



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

PROYECTO DE HUERTO SOLAR DE 750 kW_n E INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA LA INTEGRACIÓN EN LA RED DE 20 kV DE ARAS DE LOS OLMOS

AUTOR: FRANCISCO JAVIER GOMIS TORREGROSA

TUTOR: CARLOS ROLDÁN PORTA

COTUTOR: CARLOS ROLDÁN BLAY

Curso Académico: 2020-21

RESUMEN

Se requiere diseñar un huerto fotovoltaico para abastecer de energía eléctrica a la población de Aras de los Olmos. El proyecto real consiste en un complejo energético formado por tres plantas distintas basadas en energías renovables (fotovoltaica, eólica y biomasa). En esta memoria técnica se plantea la integración de estas tres plantas a la red eléctrica estatal como primer paso para alcanzar la autosuficiencia de la población.

La información disponible consiste en la potencia necesaria y la localización del terreno disponible para la instalación. La potencia necesaria la ha proporcionado el estudio previo realizado por el equipo del proyecto encabezado por Carlos Roldán Porta. Con la implantación del proyecto se pretende obtener 750 kW nominales de potencia instalada, sin embargo, se instalarán la mayor cantidad de módulos fotovoltaicos posibles teniendo en cuenta el espacio disponible. La localización en cambio, viene dada por los técnicos de Sersuma SLU, empresa perteneciente al Excmo. Ayuntamiento de Aras de los Olmos y propietaria de la red a la cual se conectarán las instalaciones a diseñar.

La planificación del proyecto inicia con el movimiento de tierras necesario en la nombrada localización para la instalación del huerto. Se deberán seleccionar todos los equipos necesarios de cuyas especificaciones se obtendrá el dimensionamiento de la planta fotovoltaica. A continuación, se diseñará el centro de transformación que trasegará la energía proveniente de las tres plantas nombradas y elevará la tensión para permitir la conexión mediante línea aérea a la actual red de Aras de Olmos. Finalmente se estudiará el coste del proyecto y se analizará la viabilidad de la inversión.

Así, el trabajo se estructura en las siguientes fases:

- Cálculo del movimiento de tierras cumpliendo las restricciones para albergar seguidores solares a un eje.
- Dimensionamiento del huerto fotovoltaico.
- Diseño y comprobación de seguridad del centro de transformación.
- Dimensionamiento de la línea eléctrica.
- Descripción de las protecciones y diseño de las puestas a tierra de cada una las instalaciones implementadas en el proyecto.

Palabras clave

Huerto fotovoltaico; centro de transformación; línea aérea; DMElect

ABSTRACT

A photovoltaic farm needs to be designed to supply electricity to the town of Aras de los Olmos. The actual project consists of an energy complex made up of three different plants based on renewable energies (photovoltaic, wind and biomass). In this technical report, the integration of these three plants to the state electricity grid is proposed as a first step to achieve self-sufficiency for the population.

The information available consists of the power required and the location of the land available for the installation. The necessary power has been provided by the previous study carried out by the project team headed by Carlos Roldán Porta. With the implementation of the project it is intended to obtain 750 kW nominal installed power, however, as many photovoltaic modules as possible will be installed taking into account the available space. The location, on the other hand, is determined by the technicians of Sersuma SLU, a company belonging to the Aras de los Olmos Town Council and owner of the network to which the installations to be designed will be connected.

The planning of the project begins with the necessary earthworks in the aforementioned location for the installation of the photovoltaic plant. All the necessary equipment must be selected, the specifications of which will be used to dimension the photovoltaic plant. Next, the transformation centre will be designed to transfer the energy coming from the three plants mentioned above and to raise the voltage to allow the connection by means of an electric line to the current Aras de Olmos network. Finally, the cost of the project will be studied and the viability of the investment will be analysed.

Thus, the work is structured in the following phases:

- Calculation of the earthworks, complying with the restrictions to house single-axis solar trackers.
- Dimensioning of the photovoltaic farm.
- Design and safety check of the transformation centre.
- Dimensioning of the electric line.
- Description of the protections and design of the grounding of each of the installations implemented in the project.

Key words

Photovoltaic farm; transformer station; overhead line; DMElect

RESUM

Es requereix dissenyar un hort fotovoltaic per a proveir d'energia elèctrica a la població d'Aras de los Olmos. El projecte real consisteix en un complex energètic format per tres plantes diferents basades en energies renovables (fotovoltaica, eòlica i biomassa). En aquesta memòria tècnica es planteja la integració d'aquestes tres plantes a la xarxa elèctrica estatal com a primer pas per a aconseguir l'autosuficiència de la població.

La informació disponible consisteix en la potència necessària i la localització del terreny disponible per a la instal·lació. La potència necessària l'ha proporcionada l'estudi previ realitzat per l'equip del projecte encapçalat per Carlos Roldán Porta. Amb la implantació del projecte es pretén obtindre 750 kW nominals de potència instal·lada, no obstant això, s'instal·laran la major quantitat de mòduls fotovoltaics possibles tenint en compte l'espai disponible. La localització en canvi, ve donada pels tècnics de Sersuma SLU, empresa que pertany a l'Excm. Ajuntament d'Aras de los Olmos i propietària de la xarxa a la qual es connectaran les instal·lacions a dissenyar.

La planificació del projecte inicia amb el moviment de terres necessari en la nomenada localització per a la instal·lació de l'hort. S'hauran de seleccionar tots els equips necessaris de les especificacions dels quals s'obtindrà el dimensionament de la planta fotovoltaica. A continuació, es dissenyarà el centre de transformació que trasbalsarà l'energia provinent de les tres plantes nomenades i elevarà la tensió per a permetre la connexió mitjançant línia aèria a l'actual xarxa de *Aras d'Olmos. Finalment s'estudiarà el cost del projecte i s'analitzarà la viabilitat de la inversió.

Així, el treball s'estructura en les següents fases:

- Càlcul del moviment de terres complint les restriccions per a albergar seguidors solars a un eix.
- Dimensionament de l'hort fotovoltaic.
- Disseny i comprovació de seguretat del centre de transformació.
- Dimensionament de la línia elèctrica.
- Descripció de les proteccions i disseny de les posades a terra de cadascuna les instal·lacions implementades en el projecte.

Paraules clau

Hort fotovoltaic; centre de transformació; línia aèria; DMElect

Documento I. Memoria

Índice

Capítulo 1.	INTRODUCCIÓN	7
1.1	ANCEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	7
1.2	OBJETIVOS	8
1.2.1	Objetivos Principales	8
1.2.2	Objetivos Específicos	9
1.3	CONSIDERACIONES PREVIAS	10
1.3.1	Sistemas a 1500 V frente a la 1000 V en corriente continua	10
1.3.2	Importancia de la regulación	11
1.4	DATOS DISPONIBLES	13
Capítulo 2.	HUERTO FOTOVOLTAICO.....	14
2.1	DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	14
2.1.1	Movimiento de tierras.....	17
2.2	NORMATIVA APLICABLE	19
2.3	DESCRIPCIÓN Y SELECCIÓN DE EQUIPOS	20
2.3.1	Generador fotovoltaico	20
2.3.2	Seguidor de eje en acimut.....	24
2.3.3	Caja de conexiones para DC	27
2.3.4	Inversores	29
2.3.5	Alternativas y disposición final	34
2.4	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	37
2.4.1	Estudio de sombras. Distancia entre seguidores	37
2.4.2	Dimensionamiento del parque.....	40
2.4.3	Dimensionamiento eléctrico	45
Capítulo 3.	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	57
3.1	DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	58
3.2	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y DIAGRAMA UNIFILAR.....	59
3.2.1	Cuadro general de baja tensión	59
3.2.2	Transformador.....	60
3.2.3	Celda de línea	61
3.2.4	Celda de protección	61
3.2.5	Celda de medida.....	62
3.3	SELECCIÓN DE EQUIPOS	62
3.4	DISEÑO DEL C.T.	66
3.5	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	68

3.5.1	Dimensionamiento eléctrico	68
Capítulo 4.	LÍNEA ELÉCTRICA	74
4.1	DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO	74
4.2	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	76
4.2.1	Cálculos eléctricos	76
4.2.2	Cálculos mecánicos	79
Capítulo 5.	PROTECCIONES Y PUESTAS A TIERRA.....	91
5.1	PROTECCIONES.....	91
5.1.1	Protecciones en corriente continua (DC)	92
5.1.2	Protecciones en corriente alterna (AC).....	95
5.1.3	Protecciones en media tensión y línea eléctrica.....	99
5.2	SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA	100
5.2.1	Puesta a tierra de las masas de BT	101
5.2.2	Puesta a tierra masas del CT	102
5.2.3	Puesta a tierra de los apoyos de la línea aérea.....	106
Capítulo 6.	ESTUDIO ECONÓMICO	109
6.1	ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA	109
6.2	RESUMEN DEL PRESUPUESTO	114
6.3	AMORTIZACIÓN.....	114
Capítulo 7.	CONCLUSIONES	117
Bibliografía	118

