$$(3 * V_n) \geq V \quad (177)$$

$$(5 * E_n + V_n) \geq (5 * F + V) \quad (178)$$

- Hipótesis con esfuerzo de torsión

El esfuerzo horizontal debe cumplir la ecuación:

$$E_{nt} \geq F \quad (179)$$

El esfuerzo vertical debe cumplir la ecuación:

$$V_{nt} \geq V \quad (180)$$

El esfuerzo de torsión debe cumplir la ecuación:

$$E_T \geq Lt \quad (181)$$

Siendo:

- V = Cargas verticales.
- F = Esfuerzo horizontal equivalente.
- Lt = Esfuerzo de torsión.
- E_n = Esfuerzo nominal sin torsión del apoyo.
- E_{nt} = Esfuerzo nominal con torsión del apoyo.
- V_n = Esfuerzo vertical sin torsión del apoyo.
- V_{nt} = Esfuerzo vertical con torsión del apoyo.
- E_T = Esfuerzo de torsión del apoyo.

4.4. Cálculo de cimentaciones

Las cimentaciones se podrán realizar mediante zapatas monobloque o zapatas aisladas. En ambos casos se producirán dos momentos, uno debido al esfuerzo en punta y otro debido al viento sobre el apoyo. Estarán situados los dos momentos, horizontalmente en el centro del apoyo y verticalmente a ras de tierra.

Momento debido al esfuerzo en punta

El momento debido al esfuerzo en punta " M_{ep} " se obtiene:

$$M_{ep} = E_p * H_L \quad (182)$$

Siendo:

- E_p = Esfuerzo en punta (daN).
- H_L = Altura libre del apoyo (m).

Momento debido al viento sobre el apoyo

El momento debido al esfuerzo del viento sobre el apoyo " M_{ev} " se obtiene:

$$M_{ev} = E_{va} * H_v \quad (183)$$

Siendo:

- E_{va} = Esfuerzo del viento sobre el apoyo (daN). Según apdo. 3.1.2.3 se obtiene:
 - $E_{va} = 170 * (v/120)^2 * \eta * S$ (apoyos de celosía).
 - $E_{va} = 100 * (v/120)^2 * S$ (apoyos con superficies planas).
 - $E_{va} = 70 * (v/120)^2 * S$ (apoyos con superficies cilíndricas).
 - v = Velocidad del viento (Km/h).
 - S = Superficie definida por la silueta del apoyo (m^2).
 - η = Coeficiente de opacidad. Relación entre la superficie real de la cara y el área definida por su silueta.
- H_v = Altura del punto de aplicación del esfuerzo del viento (m). Se obtiene:
 - $H_v = H/3 * (d_1 + 2 * d_2) / (d_1 + d_2)$ (m)
 - H = Altura total del apoyo (m).
 - d_1 = anchura del apoyo en el empotramiento (m).
 - d_2 = anchura del apoyo en la cogolla (m).

En este caso se decide utilizar zapatas monobloque. Las zapatas monobloque están compuestas por macizos de hormigón de un solo bloque.

Momento de fallo al vuelco

Para que un apoyo permanezca en su posición de equilibrio, el momento creado por las fuerzas exteriores a él ha de ser absorbido por la cimentación, debiendo cumplirse por tanto:

$$M_f \geq 1,65 * (M_{ep} + M_{ev}) \quad (184)$$

Siendo:

- M_f = Momento de fallo al vuelco. Momento absorbido por la cimentación (daN * m).
- M_{ep} = Momento producido por el esfuerzo en punta (daN * m).
- M_{ev} = Momento producido por el esfuerzo del viento sobre el apoyo (daN * m).

Momento absorbido por la cimentación

El momento absorbido por la cimentación " M_f " se calcula por la fórmula de Sulzberger:

$$M_f = [139 * C_2 * a * h^4] + [a^3 * (h + 0,20) * 2420 * (0,5 - \frac{2}{3} * \sqrt{(1,1 * \frac{h}{a} * \frac{1}{10} * C_2)})] \quad (185)$$

Siendo:

- C_2 = Coeficiente de compresibilidad del terreno a la profundidad de 2 m (daN/cm³).
- a = Anchura del cimiento (m).
- h = Profundidad del cimiento (m).

4.5. Cálculo de las cadenas de aisladores

4.5.1. Cálculo eléctrico

El grado de aislamiento respecto a la tensión de la línea se obtiene colocando un número de aisladores suficiente "NAis", cuyo número se obtiene:

$$NAis = Nia * Ume / Llf \quad (186)$$

Siendo:

- NAis = número de aisladores de la cadena.
- Nia = Nivel de aislamiento recomendado según las zonas por donde atraviesa la línea (cm/kV).
- Ume = Tensión más elevada de la línea (kV).
- Llf = Longitud de la línea de fuga del aislador elegido (cm).

4.5.2. Cálculo mecánico

Mecánicamente, el coeficiente de seguridad a la rotura de los aisladores "Csm" ha de ser mayor de 3. El aislador debe soportar las cargas normales que actúan sobre él.

$$Csmv = Qa / (Pv + Pca) > 3 \quad (187)$$

Siendo:

- Csmv = coeficiente de seguridad a la rotura de los aisladores con cargas normales.
- Qa = Carga de rotura del aislador (daN).
- Pv = El esfuerzo vertical transmitido por los conductores al aislador (daN).
- Pca = Peso de la cadena de aisladores y herrajes (daN).

El aislador debe soportar las cargas anormales que actúan sobre él.

$$Csmh = Qa / (Toh * ncf) > 3 \quad (188)$$

Siendo:

- Csmh = coeficiente de seguridad a la rotura de los aisladores con cargas anormales.
- Qa = Carga de rotura del aislador (daN).

- T_{oh} = Tensión horizontal máxima en las condiciones más desfavorables (daN).
- n_{cf} = número de conductores por fase.

4.5.3. Longitud de la cadena

La longitud de la cadena L_{ca} será:

$$L_{ca} = N_{Ais} * L_{Ais} \text{ (m)} \quad (189)$$

Siendo:

- L_{ca} = Longitud de la cadena (m).
- N_{Ais} = número de aisladores de la cadena.
- L_{Ais} = Longitud de un aislador (m).

4.5.4. Peso de la cadena

El peso de la cadena P_{ca} será:

$$P_{ca} = N_{Ais} * P_{Ais} \text{ (daN)} \quad (190)$$

Siendo:

- P_{ca} = Peso de la cadena (daN).
- N_{Ais} = número de aisladores de la cadena.
- P_{Ais} = Peso de un aislador (daN).

4.5.5. Esfuerzo del viento sobre la cadena

El esfuerzo del viento sobre la cadena E_{ca} será:

$$E_{ca} = k * (D_{Ais} / 1000) * L_{ca} \text{ (daN)} \quad P_{ca} = N_{Ais} * P_{Ais} \text{ (daN)} \quad (191)$$

Siendo:

- E_{ca} = Esfuerzo del viento sobre la cadena (daN).
- $k = 70 * (v/120)^2$. Según apdo 3.1.2.2.
- v = Velocidad del viento (Km/h).
- D_{Ais} = Diámetro máximo de un aislador (mm).

- Lca = Longitud de la cadena (m).

4.5.6. Ángulo de desviación de la cadena de suspensión

Debido al esfuerzo del viento sobre los conductores, las cadenas de suspensión en los apoyos sufren una desviación respecto a la vertical. El ángulo máximo de desviación de la cadena α no podrá ser superior al ángulo β máximo permitido para que se mantenga la distancia del conductor al apoyo.

Apoyos de alineación

$$\operatorname{tg} \gamma = (P_v + E_{ca}/2) / (P_{-x^\circ C+V/2} + P_{ca}/2) = E_{tv} / P_t \quad (192)$$

Apoyos de ángulo

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \gamma &= (P_v * \cos[(180 - \alpha)/2] + R_{av} + E_{ca}/2) / (P_{-x^\circ C+V/2} + P_{ca}/2) \\ &= E_{tv} / P_t \end{aligned} \quad (193)$$

Siendo:

- $\operatorname{tg} \gamma$ = Tangente del ángulo que forma la cadena de suspensión con la vertical, al desviarse por la acción del viento.
- P_v = Esfuerzo de la mitad de la presión de viento sobre el conductor (120 km/h) (daN).
- E_{ca} = Esfuerzo de la mitad de la presión de viento sobre la cadena de aisladores y herrajes (120 km/h) (daN).
- $P_{-x^\circ C+V/2}$ = Peso total del conductor que gravita sobre el apoyo en las condiciones de una T^a -10 °C en zona B, con sobrecarga mitad de la presión de viento (120 km/h) (daN).
- P_{ca} = Peso de la cadena de aisladores y herrajes (daN).
- α = Ángulo que forman los conductores de la línea (gr. sexa.).
- R_{av} = Resultante de ángulo en las condiciones de -10 °C en zona B, con sobrecarga mitad de la presión de viento (120 km/h) (daN).

Si el valor del ángulo de desviación de la cadena " γ " es mayor del ángulo máximo permitido " μ ", se deberá colocar un contrapeso de valor:

$$G = E_{tv} / \operatorname{tg} \mu - P_t \quad (193)$$

5. Anexo 5: Cálculo de la puesta a tierra de apoyos de la línea aérea

En el presente anexo se expone el cálculo detallado de la puesta a tierra de los apoyos de MT acorde a la legislación mencionada en el apartado al que éste anexo complementa.

Los datos de partida para el diseño son los siguientes:

- Tensión nominal: $U_n = 20 \text{ kV}$.
- Intensidad máxima de defecto: $I_{1F} \leq 500 \text{ A}$ (Limitación de compañía).
- Datos subestación: $X_n = 25 \Omega$, $R_n = 0 \Omega$.
- Resistividad del terreno: $\rho = 500 \Omega * \text{m}$.
- Comportamiento de disparo de protecciones: $I_{1F} * t = 400$.