Índice de figuras

Figura 1 - "Comparación tensiones del sistema en la parte de baja tensión" (Fuente: https://seraphim-energy.es/1500v-series)	10
Figura 2 - "Comarca Los Serranos" (Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Los_Serranos)	14
Figura 3 - "Aras de los Olmos" (Fuente: https://www.google.es/maps/@39.9509331,-1.1477767,886m)	15
Figura 4 - "Plano Catastro. Polígono 2, Parcela 47" (Fuente: Sede Electrónica del Catastro ^[4])	15
Figura 5 - "Climograma de Aras de Olmos" (Fuente: Meteoblue ^[5]).....	16
Figura 6 - "Porción de terreno seleccionada para albergar la planta fotovoltaica"	17
Figura 7 - "Movimiento de tierras. Perfil 8"	18
Figura 8 - "Tecnología PERC" (Fuente: Blog de Tecnosol ^[7])	21
Figura 9 - "Tecnología Half-cell" (Fuente: Blog de TecnoSol ^[8]).....	22
Figura 10 - "Imágenes seguidor solar en distintas posiciones del día" (Fuente: Tébar Martínez, E. ^[9])	25
Figura 11 - "Seguidor Soltec SF7 y sus principales elementos"(Fuente: Catálogo Soltec)	27
Figura 12 - "Disposición de la caja de conexiones en la instalación" (Fuente: Catálogo HIS)	28
Figura 13 - "Ejemplo efectos desincronización" (Fuente: Sánchez Díaz, C. ^[12])	30
Figura 14 - "Distribución de los módulos ALTERNATIVA 1"	34
Figura 15 - "Distribución de los módulos ALTERNATIVA 2"	35
Figura 16 - "Distribución de los módulos ALTERNATIVA 3"	36
Figura 17 - "Sombras entre estructuras seguidoras" (Fuente: DAFNNOOS ^[13])	37
Figura 18 - "Distancia entre módulos. Pliego de Condiciones del IDAE"	38
Figura 19 - "Situación del sol respecto al módulo. Esquema 3D"(Fuente: Maldonado Anrrubia, M. ^[15])	39
Figura 20 - "Situación del sol respecto al módulo. Esquema 2D"(Fuente: Maldonado Anrrubia, M. ^[15])	39
Figura 21 - "Croquis en planta de la instalación"	44
Figura 22 - "Redes interconexión del parque fotovoltaico" (Fuente: Prysmian Group ^[16]).....	45
Figura 23 - "Disposición y numeración de las cajas de conexiones"	47
Figura 24 - "Leap-frog connection" (Fuente: Tébar Martínez, E. ^[10])	48
Figura 25 - "Identificación de los strings: seguidores 1 a 24 (derecha) seguidores 25 a 32 (izquierda)".....	49
Figura 26 - "Plano de elementos de zanja"	53
Figura 27 - "Ejemplo zanja: cinta de señalización, DC cables y conductor de tierra"	53
Figura 28 - "Croquis para la instalación del CT"	59
Figura 29 - "Esquema eléctrico de celda de línea".....	61
Figura 30 - "Esquema eléctrico de la celda de protección"	62
Figura 31 - "Esquema eléctrico de la celda de medida".....	62
Figura 32 - "Autoválvulas de MT" (Fuente: Catálogo de Schneider).....	63
Figura 34 - "Croquis del esquema eléctrico del C.T"	67
Figura 33 - "Croquis lay-out C.T."	67
Figura 35 - "Casetas seleccionadas" (Fuente: Catálogo de Ormazábal)	68
Figura 36 - "Trazado de la línea"	75
Figura 37 - "Perfil del terreno seleccionado"	75
Figura 38 - "Modelo en π de una línea eléctrica" (Fuente: Roldán Porta, C. ^[18])	77
Figura 39 - "Diagrama unifilar simplificado para el estudio de cortocircuitos"	96
Figura 40 - "Conexión entre seguidores"	101

Figura 41 - "Esquema eléctrico de puestas a tierra"	103
Figura 42 - "Tensión de contacto y tensión de contacto aplicada" (Fuente: ITC-MIE RAT 13).....	104
Figura 43 - "Solución de puesta a tierra empleada para los apoyos no frecuentados" (Fuente: Iberdrola ^[21]).....	106
Figura 44 - "Solución de puesta a tierra empleada en los apoyos frecuentados" (Fuente: Iberdrola [21])	107
Figura 45 - "Interfaz del software PVGIS" (Fuente: PVgis ^[22])	109
Figura 46 - "Resultados del software PVgis"	113
Figura 47 - "Resultados del método de Pay-Back dinámico"	116

Índice de tablas

Tabla 1 - "Resultados del movimiento de tierras"	18
Tabla 2 - "Selección módulo comercial"	23
Tabla 3 - "Selección seguidor solar comercial"	26
Tabla 4 - "Selección caja de conexiones comercial"	28
Tabla 5 - "Selección de inversores comerciales"	33
Tabla 6 - "Dimensionamiento ALTERNATIVA 1"	34
Tabla 7 - "Dimensionamiento ALTERNATIVA 2"	35
Tabla 8 - "Dimensionamiento ALTERNATIVA 3"	36
Tabla 9 - "Datos del estudio de sombras"	38
Tabla 10 - "Resultados del estudio de sombras por ambos métodos"	39
Tabla 11 - "Dimensionamiento de las distintas alternativas"	43
Tabla 12 - "Modelo de cable para TRAMO 1" (<i>Fuente: Catálogo fabricante</i>)	47
Tabla 13 - "Modelo de cable para TRAMO 2" (<i>Fuente: Catálogo fabricante</i>)	47
Tabla 14 - "Resultados criterio térmico TRAMO 1"	51
Tabla 15 - "Resultados criterio de caída de Tensión TRAMO 1"	52
Tabla 16 - "Resultados criterio térmico TRAMO 2"	55
Tabla 17 - "Resultados caída de tensión TRAMO 2"	55
Tabla 18 - "Caída de tensión de ambos tramos"	56
Tabla 19 - "Selección CGBT comercial"	63
Tabla 20 - "Selección transformador comercial"	64
Tabla 21 - "Selección celda de medida comercial"	64
Tabla 22 - "Selección celda de protección comercial"	65
Tabla 23 - "Selección celda de línea comercial"	66
Tabla 24 - "Selección casetas prefabricadas"	67
Tabla 25 - "Criterio térmico TRAMO 3"	70
Tabla 26 - "Criterio térmico TRAMO 4"	71
Tabla 27 - "Selección conductor TRAMO 5"	71
Tabla 28 - "Criterio térmico TRAMO 5"	72
Tabla 29 - "Parámetros eléctricos de la línea"	78
Tabla 30 - "Resultados caída de tensión línea aérea"	78
Tabla 31 - "Hipótesis más desfavorables Zona B"	79
Tabla 32 - "Tensiones máximas horizontales en cada vano"	80
Tabla 33 - "Flechas máximas y mínimas en cada vano"	81
Tabla 34 - "Tensiones en las hipótesis de cálculo de apoyo y desviación de los aisladores"	81
Tabla 35 - "Resumen de las tablas de tendido. EDS en cada vano"	82
Tabla 36 - "Distancia mínima entre las fases en cada apoyo"	84
Tabla 37 - "Resultados del cálculo de esfuerzos sobre los apoyos para las dos primeras hipótesis"	86
Tabla 38 - "Resultados del cálculo de esfuerzos en cada apoyo para las hipótesis restantes y distancias mínimas"	86
Tabla 39 - "Selección de apoyos según los esfuerzos obtenidos"	87
Tabla 40 - "Crucetas seleccionadas para cada apoyo"	88
Tabla 41 - "Características físicas de los discos que componen el aislador"	89
Tabla 42 - "Características y esfuerzos de la cadena de aisladores empleada en cada apoyo"	89
Tabla 43 - "Ángulos de desviación en los apoyos de suspensión"	90

Tabla 44 - "Resultados del estudio de cortocircuito"	98
Tabla 45 - "Obtención del parámetro Ptemp"	111
Tabla 46 - "Pérdidas en DC"	112
Tabla 47 - "Estimación pérdidas de la instalación"	113
Tabla 48 - "Incremento del precio de la energía en los últimos 4 años" (<i>Fuente: AEGE^[23]</i>)	115
Tabla 49 - "Flujos de cajas, método Pay-Back dinámico"	115

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANCEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

El presente proyecto forma parte de un objetivo mayor que comenzó hace 4 años. El Ayuntamiento del municipio valenciano de Aras de los Olmos exponía su objetivo de convertirse en el primer municipio español en desconectarse de la red eléctrica pública estatal. Esta iniciativa pionera, fue motivada por repetidos problemas con el suministro eléctrico debido a la elevada altura del pueblo y estar ubicado al final de la línea de suministro. Los areños y areñas han sufrido innumerables cortes y averías e incluso en 2017, tras un temporal, el pueblo quedó aislado durante 36 horas sin servicio eléctrico ni cobertura móvil.

Por ello, se decidió crear un complejo energético basado en energías renovables capaz conseguir tres objetivos fundamentales:

- Garantizar un suministro eléctrico de calidad
- Aprovechar los residuos ganaderos, agrícolas y forestales
- Ofrecer energía eléctrica más económica

La persona encargada del desarrollo técnico del proyecto es Carlos Roldán, director del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Valencia y tutor autorizado del presente proyecto académico. El documento que se expone a continuación se basa en los datos del proyecto real, pero no deja de lado el ámbito académico, lo que significa que no necesariamente los equipos seleccionados y las conclusiones a las que se llegue, se vayan a aplicar literalmente durante la ejecución final.

Este anteproyecto, pretende servir de apoyo para agilizar el posterior desarrollo del proyecto. Actualmente, el proyecto se encuentra en fase de tramitación administrativa. Una vez aprobada, será necesaria la búsqueda de financiación y la petición de los permisos necesarios para su puesta en marcha.

Las fuentes de energía renovables necesarias para conseguir la autosuficiencia en Aras de los Olmos son: solar, eólica, hidráulica y biomasa. El equilibrio entre las cuatro será necesario para permitir la previsión y total cobertura de la demanda. Aras de los Olmos cuenta actualmente con un parque eólico el cual, junto al huerto fotovoltaico, serán los encargados de proporcionar el grueso de la demanda. Por tanto, la central hidroeléctrica como la planta de biomasa ayudaran a cubrir la necesidad en las horas nocturnas o en picos de demanda, como ocurre durante el verano.

Según M^a José Mira (Ayuntamiento Aras de los Olmos, 2015 ^[1]), secretaria autonómica de Economía Sostenible, Sectores Productivos, Comercio y Trabajo hasta el año 2019: Aras de los Olmos “es un municipio con altas sinergias medioambientales, cuya economía local se puede potenciar a través del ecoturismo”. Este comentario refleja la idoneidad del municipio para alojar la infraestructura que se pretende diseñar en este proyecto.

Sin embargo, como ya se ha comentado, este documento no abarca el proyecto completo, por lo que a continuación se expondrá el procedimiento seguido para: el diseño del huerto fotovoltaico encargado de la explotación de la energía solar; la implantación del centro de transformación (CT) que aglutinará las salidas del parque eólico, el huerto fotovoltaico y la

planta de biomasa; y el dimensionamiento de la línea eléctrica que unirá dicho CT con la línea que actualmente abastece al pueblo.

La consecución del proyecto supondrá un descenso de 1200 toneladas en las emisiones de CO₂, un ahorro aproximado del 20% del recibo de la luz respecto a las cantidades actuales y generar trabajo en la población, lo que supondrá el desarrollo del municipio, según explica Serra, Héctor (2019) ^[2] en su artículo publicado en el diario web Público.

1.2 OBJETIVOS

Los objetivos del proyecto pueden dividirse en principales y específicos. Los objetivos principales son aquellos que permiten llevar a cabo el proyecto mientras que los objetivos específicos son aquellas acciones cuyo desarrollo permitirán alcanzar los objetivos principales. Todos los objetivos del proyecto se citan a continuación especificando su localización en la presente memoria.

Este proyecto brinda la oportunidad de conocer con todo detalle el desarrollo de un trabajo de ingeniería de grandes dimensiones. A partir de los cálculos y conclusiones de esta memoria técnica se podrá realizar el proyecto real que deberá ser presentado ante la administración.

1.2.1 Objetivos Principales

Los objetivos principales de este proyecto son los siguientes:

- Diseño del huerto fotovoltaico
- Diseño del centro de transformación
- Dimensionamiento de la línea eléctrica hasta el entronque con la red de Aras de los Olmos
- Descripción y comprobación de las protecciones y puestas a tierra necesarias

En primer lugar, el proyecto se centra en el huerto fotovoltaico, el diseño y dimensionamiento del mismo se puede encontrar en el Capítulo 2. HUERTO FOTOVOLTAICO. Este capítulo comienza con la descripción del emplazamiento y preparación del terreno para albergar el generador fotovoltaico, la caseta de inversión y el resto de infraestructura.

En segundo lugar, una vez dimensionado el parque fotovoltaico, se propone un diseño manual del centro de transformación. Este tipo de instalaciones están muy estandarizadas y para su dimensionamiento normalmente se pueden utilizar programas de dimensionamiento de distintos fabricantes. Sin embargo, el uso de cualquiera de ellos restringe la elección de los equipos necesarios a la marca comercial del fabricante, por ello se decidió realizar el cálculo manual, con el objetivo de poder disponer el transformador, el cuadro de baja tensión y las celdas de media tensión a criterio del proyectista. Esta información se encuentra en el Capítulo 3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

En tercer lugar, la línea eléctrica permitirá la conexión de la planta fotovoltaica a la red de abastecimiento de Aras de los Olmos. En principio esta conexión es temporal y permitirá operar a la instalación hasta que se decida el momento de la desconexión, momento en el cual esta línea pasará a tener una mayor importancia pues maneja gran parte de la energía necesaria

para el desarrollo de la población de Aras de los Olmos. El procedimiento de dimensionamiento de la línea puede encontrarse en el Capítulo 4. LÍNEA ELÉCTRICA.

Por último, en el Capítulo 5. PROTECCIONES Y PUESTAS A TIERRA se analizan y comprueban las protecciones necesarias de cada una de las partes de la instalación. Por tanto, este capítulo está dedicado a la seguridad de todo el personal con acceso a la instalación, así como de la propia instalación.

De esta forma quedará completado el proyecto, sin embargo, es necesario describir cada uno de los pasos que permitirán llevar a cabo cada una de estas acciones, es decir, los objetivos específicos. Estos se desarrollan en el siguiente subapartado.

1.2.2 Objetivos Específicos

Como ya se ha adelantado, los objetivos específicos son aquellas acciones necesarias para completar cada uno de los objetivos principales. El proyecto se divide en tres partes bien diferenciadas en los objetivos principales y los pasos necesarios para su consecución permitirán hacer de Aras de los Olmos la primera población de España autosuficiente.

El proyecto comienza con el diseño del parque fotovoltaico, para ello el primer paso es la elección del emplazamiento más adecuado para el mismo, cercano al parque eólico cuya energía deberá ser gestionada por el centro de transformación a dimensionar. Conocido el terreno disponible, se deberá proyectar el movimiento de tierras necesario que permita instalar los seguidores solares encargados de orientar los paneles en su ángulo óptimo en cualquier momento del día. Tras ello se deberán seleccionar los equipos necesarios para el huerto, desde los paneles que forman el generador, los seguidores, cajas de conexiones y el elemento más importante, el inversor. Por último, se describirá y dimensionará el conexionado de todos los dispositivos seleccionados en corriente continua.

El siguiente capítulo, el centro de transformación, comenzará con la descripción de la localización de las casetas de inversión y transformación. Se propondrá un croquis del mismo y se realizará un estudio de cortocircuito que permitirá comprobar los equipos seleccionados que serán: el cuadro de baja tensión, las celdas de media tensión y el dispositivo más importante, el transformador. Tras ello, se dimensionarán los tramos necesarios para conectar los inversores al primario del transformador y el secundario del mismo a la línea eléctrica.

Para el diseño de la línea eléctrica es necesario la preparación del modelo eléctrico de la misma el cual permitirá realizar cálculos exactos en lo que energía eléctrica se refiere. Además, es necesaria la comprobación de cada uno de los esfuerzos que pueden afectar a cada uno de los apoyos, así como el cálculo de la flecha de la catenaria en cada uno de los vanos. Para realizar estos cálculos mecánicos se ha utilizado el software DMelect, el cual a partir del trazado de la línea y la ubicación de cada uno de los apoyos de la misma permite obtener los resultados necesarios para completar el proyecto.

Una vez realizado el dimensionamiento de cada una de las instalaciones que componen el proyecto se procederá a realizar una estimación de la producción de energía de la planta, la cual junto con el presupuesto de la misma, permitirá completar un análisis económico para conocer el tiempo el de retorno de la inversión.

1.3 CONSIDERACIONES PREVIAS

En este apartado se pretende indicar cuales son los conocimientos previos que deberá tener el lector para entender completamente las propuestas y conclusiones que derivan del dimensionamiento de cada una de las partes que componen esta memoria técnica. Principalmente estos conocimientos son índole eléctrica, sin embargo, este apartado se centra en la parte de energía fotovoltaica, ya que esta parte del proyecto no se ha estudiado en ninguna de las asignaturas del máster de ingeniería industrial en la especialidad de energía eléctrica. El apartado finaliza con la exposición de la importancia que tendrá en el proyecto poder regular la instalación, hecho que será determinante a la hora de dimensionar el huerto fotovoltaico.

Para entender cómo funciona la captación de energía en los paneles fotovoltaicos es preciso conocer:

- Distribución y medida de la radiación solar, coordenadas solares (elevación y azimut)
- El efecto fotoeléctrico
- Propiedades y características de los materiales semiconductores
- Efecto de las sombras sobre los módulos fotovoltaicos

1.3.1 Sistemas a 1500 V frente a la 1000 V en corriente continua

Además de estos conocimientos básicos de la energía fotovoltaica se detalla a continuación la decisión inicial que marcará la selección de los equipos necesarios para la implantación del parque fotovoltaico que no es otra que el nivel de tensión DC (en corriente continua). En la actualidad existen dispositivos preparados para 1000 o 1500 V de tensión DC, que se corresponden con máxima tensión de entrada al inversor y la tensión de operación de los módulos fotovoltaicos con respecto de tierra. Debido a que la conexión de los módulos se realiza en serie, existe una limitación de tensión que dependerá de los materiales con los que estén constituidos dichos equipos.

Los sistemas que trabajan a 1500 V emplean equipos de mayor coste, sin embargo, permiten hasta un 50% más de módulos conectados en serie e inversores con una potencia de salida entre un 10 y un 40% mayor. Por tanto, al emplear una menor cantidad de strings se reduce directamente la necesidad de cableado y cajas de conexiones, alcanzando hasta un 30% de reducción en la utilización de componentes. En la imagen presentada a continuación, se observa la disposición de un mismo parque fotovoltaico dimensionado para 1000 y 1500 V y a simple vista se aprecia la reducción en la utilización de módulos fotovoltaicos.

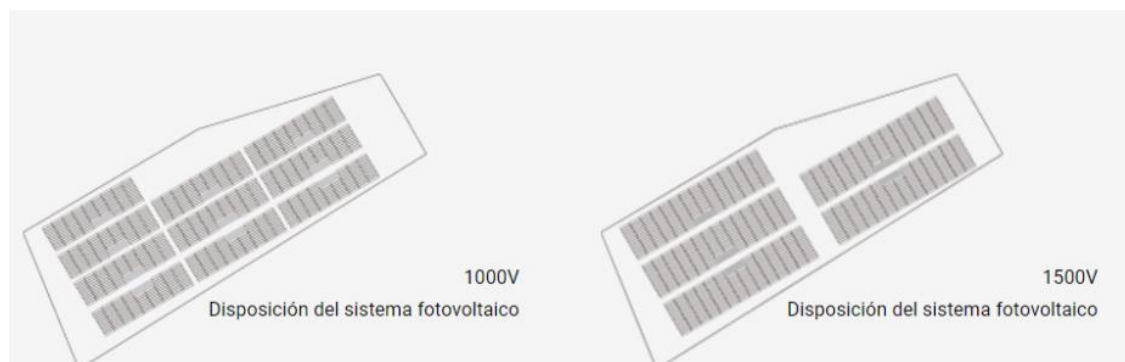


Figura 1 - "Comparación tensiones del sistema en la parte de baja tensión" (Fuente: <https://seraphim-energy.es/1500v-series>)

Sin embargo, las ventajas que ofrece trabajar en 1500 V son más evidentes cuanto más potencia se maneja en la instalación. En este caso, se maneja una potencia cercana al MW sin sobrepasarlo en ningún caso, por tanto, el aumento del coste de los equipos supone un encarecimiento desmesurado del presupuesto de la instalación ya que el cableado y equipos necesarios apenas variarán utilizando cualquiera de las dos disposiciones. Por tanto, se decidió emplear un nivel de tensión del 1000 V en corriente continua, el cual está más extendido en el mercado y facilita la selección de todos los equipos necesarios para el huerto fotovoltaico.

1.3.2 Importancia de la regulación

El proyecto que desarrolla tiene como objetivo final abastecer a una población de energía eléctrica, desconectándose de la red estatal, por tanto, una vez desconectado, se podrá considerar la población como un solo sistema eléctrico. Cuando llegue este momento, como se ha estudiado en la asignatura de Sistemas Eléctricos de Potencia perteneciente a la especialidad de Ingeniería Eléctrica del Máster de Ingeniería Industrial, será necesario un control de las variables de estado del sistema para controlar tanto la tensión como la frecuencia de la nueva red de Aras de los Olmos.

Tal y como se vio en el Tema 6: “Interacción PF y QV” de la citada asignatura, la tensión y la frecuencia de un sistema eléctrico están relacionadas con los balances de potencias activa y reactiva del conjunto. En un sistema eléctrico la frecuencia debe permanecer constante ya que la mayoría de equipos como motores eléctricos, turbinas de vapor o dispositivos electrónicos dependen de la frecuencia de la red para poder operar. En España, Red Eléctrica, establece el límite de variación de frecuencia de la red en $\pm 0,05$ Hz.