5.1. Apoyos no frecuentados

Para la variante de 2 picas seleccionada y acudiendo a la Tabla 5 del “Documento MT 2.23.35 de Iberdrola”, se obtiene el coeficiente de resistencia de puesta a tierra K_r .

$$K_r = 0,244 \frac{\Omega}{\Omega * \text{m}}$$

Haciendo uso de los datos de partida, se calcula la resistencia de puesta a tierra y la corriente de defecto con las expresiones:

$$R_t = K_r * \rho < 230 \Omega \text{ (Restricción impuesta)} \quad (194)$$

$$I_{1F} = \frac{1,1 * U_n}{\sqrt{3} * \sqrt{X_n^2 + R_t^2}} \quad (195)$$

Particularizando para las *Ecuaciones (194) y (195)*:

$$R_t = 0,244 * 500 = 122 \Omega < 230 \Omega$$

Cumple

$$I_{1F} = \frac{1,1 * 20000}{\sqrt{3} * \sqrt{25^2 + 122^2}} = 92,72 \text{ A}$$

Para que la protección sea correcta, los tiempos de actuación de las protecciones ha de ser inferior a 1 segundo para la corriente máxima de defecto e inferior a 10 segundos para la corriente I_{1F} .

$$t_{1F} = \frac{400}{92,72} = 4,31 \text{ s} < 10 \text{ s}$$

Cumple

$$t_{\text{máx.}} = \frac{400}{500} = 0,8 \text{ s} < 1 \text{ s}$$

Cumple

5.2. Apoyos frecuentados con calzado

En el caso de los apoyos de inicio y fin de línea, el diseño empieza por la elección de una configuración de puesta a tierra que depende directamente de las dimensiones de la zapata monobloque de dichos apoyos. En este caso dichas dimensiones son:

- Apoyo de inicio de línea (Apoyo número 1 según *Plano 8*): 1,24 x 1,24 m.
- Apoyo fin de línea (Apoyo número 13 según *Plano 8*): 1,17 x 1,17 m.

Acudiendo a la Tabla 2 del “Documento MT 2.23.35 de Iberdrola” se selecciona una configuración tipo CPT-LA-32/0,5. Las características y configuración de la puesta a tierra seleccionada se muestran en las *Ilustraciones 70 y 71*.

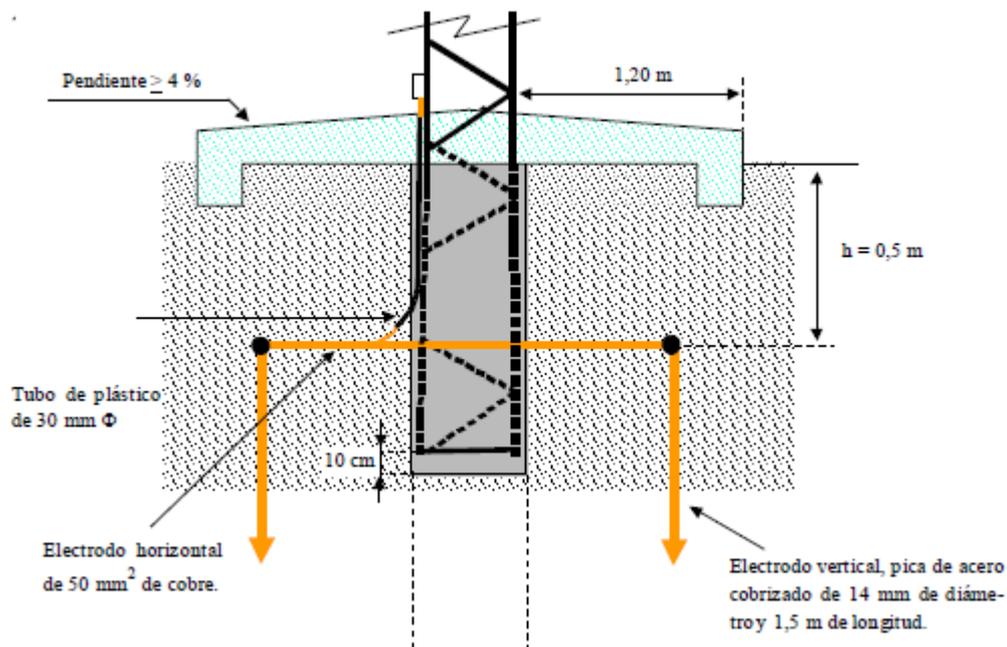


Ilustración 69. Detalle en alzado de la puesta a tierra preliminar en los apoyos frecuentados con calzado. (Fuente: “Documento MT 2.23.35 de Iberdrola”).

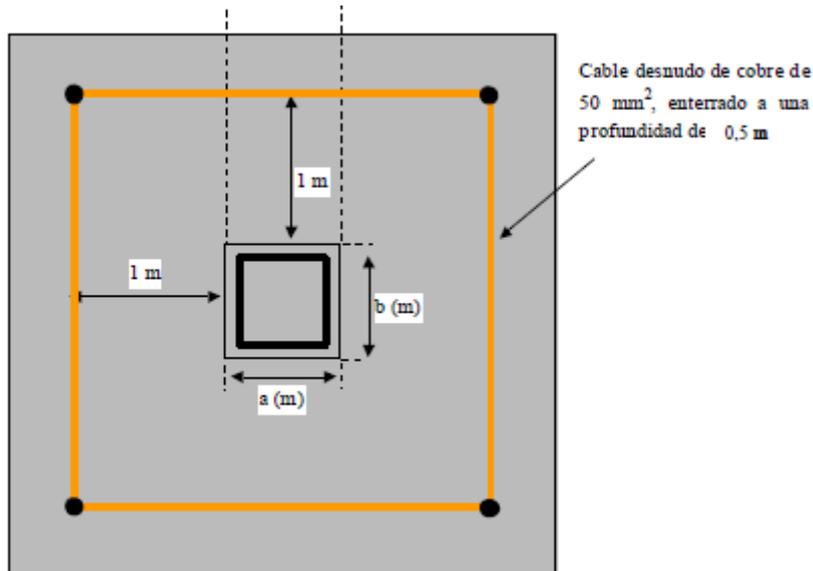


Ilustración 70. Detalle en planta de la puesta a tierra preliminar en los apoyos frecuentados con calzado. (Fuente: "Documento MT 2.23.35 de Iberdrola").

Para la citada configuración, se calcula la resistencia de puesta a tierra y la corriente de defecto de igual modo que en el caso anterior. Acudiendo a la Tabla 6 del "Documento MT 2.23.35 de Iberdrola" se obtiene:

$$K_r = 0,113 \frac{\Omega}{\Omega * m}$$

Particularizando para la Ecuación (194):

$$R_t = 0,113 * 500 = 56,5 \Omega > 50 \Omega$$

No Cumple

Una de las normas internas de Iberdrola exige que la resistencia de puesta a tierra de este tipo de apoyos sea como máximo 50 Ω , por ello es necesario colocar picas de 1,5 m de longitud en hilera, con una distancia de 3 m entre picas para cumplir con la citada restricción. La resistencia de dichas picas puede calcularse como:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L} \tag{196}$$

Particularizando para la Ecuación (196):

$$R_{pica} = \frac{500}{1,5} = 333,33 \Omega$$

Para una pica unida a la estructura general de puesta a tierra, se tiene una resistencia de puesta a tierra total de valor:

$$R_{\text{total}} = \frac{R_t * R_{\text{pica}}}{R_t + R_{\text{pica}}} \quad (197)$$

Particularizando para la *Ecuación (197)*:

$$R_{\text{total}} = \frac{56,5 * 333,33}{56,5 + 333,33} = 48,31 \Omega < 50 \Omega$$

Cumple

Para esta resistencia de puesta a tierra se tiene una corriente de defecto según la *Ecuación (195)* de:

$$I_{1F} = \frac{1,1 * 20000}{\sqrt{3} * \sqrt{25^2 + 48,31^2}} = 233,51 \text{ A}$$

Conociendo la corriente de defecto y mediante el coeficiente de tensión de contacto, se calcula la tensión de contacto que aparece en el apoyo durante el defecto. El coeficiente de tensión de contacto se obtiene de la Tabla 9 del “Documento MT 2.23.35 de Iberdrola”:

$$K_c = 0,035 \frac{V}{(\Omega * m) * A}$$

$$U_c = K_c * \rho * I_{1F} \quad (198)$$

Particularizando para la *Ecuación (198)*:

$$U_c = 0,035 * 233,51 * 500 = 4086,43 \text{ V}$$

La tensión de contacto aplicada se calcula como:

$$U_{ca} = \frac{U_c}{\left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_B}\right)} \quad (199)$$

Mediante la *Ecuación (199)*, la *Ilustración 52* y la *Ilustración 54*, se comprueba que la tensión de contacto aplicada sea menor que la admisible.

$$U_{ca} = \frac{4086,43}{\left(1 + \frac{2000+3*500}{2*1000}\right)} = 1485,97 \text{ V}$$

En este caso la puesta a tierra no cumple, ya que las protecciones deberían actuar en un tiempo inferior a 0,1 segundos y tardan:

$$t = \frac{400}{233,51} = 1,71 \text{ s}$$

Llegados a este punto se recurre a las medidas especiales mediante la incorporación de un mallazo equipotencial para eliminar la tensión de contacto, siendo necesario estudiar las tensiones de paso presentes en el apoyo. La estructura planteada es la mostrada en las *Ilustraciones 65 y 66*.