Según explica Alcázar Ortega, M.^[3]: “La frecuencia de un sistema está directamente relacionada con el balance de potencia activa en el sistema: la frecuencia de un sistema eléctrico permanecerá constante si las potencias entrantes y salientes del sistema están equilibradas en todo momento”. Es por ello, que el desequilibrio entre la potencia activa generada y la demandada provoca:

- $P_{demandada} > P_{generada}$
Defecto de energía en el sistema. Frenado de los generadores para compensar dicho defecto con la energía cinética de rotación, por tanto, disminución de la frecuencia.
- $P_{generada} > P_{demandada}$
Exceso de energía. Aumento de la velocidad de rotación de los generadores y por tanto, aumento de la frecuencia.

Esto evidencia que el control de la frecuencia será fundamental cuando se produzca la desconexión ya que este parámetro mostrará si es necesario aumentar o disminuir la producción de potencia activa. El mecanismo principal para la reducción de generación será la desconexión de uno o más de los inversores de la instalación, de forma, una parte del huerto fotovoltaico permanecerá en reposo. Cuando la situación sea la contraria y sea necesario aumentar la potencia generada, será la planta de biomasa y la central hidráulica del complejo energético las encargadas de aumentar su producción.

En cuanto a la tensión de un nudo del sistema, según Alcázar Ortega, M.^[3], “está directamente relacionada con el balance de potencia reactiva en dicho nudo: la tensión de un nudo

permanecerá constante si el balance de potencia reactiva entrante o saliente de dicho nudo es el adecuado". Por tanto, cuando el balance de potencia reactiva sea distinto de 0, el valor de tensión fluctuará de la siguiente forma:

- $Q_{demandada} > Q_{inyectada}$

El aumento de la energía reactiva consumida en dicho nudo se traducirá en una reducción de la tensión.

- $Q_{intelectada} > Q_{demandada}$

La reducción de la energía reactiva consumida en dicho nudo, se traducirá en un aumento de la tensión.

Mantener constante la tensión resulta de vital importancia para cualquier sistema eléctrico ya que las caídas de tensión afectan al buen funcionamiento del mismo. Los equipos están diseñados para trabajar una tensión asignada y además transformadores o interruptores automáticos dependen directamente de la tensión del nudo al que se conectan para asegurar un buen comportamiento en operación. Este parámetro se controla mediante la monitorización del factor de potencia en el nudo. El factor de potencia es un parámetro que muestra el carácter de la carga que se ha conectado al nudo en cuestión.

- Si $\cos\phi$ es negativo, el carácter de la carga es más inductivo y por tanto, se reduce la tensión
- Si $\cos\phi$ es positivo, el carácter de la carga es más capacitivo y por tanto, aumenta la tensión

Por tanto, según lo expuesto en este apartado, la modificación de la potencia activa tiene un efecto global en el sistema, aumentando o disminuyendo la frecuencia de todos los nudos. Mientras que la variación de energía reactiva, solo afecta de un modo local al nudo en cuestión, aumentando o disminuyendo la tensión.

Sin embargo, existe también un efecto cruzado, es decir, las variaciones de potencia activa o reactiva también modifican en mayor o menor medida la tensión o la frecuencia respectivamente. El efecto de la potencia activa sobre la tensión del nudo apenas tiene consecuencias, en cambio, la modificación de la potencia reactiva en un nudo provoca, tal y como indica Alcázar Ortega, M.^[3] : "[...] la variación de la tensión a la que se alimentan las cargas, lo que conlleva, inmediatamente, la modificación de la potencia activa demandada por dichas cargas" modificando el balance de potencia activa. Es por ello que, para controlar la energía reactiva en los nudos del próximo sistema eléctrico de Aras, serán necesarios generadores síncronos que permitan inyectar o consumir la energía reactiva necesaria, baterías de compensación o ser capaces de regular la relación de transformación de los transformadores del sistema. Como solo se dispone de fuentes de energía renovables, la gestión de la energía reactiva se realizará modificando la excitación del generador de la central hidráulica o de la planta de biomasa.

Con todo ello, queda demostrada la importancia de que la instalación a proyectar permita la regulación de la energía. Queda fuera del alcance de este TFM el planificar al detalle los métodos de regulación y control del sistema, ya que no aportaría ningún valor añadido para el objetivo del mismo.

1.4 DATOS DISPONIBLES

En este apartado se indican los datos iniciales de los que parte el proyecto, analizando cual debe ser la función de los mismos para la consecución del parque fotovoltaico, el centro de transformación y la línea eléctrica. Al igual que en la memoria, se separan los datos indicando que parte de las tres citadas se obtendrá a partir de ellos.

En primer lugar, para el dimensionamiento y distribución del parque fotovoltaico se conoce el tanto el emplazamiento como la porción de terreno a utilizar. El primer paso será uniformizar dicho terreno, dejándolo con la pendiente máxima que sean capaces de soportar los seguidores, tal y como se ha visto en el punto anterior.

La potencia prevista para la planta, como indica el título de este trabajo, es de 750 kWn lo que corresponde con aproximadamente 860 kWp. Además, se ha exigido que los paneles se monten sobre seguidores solares de eje en acimut, es decir, las estructuras deberán seguir el recorrido del sol de este a oeste. Los trackers o seguidores deberán permitir que los paneles se monten en configuración (2V x n° de paneles por string). Por tanto, debe ser posible colocar 2 paneles en vertical en el ancho de la estructura.

Como ya se ha indicado, el objetivo final de este proyecto es autoabastecer el pueblo, por lo que cobra mucha importancia la regulación de la producción de energía. Al estar conectada a la red, toda la potencia que se genere en dicha planta se inyectará a la red de forma que, si no existe la posibilidad de regular la producción, las variaciones en la demanda podrían desequilibrar la red. Por tanto, se exige que exista más de un inversor de forma que la planta quede dividida en varios escalones de potencia de forma que la desconexión de uno o más de los inversores permita regular la potencia generada.

En cuanto al centro de transformación se debe seleccionar un transformador comercial de 1000 kVA. Esta instalación deberá unificar las salidas del parque fotovoltaico, la planta de biomasa y el parque eólico. Se ha proyectado que la planta de biomasa será capaz de proporcionar hasta 160 kW de potencia. La tensión de salida del inversor, así como la de la planta de biomasa será de 400 V por tanto, también la de primario del transformador. La salida, en el secundario, será de 20 kV y se entroncará con la salida del parque eólico, la cual, ya se encuentra a este nivel de tensión y aporta unos 200 kW de potencia. Se pretende proyectar una instalación IT tanto baja como en media tensión, por tanto, el neutro del transformador no se conectará a tierra, si lo harán en cambio las masas de ambos lados de tensión.

La línea eléctrica será aérea por lo que se conoce el trazado de la misma y su tensión asignada (20 kV). El modelado eléctrico de la misma se realizará de forma manual, en cambio para el dimensionamiento mecánico se utilizará el programa DMelect.

En todos los casos, para completar el diseño y dimensionamiento de la instalación será necesario seleccionar modelos comerciales de catálogo que aporten las variables técnicas específicas necesarias para el cálculo. Cada uno de estos catálogos pueden encontrarse en la bibliografía. Aun así, la selección de cada uno de estos equipos no significa que sean los únicos capaces de realizar la función para la que son seleccionados, siempre habrá equipos similares de otros proveedores que serán totalmente válidos para el proyecto.

Capítulo 2. HUERTO FOTOVOLTAICO

Este capítulo se centra en el dimensionamiento del parque fotovoltaico, el movimiento de tierras necesario en la ubicación proporcionada y el dimensionamiento de la parte de continua de esta instalación. Se debe tener en cuenta que la separación en capítulos no significa que no exista relación entre las distintas instalaciones a proyectar. Tanto el huerto, el centro de transformación, como la línea se diseñan para funcionar conjuntamente y la separación no es más que mera organización.

El capítulo comienza con la localización de la parcela destinada a albergar el proyecto. Se analizará el clima de Aras de los Olmos utilizando datos de históricos meteorológicos y se describirán los pasos seguidos para cuantificar el movimiento de tierras necesario para conseguir una pendiente aceptable para los seguidores que conformarán el huerto.

Se seguirá con el grueso de este capítulo desarrollando la selección de los equipos necesarios para el huerto, proponiendo tres alternativas distintas de parque fotovoltaico para terminar escogiendo una de ellas exponiendo los argumentos que llevarán a tomar dicha decisión. Tras ello, en el apartado de cálculos justificativos, se realizará el estudio de sombras y se seleccionarán y dimensionarán los conductores, incluyendo únicamente en este capítulo la parte de corriente continua de la instalación.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La planta fotovoltaica que ocupa este capítulo estará situada en el municipio de Aras de los Olmos en la provincia de Valencia. Este municipio se encuentra al noroeste de la provincia haciendo frontera con las provincias de Teruel y Cuenca. Pertenece a la comarca de Los Serranos y cuenta con una población total de 359 habitantes en 2020 según Wikipedia.

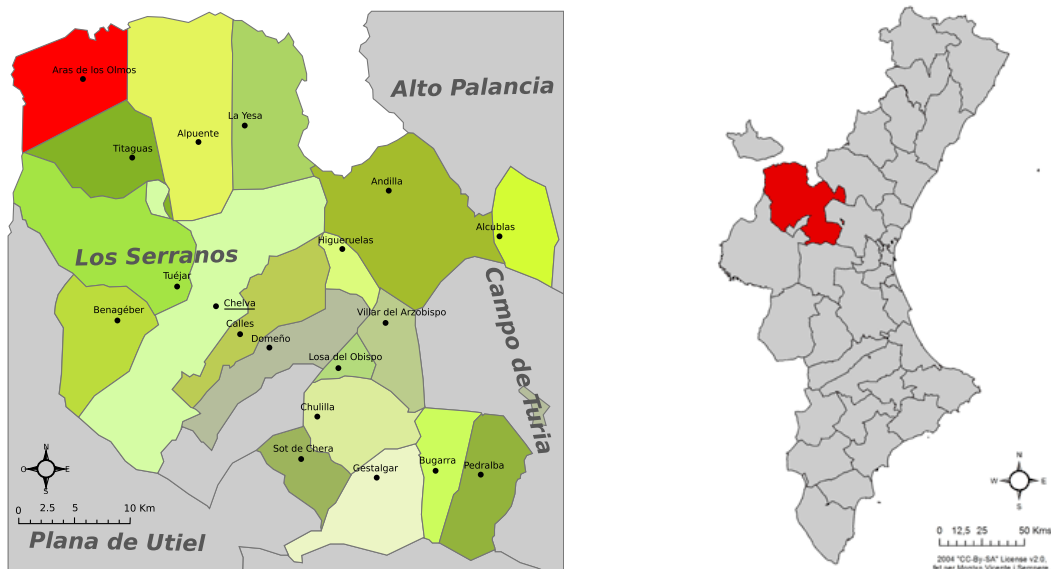


Figura 2 - "Comarca Los Serranos" (Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Los_Serranos)

El municipio presenta una superficie total de 76.04 km², pero su escaso número de habitantes deja una densidad población de aproximadamente 5 hab./km². De estos datos, se puede

discernir que se trata de una población rural de montaña, prácticamente aislada de la capital de provincia que se encuentra a unos 100 km de distancia.

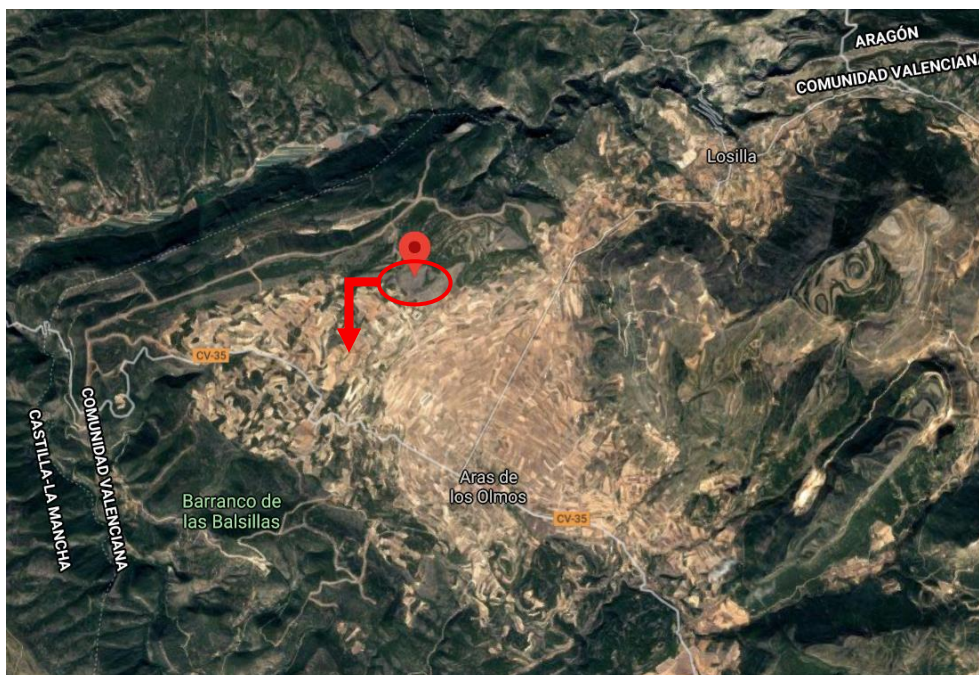


Figura 3 - "Aras de los Olmos" (Fuente: <https://www.google.es/maps/@39.9509331,-1.1477767,886m>)

La parcela habilitada para la implementación del proyecto se encuentra, como se puede observar en la imagen anterior, al norte de la población muy cerca de la frontera con Aragón y del Rincón de Ademuz. Según la referencia catastral proporcionada por el tutor del proyecto, se trata de la parcela 47 del Polígono 2 que ocupa una superficie total de 1.957.867 m. A continuación, se expone el plano del catastro:

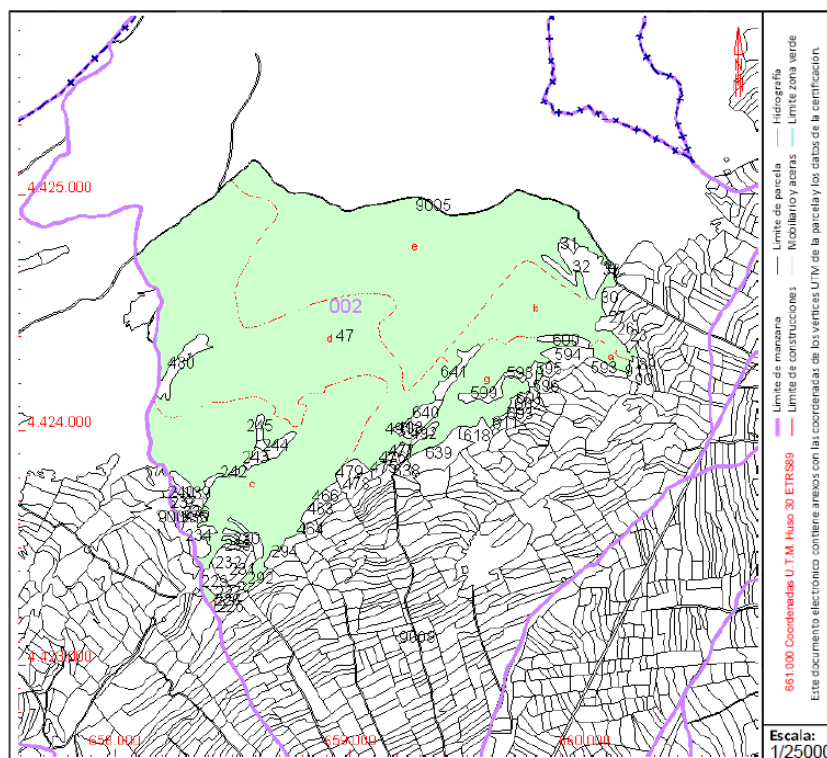


Figura 4 - "Plano Catastro. Polígono 2, Parcela 47" (Fuente: Sede Electrónica del Catastro ^[4])

La elección de este emplazamiento no es casualidad. Tal y como se muestra en la vista del satélite, la parcela se encuentra en la ladera de un monte en la cima del cual se encuentra el emplazamiento del parque eólico. Esta fuente de energía también forma parte del complejo energético que se desea instalar, por lo que la cercanía física de ambas plantas abaratará los costes finales del proyecto.

En cuanto al clima Aras de los Olmos, la página web *meteoblue*^[5] permite acceder a datos meteorológicos históricos recopilados durante los últimos 30 años. En el climograma que se presenta a continuación destaca la diferencia entre temperaturas mínimas y máximas que es aproximadamente de 10°C durante los meses de invierno y algo mayor durante los meses de verano. Esta característica es propia de los climas montañosos ya que, como es sabido, el terreno tiene un calor específico mucho menor que el del agua, por tanto, al no haber una gran masa de agua cercana, la zona queda más expuesta a las variaciones de temperatura entre el día y la noche.

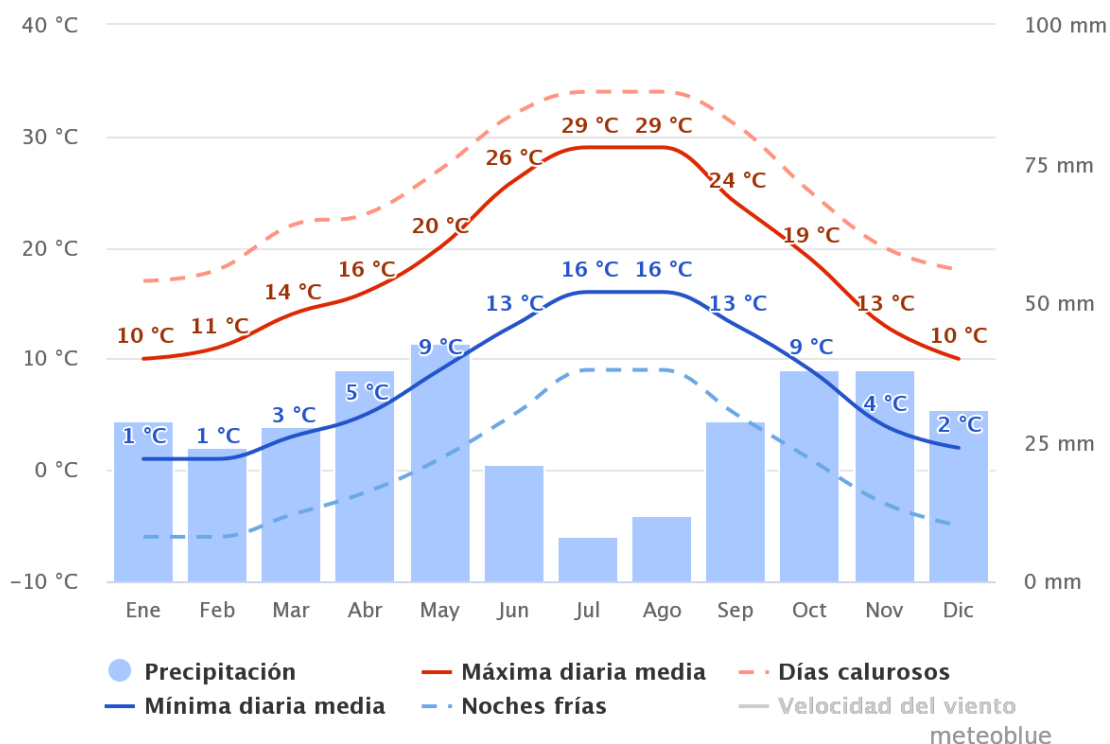


Figura 5 - "Climograma de Aras de Olmos" (Fuente: Meteoblue^[5])

Además, el climograma aporta más datos representativos del clima de montaña, como son los inviernos largos y veranos cortos. Se observa que la temperatura media máxima no supera los 15 °C hasta el mes de abril. Sin embargo en solo tres meses, vuelve a reducirse por debajo de este valor, lo que se verifica la citada característica. Las temperaturas medias máximas del año se dan durante los meses de julio y agosto mientras que las mínimas se producen durante los meses de enero y febrero.

La parcela es suficientemente amplia como para conseguir mucha más potencia de la requerida. Así, dentro de la misma, se seleccionó una porción de terreno localizada cerca de la carretera que conecta el parque eólico con la red de carreteras del municipio. Se trata de una zona despejada por lo que en principio no debería haber problemas de proyecciones de sombras. La porción de terreno seleccionada se muestra a continuación.