Las tensiones de paso a calcular son:

- Tensión de paso con los dos pies en el terreno.
Acudiendo a la Tabla 11 del “Documento MT 2.23.35 de Iberdrola” se obtiene el coeficiente de tensión de paso para el caso de dos pies en el terreno.

$$K_p = 0,023 \frac{\text{V}}{(\Omega * \text{m}) * \text{A}}$$

Particularizando de forma análoga para la *Ecuación (198)*:

$$U_{p(t-t)} = 0,023 * 233,51 * 500 = 2685,36 \text{ V}$$

La tensión de paso aplicada para los dos pies en el terreno se calcula como:

$$U_{pa(t-t)} = \frac{U_{p(t-t)}}{1 + \frac{2*R_{a1}+6*\rho_s}{Z_b}} \quad (200)$$

Particularizando para la *Ecuación (200)*:

$$U_{pa(t-t)} = \frac{2685,36}{1 + \frac{2*2000+6*500}{1000}} = 335,67 \text{ V}$$

Por último, dicha tensión de paso aplicada ha de ser inferior a la admisible para el cuerpo humano, en función del tiempo de eliminación del defecto según:

$$U_{pa(t-t),adm} = 10 * U_{ca,adm} \quad (201)$$

Particularizando para la *Ecuación (201)*, se comprueba la condición citada:

$$U_{pa(t-t),adm} = 10 * 94,34 = 943,4 \text{ V}$$

$$U_{pa(t-t)} = 335,67 \text{ V} < U_{pa(t-t),adm} = 943,4 \text{ V}$$

Cumple

- Tensión de paso con un pie en el terreno y otro en la acera de hormigón.

Acudiendo a la Tabla 13 del “Documento MT 2.23.35 de Iberdrola” se obtiene el coeficiente de tensión de paso para el caso de dos pies en el terreno.

$$K_p = 0,065 \frac{\text{V}}{(\Omega * \text{m}) * \text{A}}$$

Particularizando de forma análoga para la *Ecuación (198)*:

$$U_{p(t-a)} = 0,065 * 233,51 * 500 = 7589,075 \text{ V}$$

La tensión de paso aplicada para un pie en el terreno y el otro en la acera se calcula como:

$$U_{pa(t-a)} = \frac{U_{p(t-a)}}{1 + \frac{2 * R_{a1} + 3 * \rho_s + 3 * \rho_s^*}{Z_b}} \quad (202)$$

Siendo:

- ρ_s^* = Resistividad de la acera de hormigón del apoyo, en este caso $3000 \Omega * \text{m}$.

Particularizando para la *Ecuación (202)*:

$$U_{pa(t-a)} = \frac{7589,075}{1 + \frac{2 * 2000 + 3 * 500 + 3 * 3000}{1000}} = 489,61 \text{ V}$$

Por último, dicha tensión de paso aplicada ha de ser inferior a la admisible para el cuerpo humano, en función del tiempo de eliminación del defecto según *Ecuación (201)*:

$$U_{pa(t-a),adm} = 10 * U_{ca,adm} = 10 * 94,34 = 943,4 V$$

$$U_{pa(t-a)} = 489,61 V < U_{pa(t-t),adm} = 943,4 V$$

Cumple

6. Anexo 6: Tablas de tendido

Vano	Temperatura							
	-15°C		-10°C		-5°C		0°C	
	T (daN)	F(m)	T (daN)	F(m)	T (daN)	F(m)	T (daN)	F(m)
1-2	195	2,39	186	2,51	177,9	2,62	170,6	2,74
2-3	185,9	2,77	178,5	2,88	171,7	3	165,5	3,11
3-4	185,9	2,76	178,5	2,88	171,7	2,99	165,5	3,11
4-5	188,1	2,73	180,4	2,85	173,5	2,96	167,2	3,07
5-6	188,1	2,73	180,4	2,85	173,5	2,96	167,2	3,07
6-7	188,1	2,73	180,4	2,85	173,5	2,96	167,2	3,07
7-8	224,4	1,56	209,8	1,67	197	1,78	185,7	1,89
8-9	218,6	1,68	205,1	1,79	193,3	1,9	182,8	2,01
9-10	218,6	1,68	205,1	1,79	193,3	1,9	182,8	2,01
10-11	216,6	1,7	203,3	1,81	191,7	1,92	181,4	2,03
11-12	216,6	1,7	203,3	1,81	191,7	1,92	181,4	2,03
12-13	216,3	1,7	203,1	1,81	191,4	1,92	181,1	2,03

Vano	Temperatura							
	5°C		10°C		15°C		20°C	
	T (daN)	F(m)	T (daN)	F(m)	T (daN)	F(m)	T (daN)	F(m)
1-2	164,1	2,85	158,1	2,95	152,7	3,06	147,7	3,16
2-3	159,9	3,22	154,8	3,33	150	3,43	145,7	3,53
3-4	159,9	3,21	154,8	3,32	150	3,43	145,7	3,53
4-5	161,4	3,18	156,1	3,29	151,3	3,4	146,8	3,5
5-6	161,4	3,18	156,1	3,29	151,3	3,4	146,8	3,5
6-7	161,4	3,18	156,1	3,29	151,3	3,4	146,8	3,5
7-8	175,8	1,99	167	2,1	159,2	2,2	152,2	2,3
8-9	173,5	2,12	165,3	2,22	158	2,33	151,4	2,43
9-10	173,5	2,12	165,3	2,22	158	2,32	151,4	2,43
10-11	172,3	2,14	164,2	2,24	157	2,34	150,5	2,45
11-12	172,3	2,13	164,2	2,24	157	2,34	150,5	2,44
12-13	172	2,14	164	2,25	156,7	2,35	150,3	2,45

Vano	Temperatura							
	25°C		30°C		35°C		40°C	
	T (daN)	F(m)	T (daN)	F(m)	T (daN)	F(m)	T (daN)	F(m)
1-2	143,2	3,26	139	3,36	135,1	3,46	131,5	3,55
2-3	141,6	3,64	137,9	3,73	134,4	3,83	131,1	3,93
3-4	141,6	3,63	137,9	3,73	134,4	3,82	131,1	3,92
4-5	142,7	3,6	138,9	3,7	135,3	3,8	132	3,89
5-6	142,7	3,6	138,9	3,7	135,3	3,8	132	3,89
6-7	142,7	3,6	138,9	3,7	135,3	3,8	132	3,89
7-8	146	2,4	140,4	2,5	135,3	2,59	130,6	2,68
8-9	145,5	2,53	140,2	2,62	135,3	2,72	130,9	2,81
9-10	145,5	2,52	140,2	2,62	135,3	2,72	130,9	2,81
10-11	144,7	2,54	139,4	2,64	134,6	2,73	130,3	2,83
11-12	144,7	2,54	139,4	2,64	134,6	2,73	130,3	2,82
12-13	144,4	2,55	139,2	2,65	134,4	2,74	130	2,83

Vano	Temperatura				EDS
	45°C		50°C		
	T (daN)	F(m)	T (daN)	F(m)	
1-2	128,1	3,65	125	3,74	9,31
2-3	128,1	4,02	125,2	4,11	9,15
3-4	128,1	4,01	125,2	4,11	9,15
4-5	128,9	3,99	126	4,08	9,23
5-6	128,9	3,99	126	4,08	9,23
6-7	128,9	3,99	126	4,08	9,23
7-8	126,4	2,77	122,5	2,86	9,71
8-9	126,8	2,9	123	2,99	9,63
9-10	126,8	2,9	123	2,99	9,63
10-11	126,2	2,92	122,5	3,01	9,57
11-12	126,2	2,91	122,5	3	9,57
12-13	126	2,92	122,3	3,01	9,55

PLANOS



TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERIA INDUSTRIAL



Proyecto:
 PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 10 MWp CON EVACUACIÓN A RED DE 20 KV, SITUADA EN EL MUNICIPIO DE ABRUCENA (ALMERÍA)

Plano:
 EMPLAZAMIENTO Y PUNTO DE CONEXIÓN A RED

Autor:
 MIGUEL MALDONADO ANRUBIA

Fecha:
 MAYO 2019

Escala:
 1:10000

Nº Plano:
 1



TÉRMINO MUNICIPAL DE ALMERÍA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERIA INDUSTRIAL



Proyecto:
PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 10 MWp CON EVACUACIÓN A RED DE 20 KV, SITUADA EN EL MUNICIPIO DE ABRUCENA (ALMERÍA)