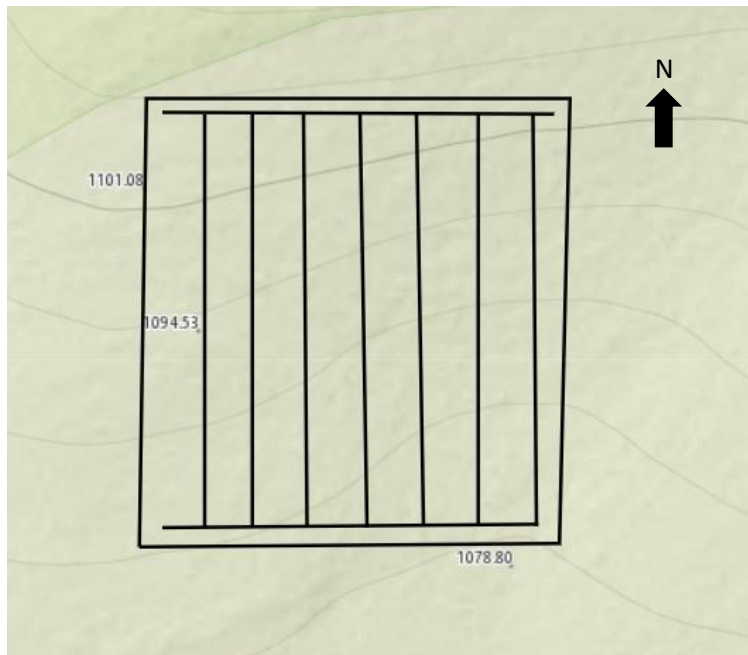


Figura 6 - "Porción de terreno seleccionada para albergar la planta fotovoltaica"

Como se puede observar la porción del terreno se encuentra a una cota de aproximadamente 1000 m de altura. Una vez seleccionada dicha porción se trazaron perfiles longitudinales y horizontales con el objetivo de realizar un análisis del terreno centrándose en las pendientes del mismo. Los seguidores horizontales o en acimut (E-O), los cuales se pretenden instalar, no se pueden colocar en pendientes N-S muy pronunciadas, por lo que se deberá conocer la pendiente máxima sobre la que se pueden instalar los seguidores y comprobar si concuerda con la pendiente existente. En caso de que no sea así, se planteará el movimiento de tierras necesario para conseguir la planitud del terreno, cumpliendo con la pendiente. El siguiente apartado de este capítulo, detalla el procedimiento llevado a cabo para la citada comprobación y posterior movimiento de tierras.

Según los datos Catastro el uso principal del suelo que se está considerando es agrario. Queda fuera del alcance de este TFM los trámites necesarios para el cambio de uso y se considera que, al ser una propuesta del Ayuntamiento, este facilitará las gestiones haciendo posible la construcción del parque solar.

2.1.1 Movimiento de tierras

El movimiento de tierras a realizar se trata de una aproximación que permita obtener el dato de volumen de tierra a mover, el cual será necesario para cumplimentar el presupuesto. Para ello, en primer lugar, se debe conocer la pendiente máxima N-S que puede soportar en el seguidor a instalar. Este equipo todavía no se conoce, pero en el mercado las pendientes máximas oscilan desde un 10 a 20%, así que se ha decidido proponer una pendiente del 17% que se corresponde aproximadamente con 10° .

El primer paso es obtener los datos de los perfiles marcados en el terreno. El visor cartográfico de la C.V permite obtener los datos necesarios dividiendo cada uno de los perfiles dibujados en aproximadamente 200 puntos. En cada perfil se obtenido la pendiente teniendo en cuenta la separación y diferencia de cotas entre los puntos dados. En este momento se observó que había

zonas de la porción de terreno seleccionada con pendientes mayores al 20%, por tanto, fue necesario realizar el movimiento de tierra.

Se agruparon los puntos de cada perfil cada 10 metros de distancia y se fijó el punto inicial como la cota más baja en cada perfil. A partir de ahí, conociendo la distancia hasta el siguiente punto se impuso una pendiente del 17%, disminuyendo o aumentando la cota del siguiente punto en cada caso. De cada perfil se obtuvo el siguiente gráfico. En este caso, se muestra a modo de ejemplo el perfil 8, el resto de gráficos se encuentra en el Anexo VII, adjunto a este documento.

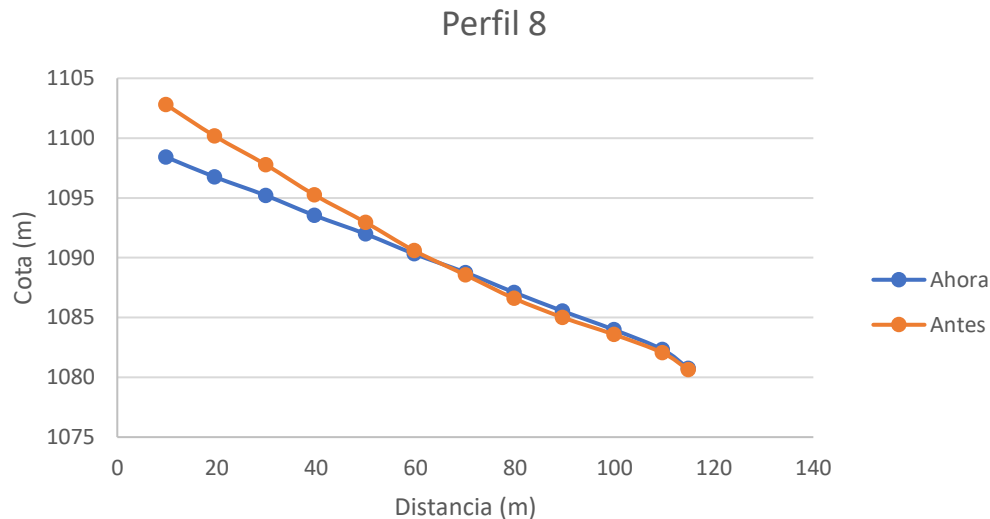


Figura 7 - "Movimiento de tierras. Perfil 8"

Como se puede observar en el gráfico, existen zonas de desmonte, donde se debe quitar tierra para cumplir con la pendiente deseada y zonas de terraplen donde se debe añadir tierra. Sumando las áreas obtenidas entre el perfil actual y anterior y multiplicando por la distancia entre perfiles se obtiene el volumen de tierra a mover. Los resultados del movimiento de tierras se muestran en la siguiente tabla.

MOVIMIENTO DE TIERRAS				
Perfil	Coord.x	Distancia entre perfiles (m)	Área a mover (m ²)	Volumen (m ³)
1	658291,439	9,844	4,005	39,421
2	658301,283	9,609	12,886	123,819
3	658310,892	9,848	3,029	29,828
4	658320,74	8,936	13,829	123,572
5	658329,676	9,848	2,744	27,025
6	658339,524	10,536	6,964	73,373
7	658350,06	11,447	21,219	242,895
8	658361,507	9,615	12,351	118,750
9	658371,122	9,848	95,516	940,637
10	658380,97	-	58,432	-
			TOTAL	1719,321

Tabla 1 - "Resultados del movimiento de tierras"

2.2 NORMATIVA APLICABLE

La normativa vigente que se ha utilizado para la elaboración del presente proyecto se presenta a continuación. Los epígrafes utilizados en cada uno de los casos se especifican en los apartados de cálculo correspondientes:

- REBT, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus ITC, Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Norma UNE-HD 60364-4-43. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-43: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra sobrecorrientes.
- Norma UNE-HD 60364-5-52. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones
- Norma UNE-EN 50618. Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
- Norma UNE 21144-1-1. Cables eléctricos. Cálculo de intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades.
- Reglamento de condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus ITC.
- Norma UNE-EN 60269-6. Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica
- UNE EN 60099-5. Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización.
- Pliego de condiciones del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)

En esta lista de normativas no se han incluido las normas propias de la empresa distribuidora de energía eléctrica. Se sabe que Iberdrola gestiona la red la distribución en la Comunidad Valenciana, sin embargo, el caso del término municipal de Aras de Olmos es especial. La empresa que gestiona la energía eléctrica es SERSUMA (Servicios y Suministros Municipales de Aras) SL. participada al 100% por el Ayuntamiento de Aras de Olmos. Esta empresa, según su página web ^[6] “facilita el suministro eléctrico a todo el término municipal [...] y trabaja día a día, para aumentar la calidad del servicio, las infraestructuras, tomando para ello, todo tipo de medidas e inversiones...”. La implementación de este proyecto, es una prueba de ello.

Este hecho resulta beneficioso para el proyecto ya que el trato con dicha empresa es más directo y no impone una normativa particular tan estricta como si hace Iberdrola. De todas formas, las normas de Iberdrola son documentos muy útiles y de aplicación real, ya que gran parte de la red la gestiona dicha empresa y sus normas son de obligado cumplimiento para todo aquello que gestiona. Por tanto, si resulta necesario se acudirá a ellas dejando indicado en la bibliografía el epígrafe del documento utilizado.

2.3 DESCRIPCIÓN Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

La intención con la que se redacta este apartado es conocer los equipos necesarios para el dimensionamiento del parque fotovoltaico. Como ya se ha comentado, las variables técnicas específicas de cada uno de estos equipos son imprescindibles para el cálculo, sin embargo, los equipos seleccionados no serán los únicos capaces de realizar las funciones indicadas. En cada uno de los siguientes subapartados se puede encontrar las características que se exigen a cada uno de los equipos y las razones que han motivado la selección del mismo. Los principales elementos que seleccionados en este apartado son:

- El generador fotovoltaico
- El seguidor solar
- Las cajas de conexión
- El o los inversores

En todos los apartados se muestra una tabla extracto de los distintos catálogos comerciales de cada equipo pretendiendo mostrar las variables técnicas más relevantes para el proyecto. Los enlaces con los documentos utilizados se encuentran en la bibliografía. Una vez seleccionados los dispositivos necesarios, se propondrán distintas alternativas de dimensionamiento y se elegirá la más adecuada para el presente proyecto.

2.3.1 Generador fotovoltaico

Se denomina generador fotovoltaico al conjunto de módulos agrupados en serie y paralelo que permite obtener la potencia deseada. La conexión de módulos en serie se conoce como *string* o cadena, por tanto, la tensión de *string* será la suma de la tensión entregada por cada uno de los módulos que lo componen. El número de módulos que forman el *string* dependerá, por tanto, de la tensión máxima que sea capaz de soportar el inversor seleccionado, como se detallará más adelante.

En este apartado se puede encontrar un pequeño resumen de las tecnologías disponibles en el mercado y a continuación una comparativa de distintos modelos comerciales que cumplen con los requisitos del proyecto.

Tecnologías disponibles

Existen muy distintas tecnologías de módulos fotovoltaicos que básicamente difieren en el proceso de fabricación de las células que lo componen. Este hecho modifica ligeramente el comportamiento del módulo en cuanto a la captación. Los tipos de células más utilizadas en la actualidad son las siguientes:

- Células de silicio monocristalinas:
Son fabricadas a partir de cilindros cortados en láminas, formando un único cristal, lo que les dota de una estructura muy uniforme que permite obtener mayores valores de eficiencia respecto a las células policristalinas. Sin embargo, este proceso requiere mayores tiempos de fabricación, lo que implica mayores costes económicos y energético. Debido a ello, en un primer momento, el uso de este tipo de células se vio reducido frente a las células policristalinas. El desarrollo tecnológico que ha motivado el auge de las energías renovables ha permitido reducir dichos costes y en la actualidad el precio de las células monocristalinas es más competitivo.

Los módulos constituidos por células monocristalinas normalmente tienen 60 células y miden alrededor de 1.5x1 m. Suelen ser los más utilizados en instalaciones conectadas a red y se caracterizan por una mejor captación de la radiación difusa, aunque son más sensibles ante posibles sobrecalentamientos. Debido a ello, son más utilizadas zonas alejadas del ecuador.

- Células de silicio policristalino:
Se fabrican mediante un proceso de solidificación del silicio, por lo que se forman múltiples cristales. Actualmente es el tipo de células más utilizado en el mercado ya que con el paso de los años se ha optimizado y desarrollado citado proceso, permitiendo alcanzar valores de eficiencia similares a los de las células monocristalinas.

Los módulos constituidos por células policristalinas suelen tener 72 células conectadas en serie y se utilizan en tanto instalaciones conectadas a red a como aisladas de la misma. Suelen medir 2m de alto por 1m de ancho, presentan una mayor velocidad de absorción de calor y su rendimiento no se ve tan afectado ante sobrecalentamientos. Estas características presentan mejores comportamientos en climas cálidos.

A pesar de todo ello, como se indica en el blog de Tecnosol ^[7]: “[...] las diferencias han ido mejorando las prestaciones en cuánto eficiencia y precio de ambos tipos de paneles, de manera que elegir uno u otro se ha convertido en una cuestión monetaria.” Además, el gran desarrollo en el sector fotovoltaico ha permitido descubrimiento de nuevas tecnologías que mejoran el rendimiento de los módulos tanto para células monocristalinas como policristalinas. Las principales tecnologías innovadoras son las siguientes:

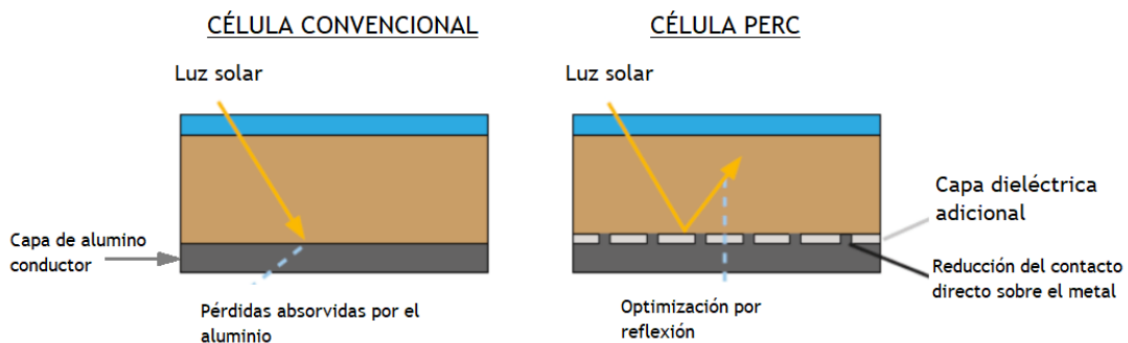


Figura 8 - "Tecnología PERC" (Fuente: Blog de Tecnosol ^[7])

La tecnología PERC (*Passivated Emitter Rear Cell*) según se indica en el blog de Tecnosol ^[7], “...consiste en colocar una capa adicional en la parte trasera del panel solar. [...] Dicha capa permite reflejar de nuevo hacia la célula parte los fotones que la atraviesan, aumentando así la eficiencia total del panel”. Es decir, las células disponen de una capa final que permite recuperar parte de la luz solar haciéndola rebotar dentro de la misma célula, por tanto, se genera más corriente lo que permite aumentar la potencia pico del módulo considerablemente.

La siguiente tecnología es *half-cut* o *half-cell* la cual consiste, como su propio nombre indica, en utilizar células solares cortadas por la mitad conectadas en serie, es decir, los diodos by-pass de protección se colocan en la mitad del panel en vez de un extremo. Así, los módulos quedan divididos en dos mitades con el 50% de capacidad cada una. Por tanto, el flujo de corriente se ve dividido en dos partes independientes unidas en serie por lo que se reduce la resistencia

interna de la placa. Además, esta tecnología asegura la producción, ya que, al formar dos partes diferenciadas, los sombreados parciales solo afectan a la mitad y no a la totalidad del panel. A continuación, se expone un croquis de la conexión interna de las células en este tipo de paneles, como se puede apreciar en la figura, se consiguen 6 substrings en lugar de 3.

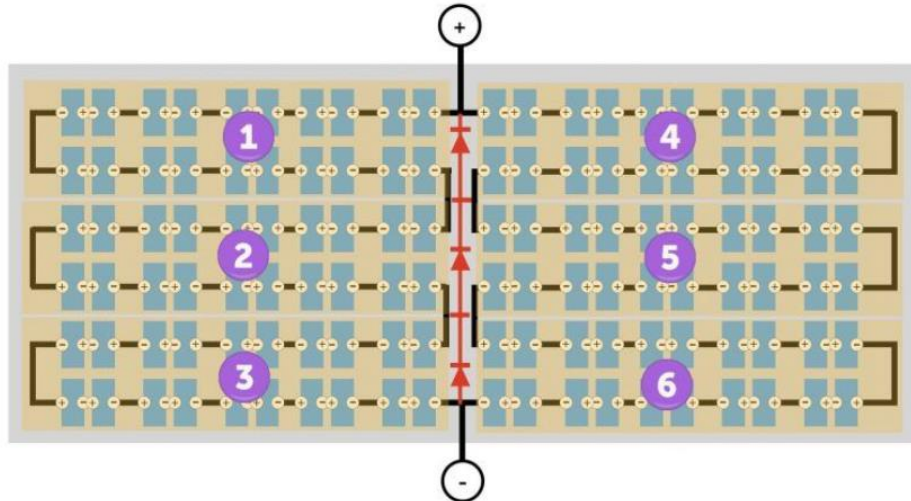


Figura 9 - "Tecnología Half-cell" (Fuente: Blog de TecnoSol [8])

Estas innovaciones, como se ha indicado, permiten aumentar la potencia pico de los módulos y su eficiencia, sin embargo, no existen bastantes proyectos reales con el tiempo de vida necesario que apliquen este tipo de tecnologías como para demostrar sus ventajas. Aun así, el beneficio resulta considerablemente satisfactorio ya que aumentar la potencia pico del módulo supone, a priori, reducir el número necesario de módulos fotovoltaicos y con él, el tamaño del parque, por lo que se reduce en gran medida el coste de la instalación.

Selección del modelo comercial

Una vez valoradas las tecnologías disponibles, se procedió a la consulta del catálogo de distintos proveedores. Entre las empresas consultadas se encuentran Atersa (Grupo Elecnor), JinkoSolar, Panasonic, UPSolar y Longi-Solar. La única premisa, en esta primera búsqueda, fue la obtención de módulos fotovoltaicos de potencia superior a 300 Wp, siguiendo la tendencia actual de las instalaciones de mediana y alta potencia. Además, la caja de conexiones del panel deberá tener un nivel de protección superior a IP58. De entre los seleccionados, los tres modelos siguientes son los más competitivos, los cuales, a partir de ahora, serán mencionados con el nombre de la empresa fabricante.

SELECCIÓN PANELES SOLARES COMERCIALES			
Empresa	<i>Atersa (Grupo Elecnor)</i>	<i>Longi-Solar</i>	<i>Jinko Solar</i>
Modelo	A-330P	LR4-60HPH-370M	JKM340PP-72-V
Células en serie	72	120	72
Tipo de células	Policristalina 156x156 (6inch)	Monocristalina <i>Half-cut</i>	Policristalina 156x156 (6inch)
STC (Standard Tensting Conditions: Irradiance 1000 W/m2, Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5)			
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
Potencia pico (Pmax)	330 Wp	370 Wp	340 Wp
Eficiencia (η)	16,96 %	19,8 %	17,52 %
Corr. MPP (Impp)	8,65 A	10,86 A	8,91 A
Tensión MPP (Vmpp)	38,15 V	34,1 V	38,2 V
Corr. Cortocircuito (Isc)	9,05 A	11,37 A	9,22 A
Tensión en Vacío (Voc)	46,85 V	41,3 V	47,5 V
Máx serie de fusibles	20 A	20 A	20 A
Máx tensión del sistema	1000 V DC	1000/1500 V DC	1500 V DC
CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS			
Coef. Temp. Isc (α)	0,04 %/°C	0,057 %/°C	0,06 %/°C
Coef. Temp. Voc (β)	-0,32 %/°C	-0,286 %/°C	-0,31 %/°C
Coef. Temp. P (γ)	-0,43 %/°C	-0,37 %/°C	-0,4 %/°C
Temp. Fto. Célula (TONC)	45±2 °C	45±2 °C	45±2 °C
Rango de Temp.	(-40,+85) °C	(-40,+85) °C	(-40,+85) °C
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS			
Dimensiones	1965x990x40 mm	1776x1052x35 mm	1956x992x40 mm
Peso	22,5 kg	20 kg	22,5 kg
Max. Carga Viento	2400 Pa	5400 Pa	2400 Pa
Max. Carga Nieve	2400 Pa	2400 Pa	2400 Pa
Precio	142,61 €	79,55 €	74,8 €
Precio/Wp	0,432 €/Wp	0,215 €/Wp	0,175 €/Wp
MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN			
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro 3.2mm	Cristal templado 3.2mm	Cristal templado 3.2mm, antirreflejante y alta HT
Marco	Aleación de aluminio anodizado o pintado	Aleación de aluminio anodizado	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP67	IP68	IP67

Tabla 2 - "Selección módulo comercial"

El objetivo de este apartado es seleccionar uno de estos tres modelos, basando dicha elección en argumentos razonables los cuales se exponen a continuación. En primer lugar, la potencia pico es muy relevante, como ya se ha mencionado, una mayor potencia reducirá los costes de la instalación. El módulo de mayor potencia es el fabricado por Longi-Solar. La eficiencia del módulo, al igual que la potencia, es un parámetro directamente relacionado con los costes de la instalación por tanto, de notable importancia. El módulo que mayor eficiencia presenta es el de JinkoSolar.