Plano:
EMPLAZAMIENTO Y LIMITACIÓN DE PARCELAS

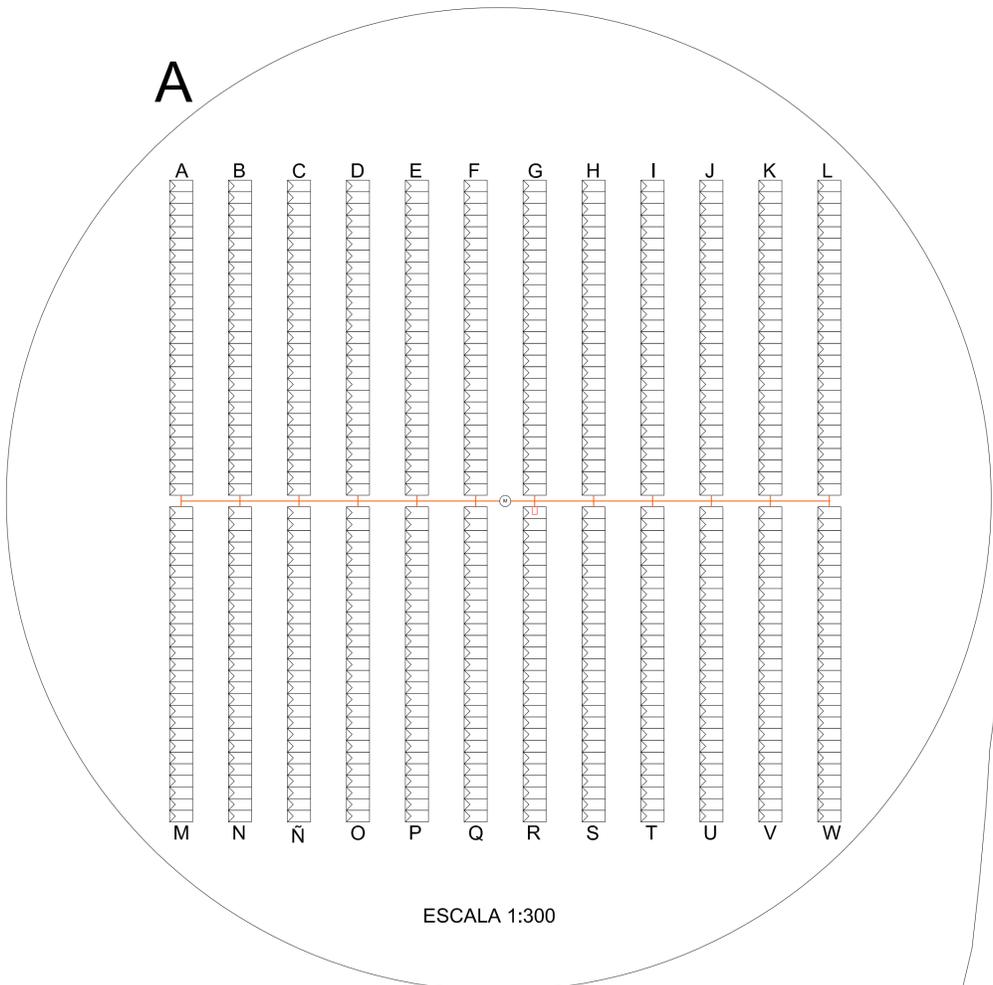
Autor:
MIGUEL MALDONADO ANRUBIA

Fecha:
MAYO 2019

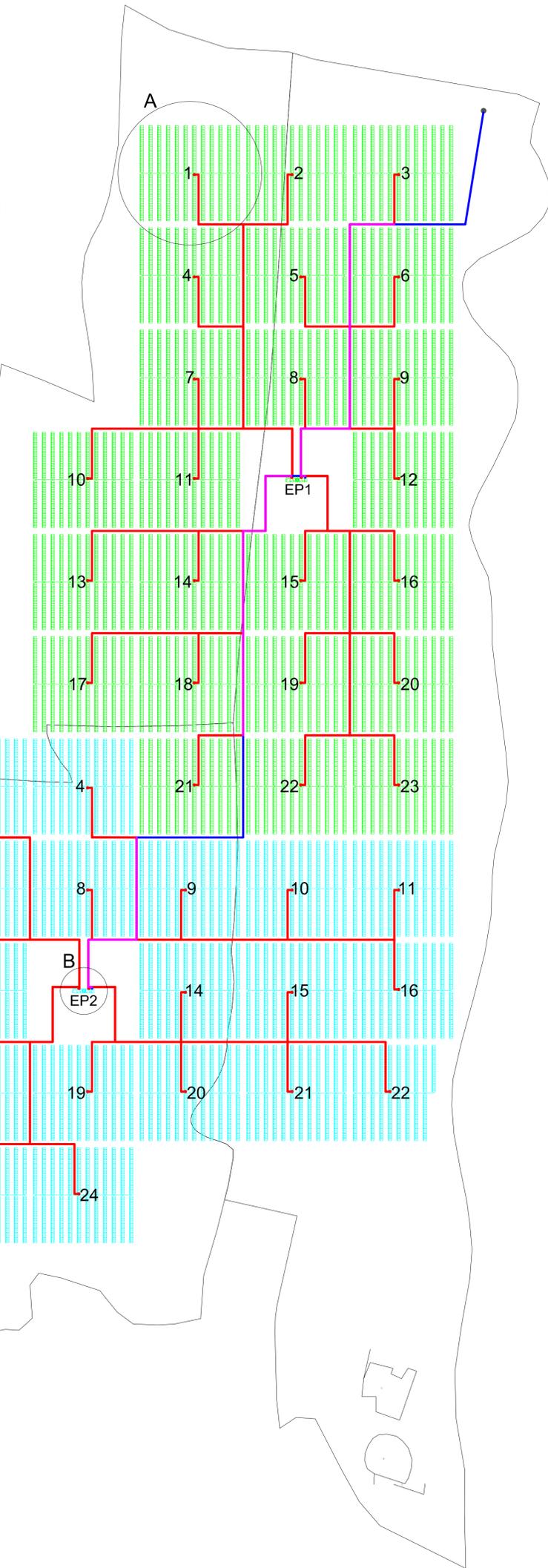
Escala:
1:5000

Nº Plano:

2



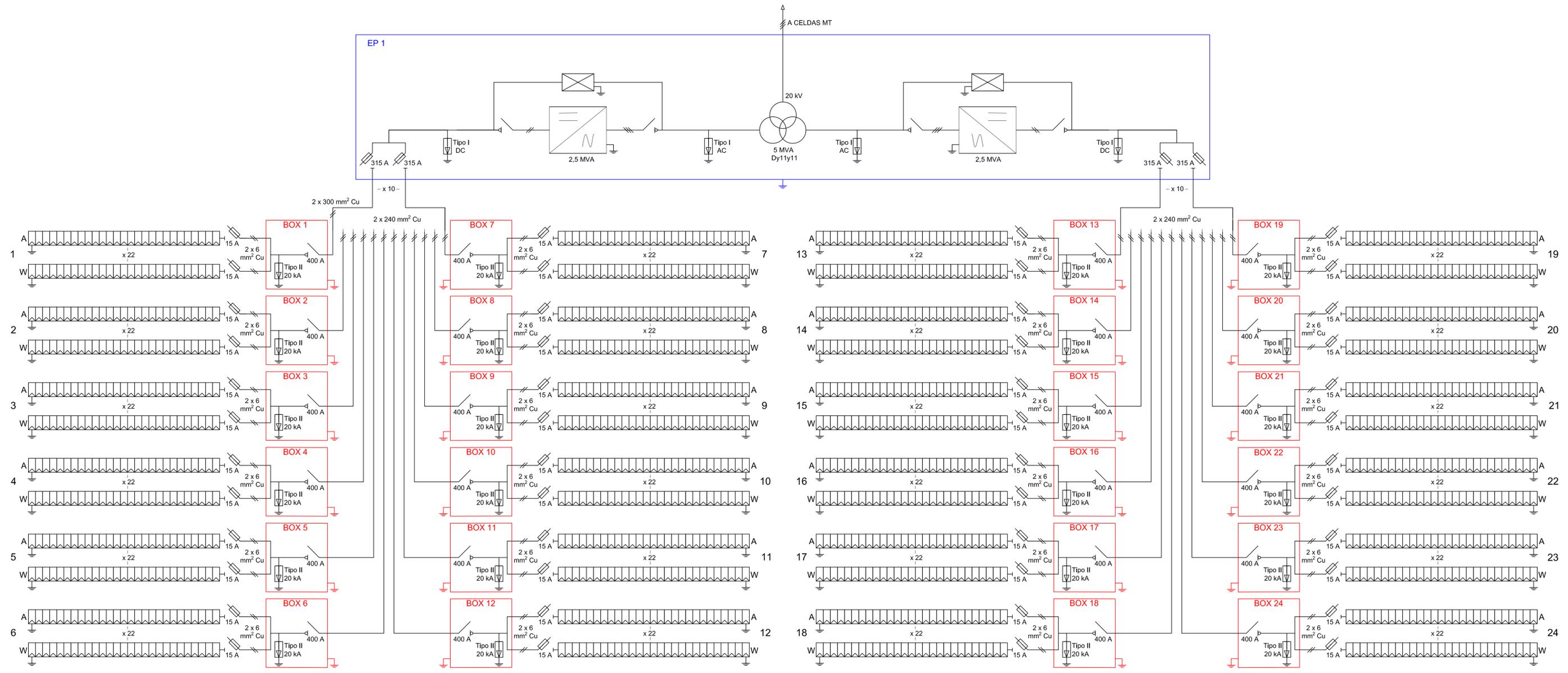
ESCALA 1:300



ESCALA 1:75

LEYENDA:

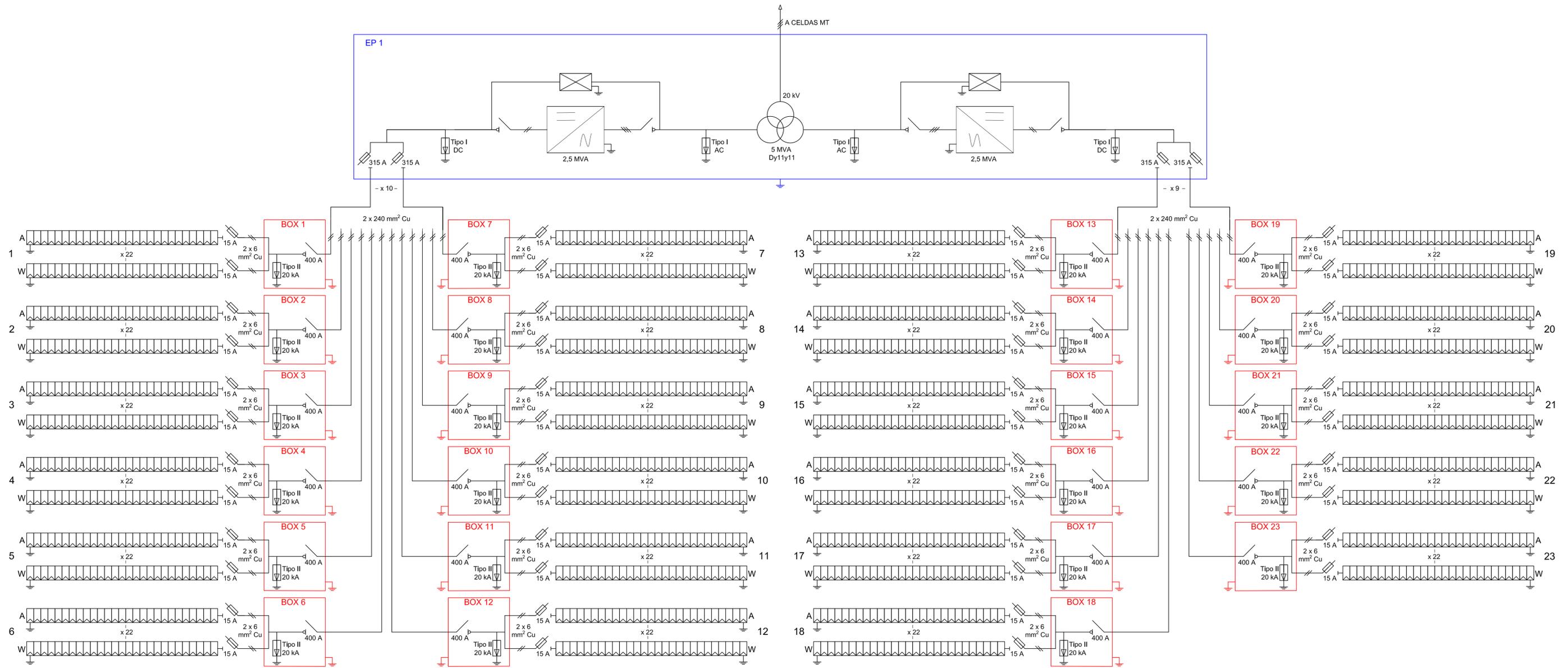
- Tendido de cable subterráneo por zanja 20 kV AC
- Tendido de cable subterráneo por zanja 1500 VDC
- Coexistencia de tendido de cable por zanja de 20 kV AC y 1500VDC
- Grupo Sur
- Grupo Norte
- Tendido cable sobre bandeja perforada 1500 VDC
- Torre de inicio de línea aérea 20 kV
- Caja concentradora de conexiones 1500 VDC



LEYENDA:

	Fusible		Inversor de potencia
	Descargador de sobretensiones		Transformador MT
	Interruptor-Sectionador		
	Sistema de control y monitorización del inversor		

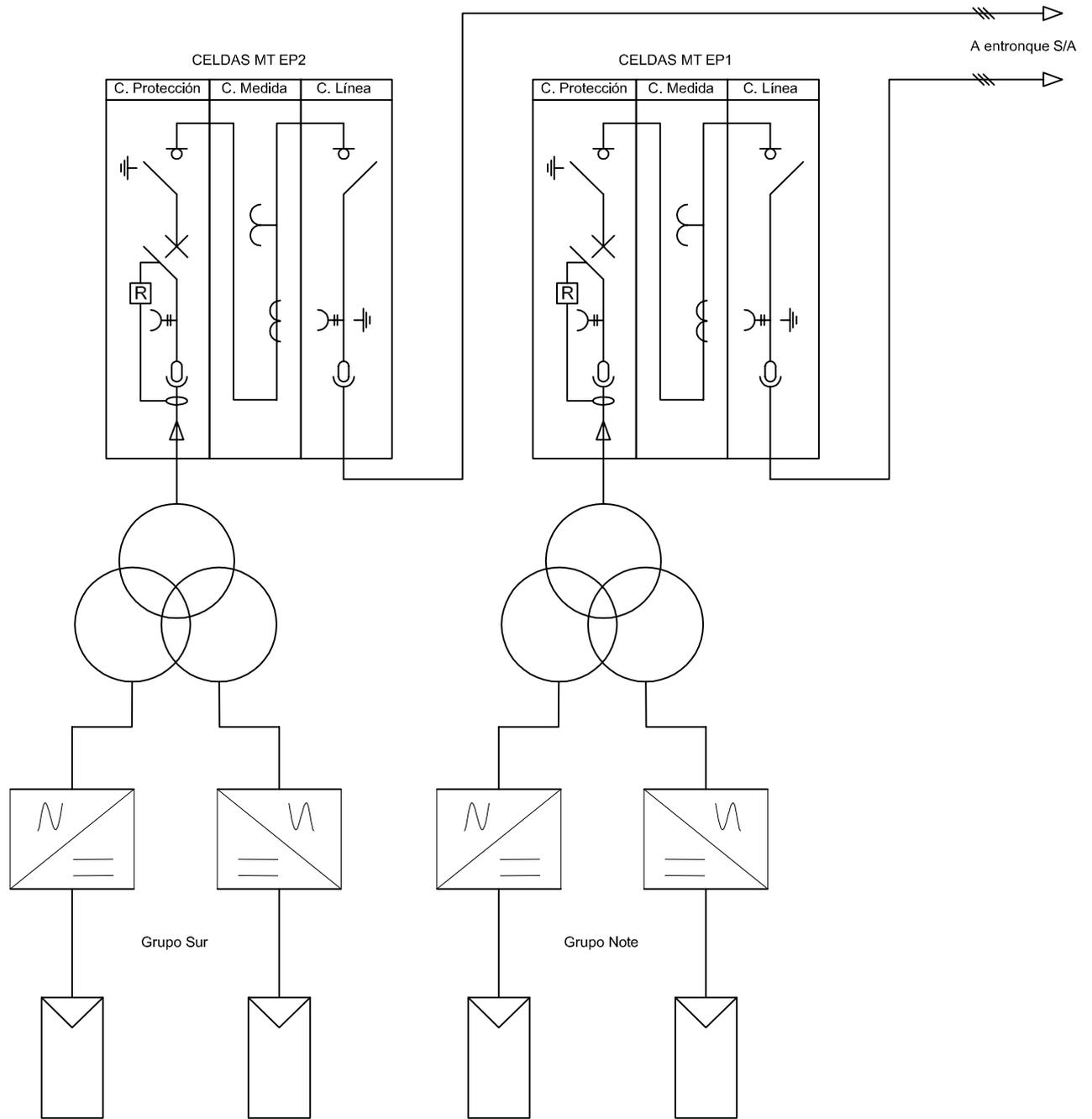
	Proyecto: PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTVOLTAICA DE 10 MWP CON EVACUACIÓN A RED DE 20 KV, SITUADA EN EL MUNICIPIO DE ABRUCENA (ALMERÍA)	Escala: SE
	Fecha: MAYO 2019	N° Plano: 4
Autor proyecto: MIGUEL MALDONADO ANRUBIA		Diagrama: DIAGRAMA UNIFILAR GRUPO SUR



LEYENDA:

- | | | | |
|---|--|---|----------------------|
|  | Fusible |  | Inversor de potencia |
|  | Descargador de sobretensiones |  | Transformador MT |
|  | Interruptor-Sectionador | | |
|  | Sistema de control y monitorización del inversor | | |

	Proyecto: PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTVOLTAICA DE 10 MWP CON EVACUACIÓN A RED DE 20 KV, SITUADA EN EL MUNICIPIO DE ABRUCENA (ALMERÍA)
	Fecha: MAYO 2019 Escala: SE
Autor proyecto: MIGUEL MALDONADO ANRUBIA	Nº Plano: 5



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA
TÉCNICA
SUPERIOR
INGENIEROS
INDUSTRIALES
VALENCIA

MIGUEL MALDONADO ANRUBIA
Autor proyecto

Proyecto: _____

PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 10 MWP CON EVACUACIÓN
A RED DE 20 KV, SITUADA EN EL MUNICIPIO DE
ABRUCENA (ALMERÍA)

Fecha: _____

MAYO 2019

Plano: _____

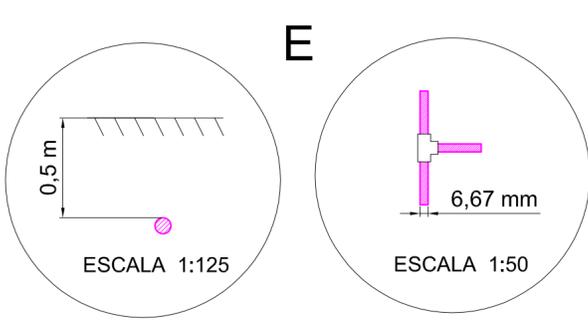
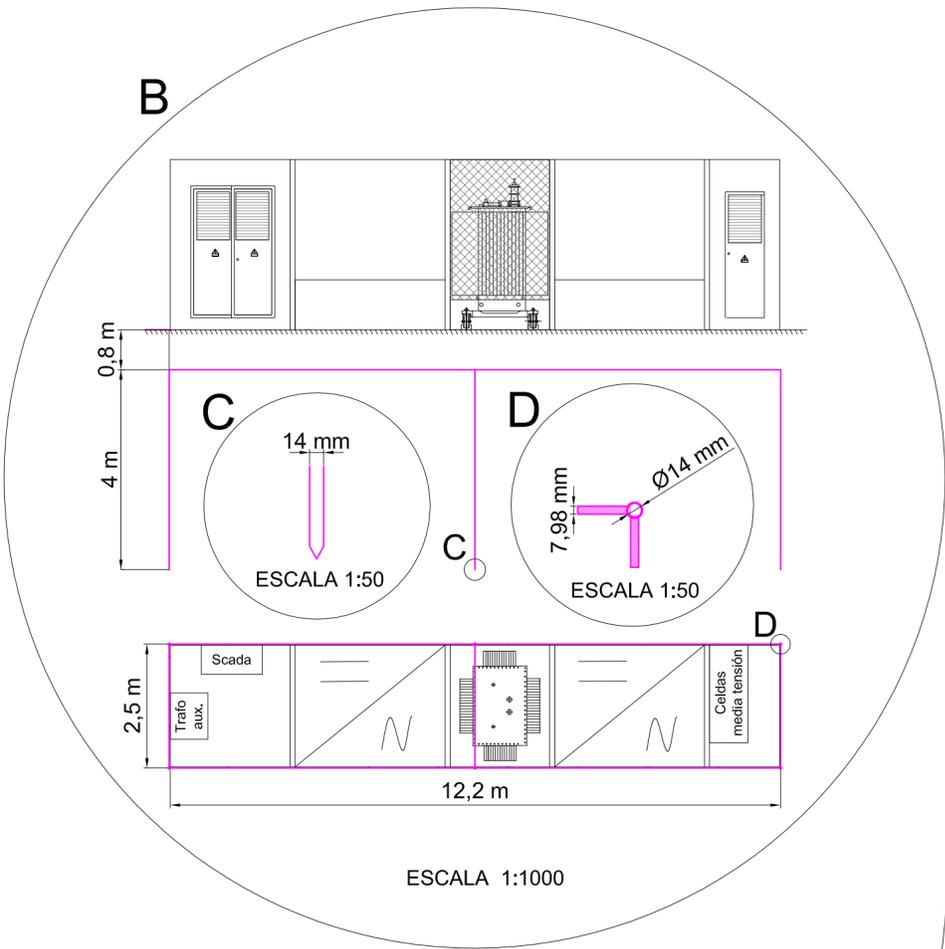
DIAGRAMA UNIFILAR
CELDAS MT

Escala: _____

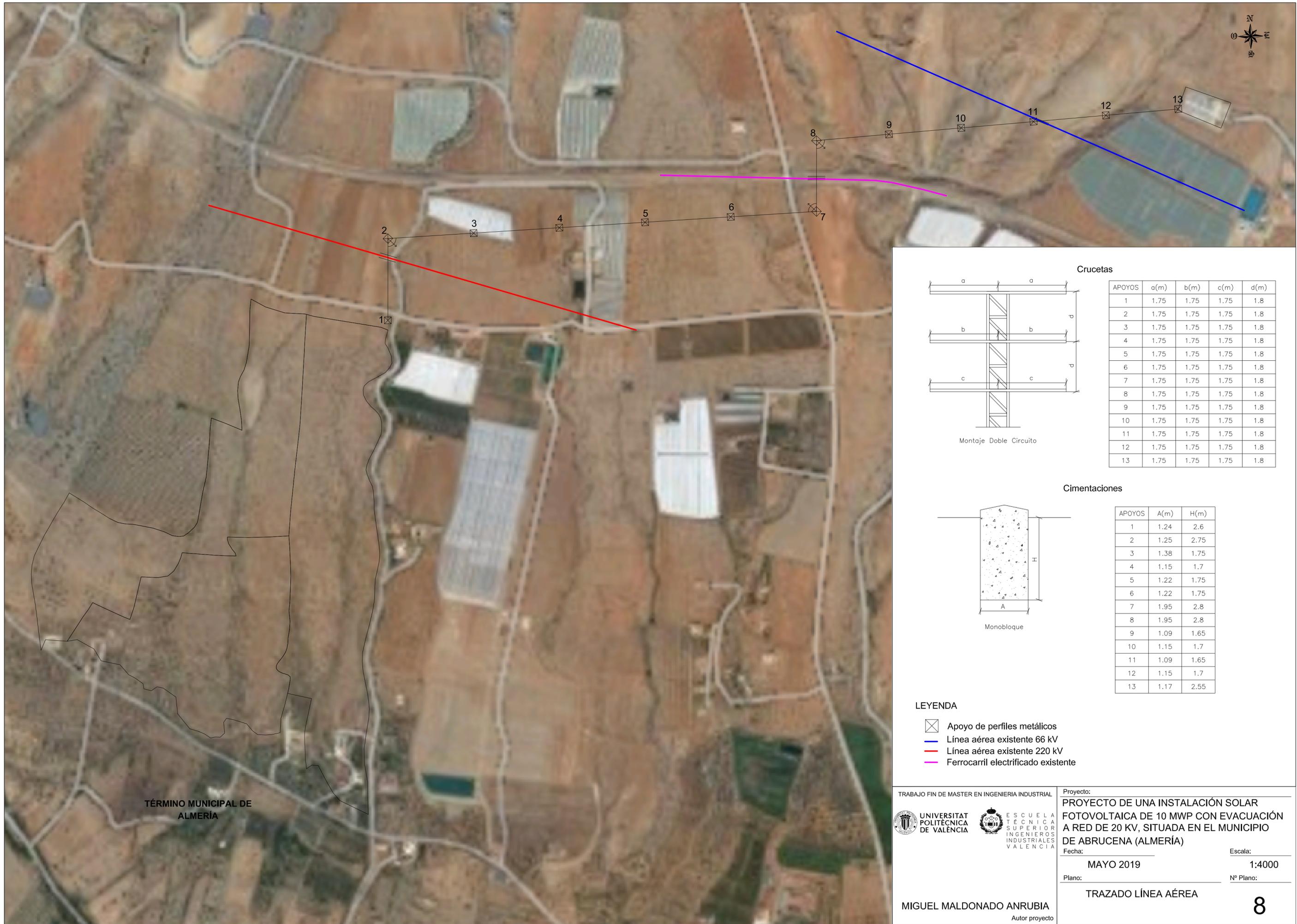
SE

Nº Plano: _____

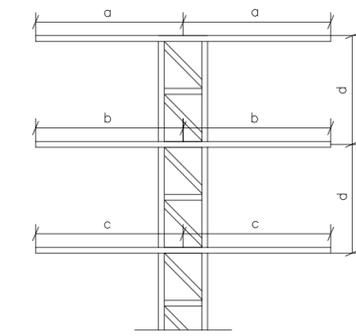
6



TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERIA INDUSTRIAL		Proyecto:	
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 10 MWP CON EVACUACIÓN A RED DE 20 KV, SITUADA EN EL MUNICIPIO DE ABRUCENA (ALMERÍA)	
 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA		Fecha:	Escala:
		MAYO 2019	1:2000
		Plano:	Nº Plano:
		PUESTA A TIERRA DE LA PLANTA	7
MIGUEL MALDONADO ANRUBIA		Autor proyecto	



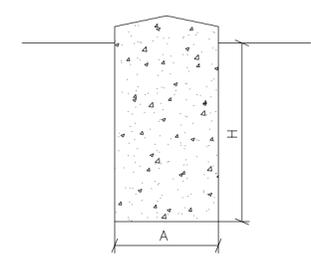
Crucetas



APOYOS	a(m)	b(m)	c(m)	d(m)
1	1.75	1.75	1.75	1.8
2	1.75	1.75	1.75	1.8
3	1.75	1.75	1.75	1.8
4	1.75	1.75	1.75	1.8
5	1.75	1.75	1.75	1.8
6	1.75	1.75	1.75	1.8
7	1.75	1.75	1.75	1.8
8	1.75	1.75	1.75	1.8
9	1.75	1.75	1.75	1.8
10	1.75	1.75	1.75	1.8
11	1.75	1.75	1.75	1.8
12	1.75	1.75	1.75	1.8
13	1.75	1.75	1.75	1.8

Montaje Doble Circuito

Cimentaciones



APOYOS	A(m)	H(m)
1	1.24	2.6
2	1.25	2.75
3	1.38	1.75
4	1.15	1.7
5	1.22	1.75
6	1.22	1.75
7	1.95	2.8
8	1.95	2.8
9	1.09	1.65
10	1.15	1.7
11	1.09	1.65
12	1.15	1.7
13	1.17	2.55

Monobloque

LEYENDA

- Apoyo de perfiles metálicos
- Línea aérea existente 66 kV
- Línea aérea existente 220 kV
- Ferrocarril electrificado existente

TÉRMINO MUNICIPAL DE ALMERÍA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERIA INDUSTRIAL



Proyecto: **PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 10 MWP CON EVACUACIÓN A RED DE 20 KV, SITUADA EN EL MUNICIPIO DE ABRUCENA (ALMERÍA)**

Fecha: **MAYO 2019**

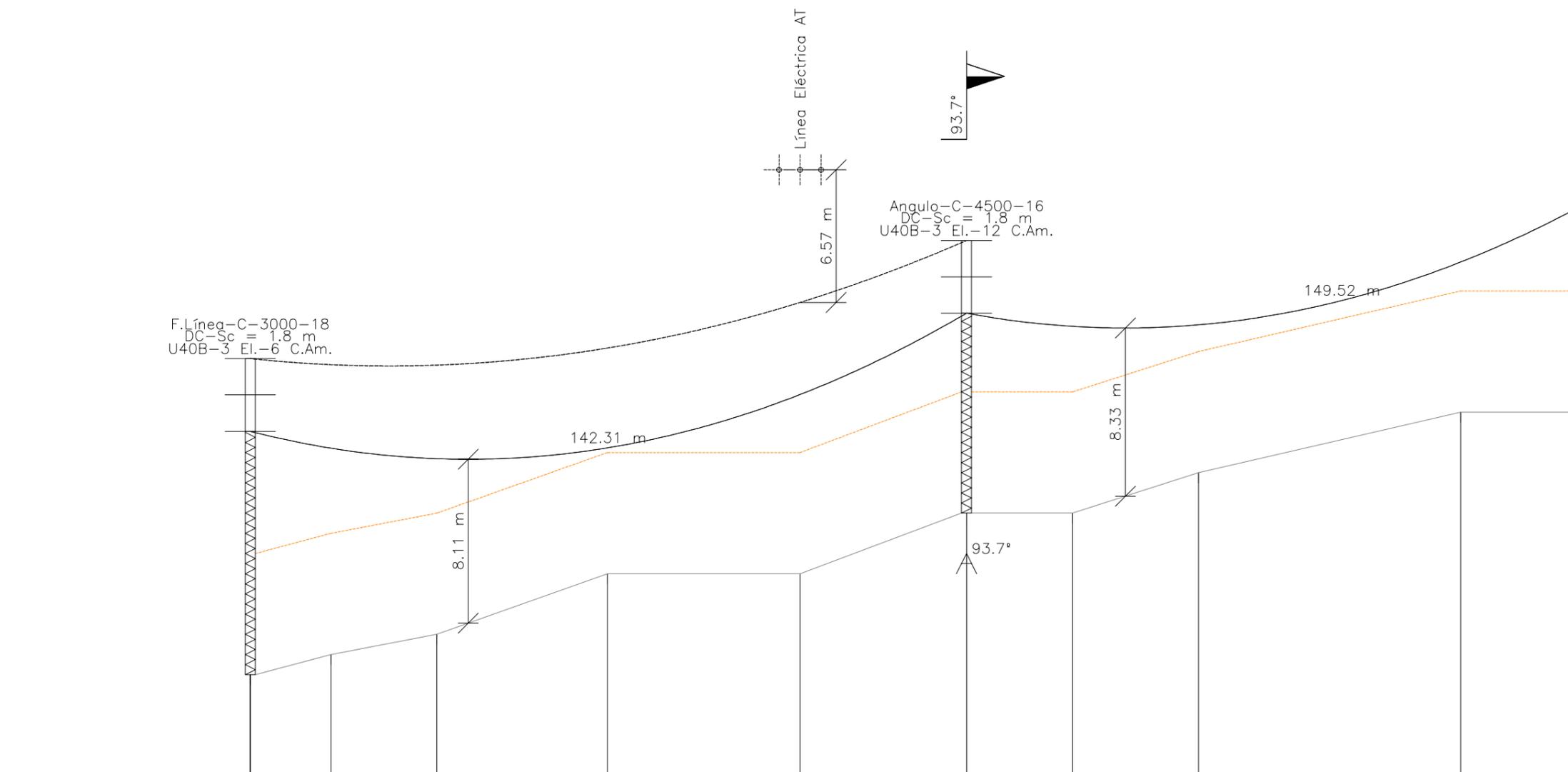
Escala: **1:4000**

Plano:

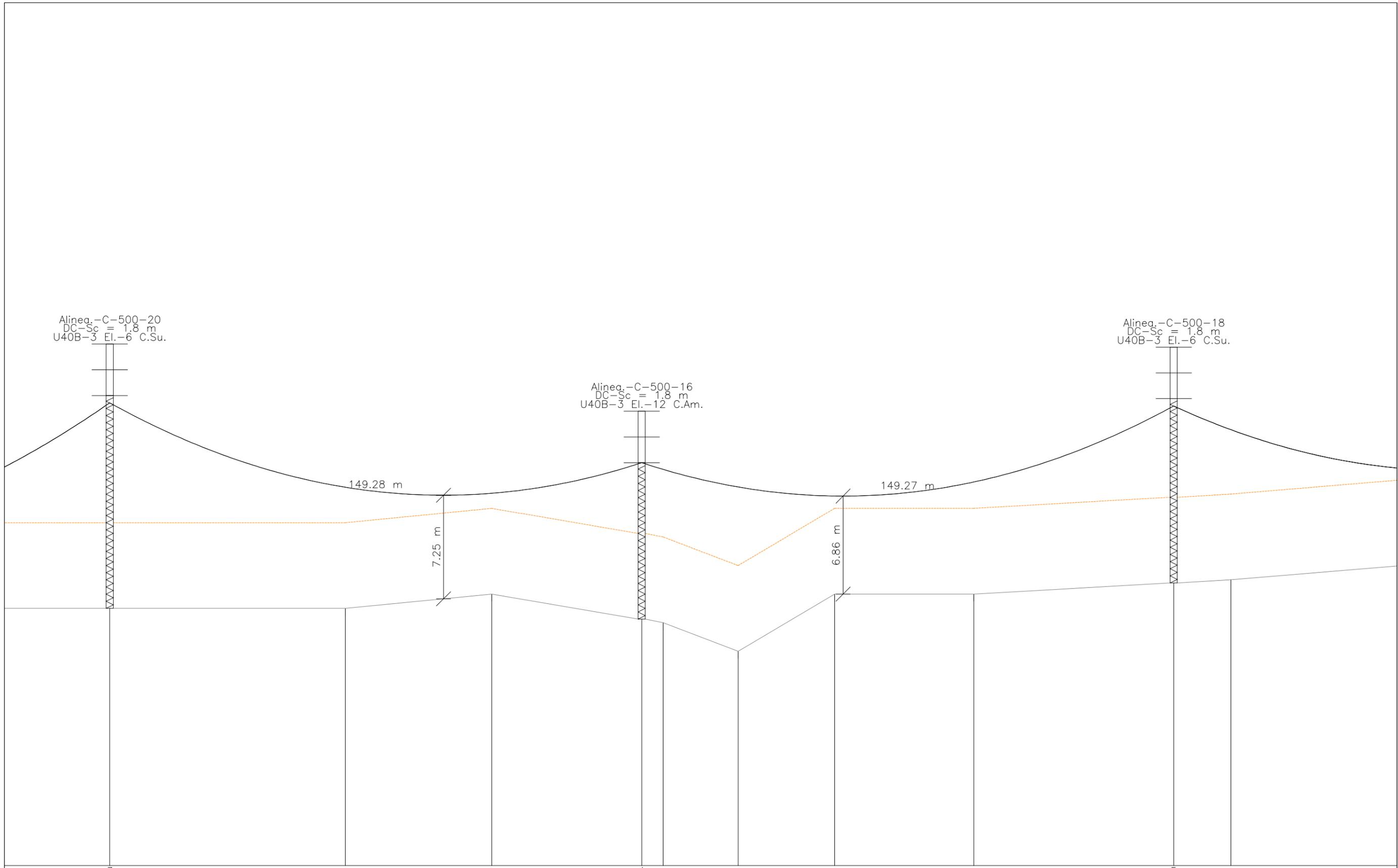
Nº Plano:

MIGUEL MALDONADO ANRUBIA
Autor proyecto

TRAZADO LÍNEA AÉREA



APOYO	1	2
COTAS DEL TERRENO (m)	892	900
DESNIVEL (m)	8	5
DISTANCIAS PARCIALES (m)	142	142
DISTANCIAS AL ORIGEN (m)	0	142
LONGITUD VANO (m)	142	149
ZONA	B	B



3		4		5
905		904.25		906.78
	-0.75		2.53	
149		149		149
291		440		589
	149		149	
	B		B	

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERIA INDUSTRIAL

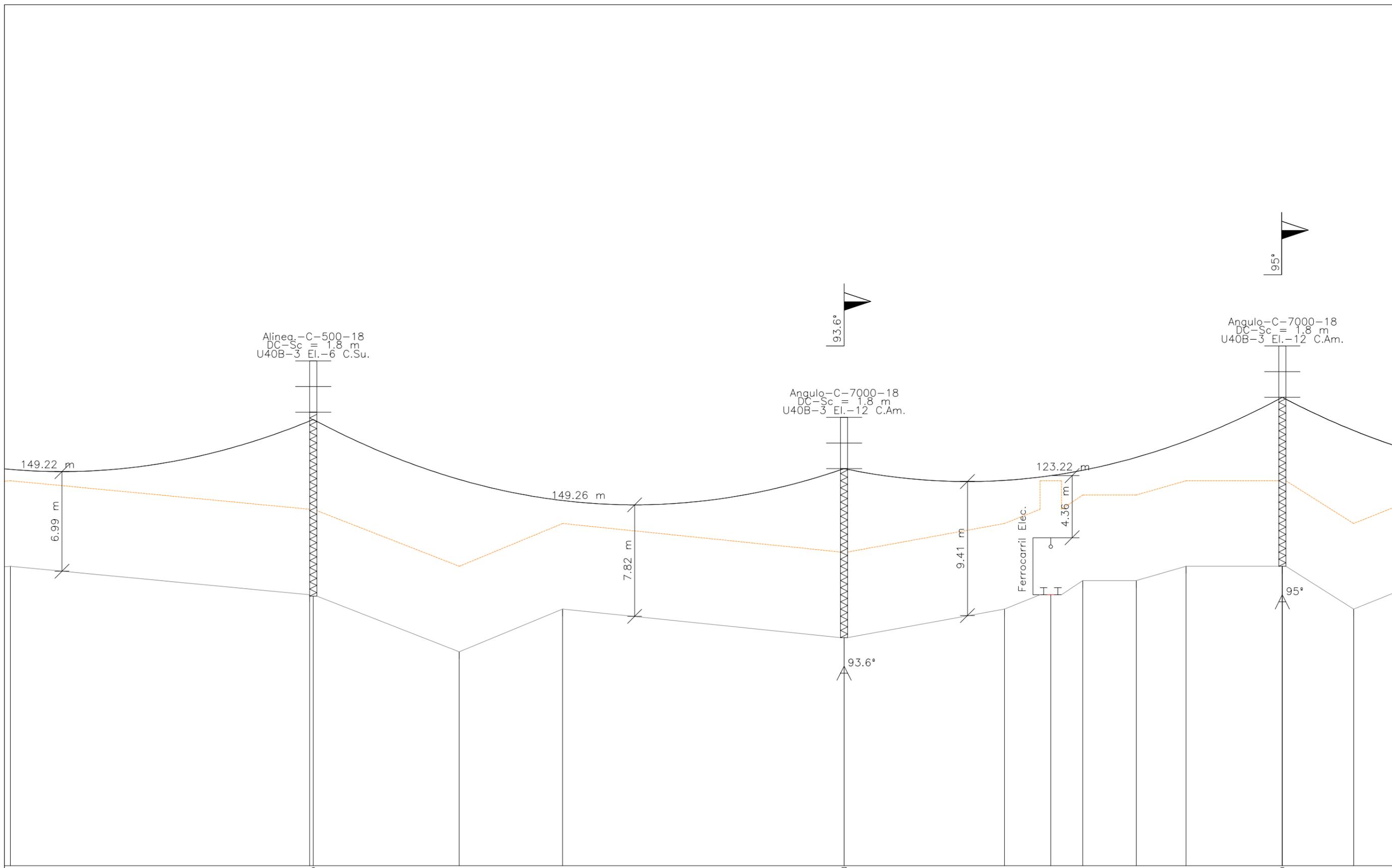


Proyecto:
PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 10 MWP CON EVACUACIÓN A RED DE 20 KV, SITUADA EN EL MUNICIPIO DE ABRUCENA (ALMERÍA)

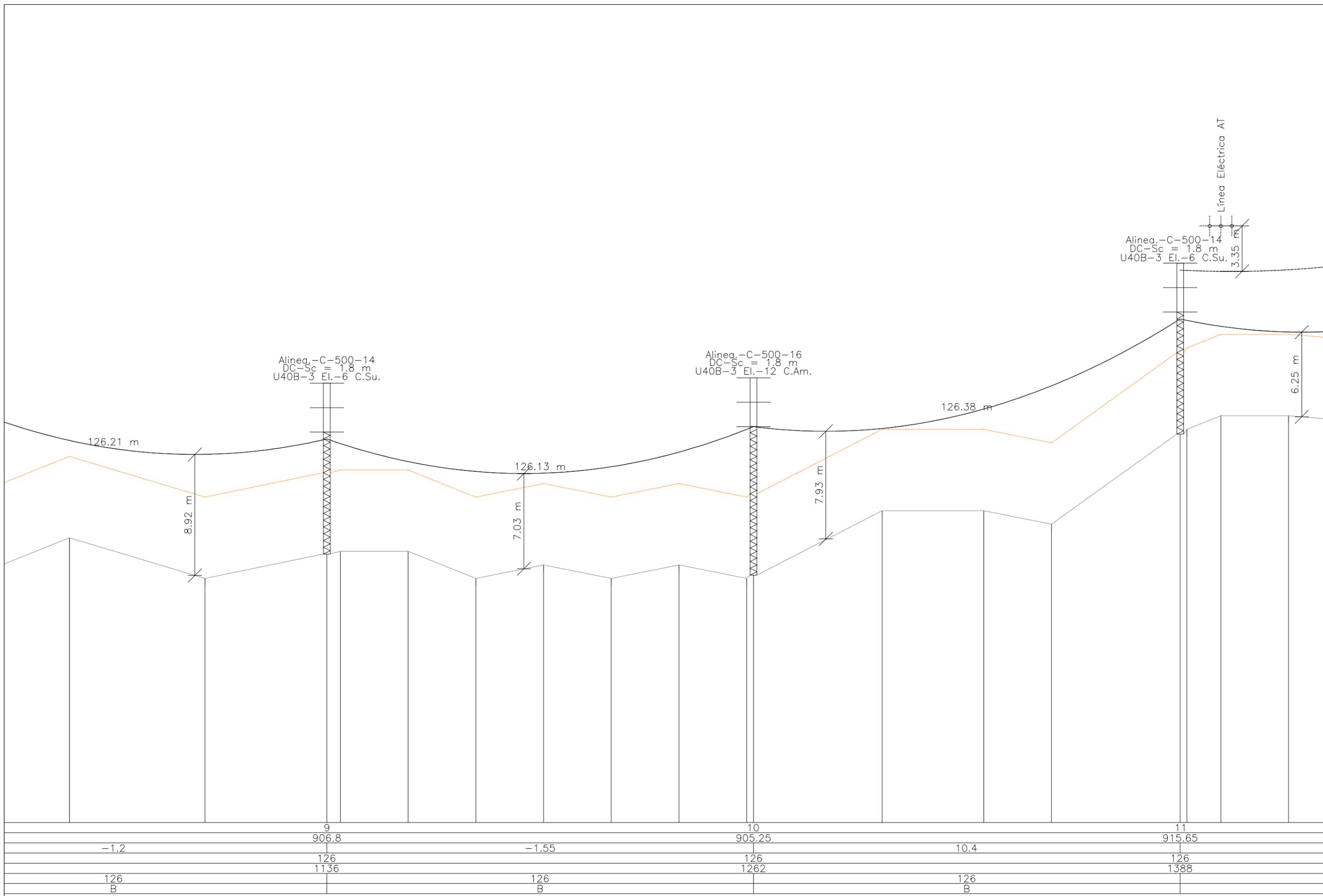
Plano:
PERFIL TRAZADO LÍNEA AÉREA
 Autor:
MIGUEL MALDONADO ANRUBIA

Fecha:
MAYO 2019
 Escala:
1:250

Nº Plano:
9.2



	6		7		8
	905.9		903		908
-0.87		-2.9		5	
	149		149		123
	738		887		1010
149		149		123	
B		B		B	



	9		10		11
	906.8		905.25		915.65
-1.2		-1.55		10.4	
	126		126		126
	1136		1262		1388
126		126		126	
B		B		B	

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERIA INDUSTRIAL



Proyecto:
PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 10 MWP CON EVACUACIÓN A RED DE 20 KV, SITUADA EN EL MUNICIPIO DE ABRUCENA (ALMERÍA)

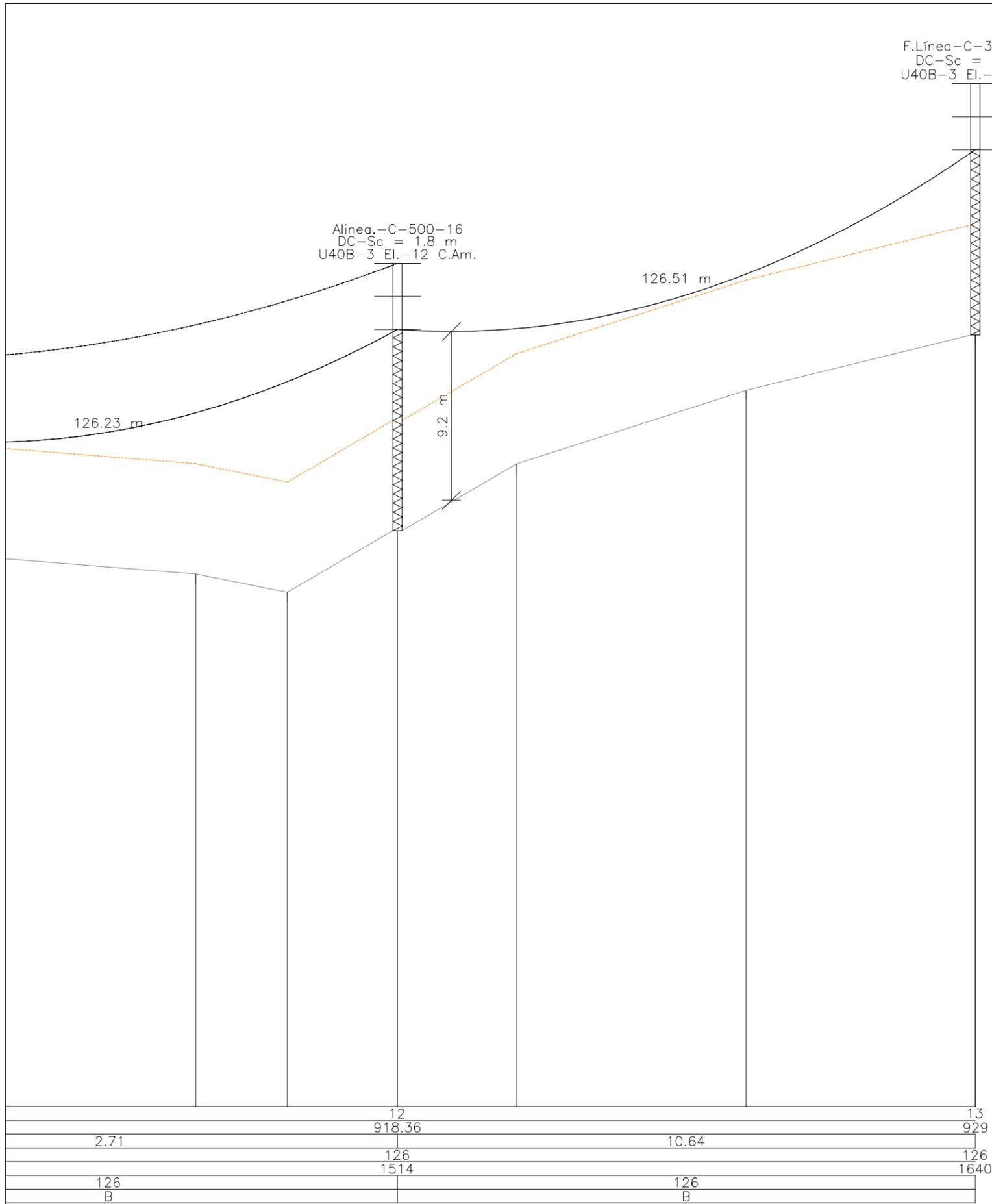
Plano:
PERFIL TRAZADO LÍNEA AÉREA
 Autor:
MIGUEL MALDONADO ANRUBIA

Fecha:
MAYO 2019
 Escala:
1:250

Nº Plano:
9.4

F.Línea-C-3000-16
 DC-Sc = 1.8 m
 U40B-3 El.-6 C.Am.

Alinea.-C-500-16
 DC-Sc = 1.8 m
 U40B-3 El.-12 C.Am.



TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERIA INDUSTRIAL



Proyecto:
 PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
 DE 10 MWP CON EVACUACIÓN A RED DE 20 KV, SITUADA
 EN EL MUNICIPIO DE ABRUCENA (ALMERÍA)

Plano:
 PERFIL TRAZADO LÍNEA AÉREA
 Autor:
 MIGUEL MALDONADO ANRUBIA

Fecha:
 MAYO 2019
 Escala:
 1:250

Nº Plano:
 9.5