En cuanto a las características térmicas, acorde a lo expuesto en el apartado anterior, puede observarse como el módulo monocristalino (estructura uniforme de las células), Longi-Solar, presenta mayor estabilidad térmica ya que pierde menos propiedades con el aumento de la temperatura. Además, este módulo que utiliza la tecnología *half-cell*, es el que genera mayor corriente con el aumento de la temperatura en comparación con el resto, apoyando la validez de dicha tecnología.

Las dimensiones de los módulos también tienen relativa importancia. A la hora de la ejecución, una vez montada la estructura del seguidor se deberán colocar y fijar cada uno de los paneles. El tiempo y personal requerido podrá variar considerablemente si el módulo tiene unas dimensiones manejables, es decir, una persona con una estatura media de 1.8 m puede mover más fácilmente un módulo de 20 kg con una altura de 1.5m que un módulo del mismo peso, pero con una altura de 2m, probablemente sean necesarios dos operarios.

La variable más importante en la actualidad, como se ha valorado en apartado anterior, es el precio, concretamente el precio/Wp. El coste por Wp más reducido es el perteneciente al panel JinkoSolar aunque la diferencia con el panel Longi-Solar apenas es considerable. A pesar de los inconvenientes, no se descarta el panel de Atersa, ya que el Grupo Elecnor es una empresa de prestigio internacional con presencia en la Comunidad Valenciana, lo que facilitaría la compra y manufacturación de los módulos ya que en los precios reflejados no se incluyen los costes del transporte.

Por todo ello y lo expuesto en apartados anteriores, no se puede concluir cuál de los anteriores es el panel más adecuado para el proyecto, será en el apartado “2.3.5 Alternativas y disposición final”, donde una vez valorados el resto de equipos necesarios, se propondrán tres alternativas de huerto fotovoltaico distintas. En cada una de estas alternativas se utilizarán las características técnicas de cada uno de los paneles seleccionados. Finalmente, tras el análisis de dichas alternativas se propondrá una disposición de la instalación completa donde se especificarán los equipos seleccionados.

2.3.2 Seguidor de eje en acimut

El siguiente dispositivo comercial necesario para el dimensionamiento del huerto fotovoltaico es la estructura sobre la cual se montarán los módulos. Las premisas y recomendaciones de búsqueda principales se indican en el apartado 1.4 “DATOS DISPONIBLES”. En este apartado se añade alguna restricción más específica y finalmente se concluye que el seguidor solar debe:

- Disponer de sistema de seguimiento solar en acimut
- Ser capaz de albergar una configuración 2V utilizando los módulos seleccionados
- El montaje en obra no debe requerir cortes o soldaduras de las piezas que lo componen, ya que se podría poner en peligro el galvanizado y los tratamientos anticorrosión de las mismas.

Este tipo de estructuras optimiza la captación aumentando la producción de energía eléctrica, sin embargo, implica una mayor inversión y un mayor mantenimiento que las estructuras fijas. Existen numerosos estudios comparativos entre la producción de un mismo parque que utiliza ambos tipos de estructuras y demuestran que el mantener el ángulo óptimo con respecto al sol en todo momento del día es una mejora considerable. Esta mejora abala el aumento del coste del proyecto ya que también repercute sobre el plazo de recuperación de la inversión.

A pesar de las mejoras, no todo son ventajas; este tipo de estructuras suele requerir una superficie de ocupación mayor y por tanto debe preverse que la porción de terreno analizada en apartados anteriores podría ser ampliada lo que obligaría a repetir el análisis; además este tipo de seguidor disminuye su rendimiento en los mediodías de invierno, cuando el sol está más bajo.



Figura 10 - "Imágenes seguidor solar en distintas posiciones del día"
(Fuente: Tébar Martínez, E. ^[9])

En las imágenes anteriores se puede observar distintas posiciones de un seguidor solar durante el día. El seguidor mostrado en las imágenes se mueve de este a oeste siguiendo al sol en el eje acimutal. Existen seguidores que combinan el movimiento en los dos ejes (elevación y azimut) sin embargo la instalación de este tipo de estructuras se da en zonas lejanas al ecuador donde el aprovechamiento de la irradiación resulta un factor clave. Atendiendo a los requisitos de este proyecto, dada la pequeña-mediana potencia que se pretende obtener y las condiciones climáticas de la zona de Aras de los Olmos, no será necesario seguimiento en ambos ejes ya que encarecería demasiado la instalación.

Selección modelo comercial

Teniendo en cuenta todos los requisitos expuestos se procedió a la búsqueda de trackers comerciales. Los proveedores consultados fueron: STInorland, DegerIbérica y Soltec. De todos ellos, el único modelo que aglutinaba todas las premisas es el de la empresa Soltec ya que el resto, para una instalación de la potencia deseada, ofrece modelos de dimensiones fijas, sin disponibilidad de modificación. Soltec es una empresa internacional especializada en la fabricación de seguidores solares a un eje, siendo uno de los más destacados fabricantes del mercado europeo, norteamericano y latinoamericano. Además, otra de las ventajas de esta empresa es que su sede está situada en Molina de Segura, Murcia, lo que facilitará los trámites y reducirá los costes de transporte debido a la cercanía entre la provincia de Valencia y la Región de Murcia.

Además, el catálogo de este proveedor proporciona distintas longitudes del mismo modelo y para distintos niveles de tensión y adaptándose al ancho de los módulos, es por ello que se ha elegido esta empresa. Al no haber seleccionado el resto de equipos, no es posible conocer en este momento la longitud del *string* ni cuántos de ellos son necesarios para la instalación por lo que conviene disponer de distintas longitudes de un mismo modelo.

Las características principales del seguidor se muestran a continuación junto con una imagen del catálogo, la cual, es un ejemplo perfecto para visualizar la instalación final. La dirección al pdf del catálogo completo puede consultarse en la bibliografía.

SELECCIÓN SEGUIDOR SOLAR COMERCIAL				
Empresa		Soltec		
Modelo		Single-Axis Tracker SF7		
PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS				
Ángulo de giro		40° ESTE - 40° OESTE (+120°)		
Sistema de dirección		Accionamiento de giro cerrado mediante motor DC		
Alimentación		Entrada universal AC/DC		
Material estructural		Acero Laminado S275		
Protección anticorrosión		Galvanizado en caliente ISO 1461		
Protección viento		21 m/seg - 75 km/h mediante anemómetro		
Ensayo de viento		Hasta 55 m/seg - 200 km/h		
Adaptabilidad al terreno		Pendiente N-S		17% aprox 10°
		Pendiente E-O		Ilimitada
DIMENSIONES				
Tensión DC	Configuración	LONGITUD	ALTURA	ANCHO
1000 V	2 x 38	38,1 m	3,95 m	3,92 m
	2 x 40	40,1 m	3,95 m	3,92 m
1500 V	2 x 42	42,1 m	3,95 m	3,92 m
	2 x 43.5	44,1 m	3,95 m	3,92 m
	2 x 45	45,1 m	3,95 m	3,92 m

Tabla 3 - "Selección seguidor solar comercial"

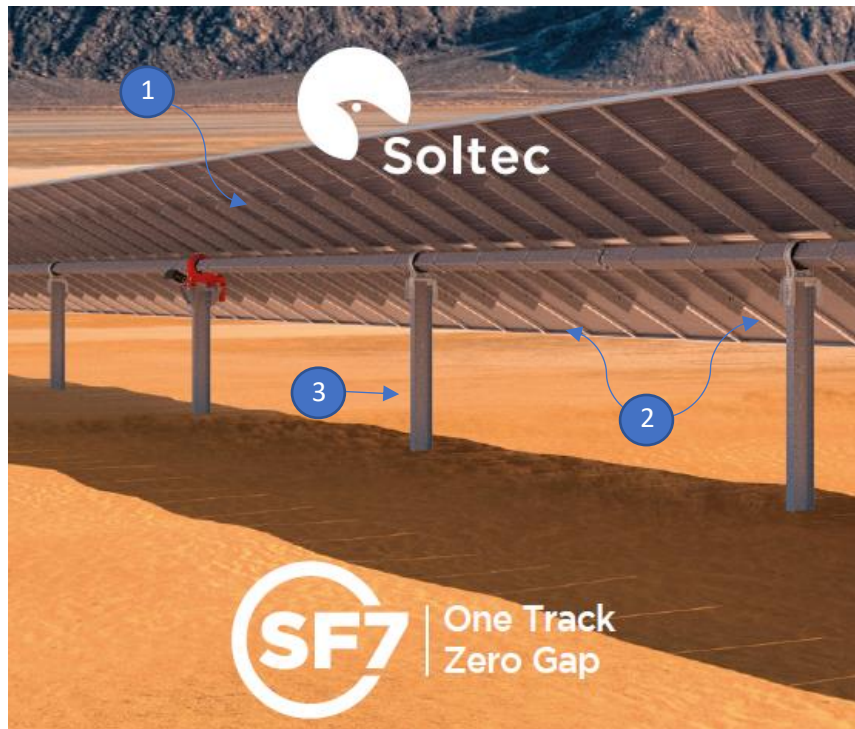


Figura 11 - "Seguidor Soltec SF7 y sus principales elementos"(Fuente: Catálogo Soltec)

En esta imagen se pueden observar los principales elementos que componen la estructura; el cargadero; las correas y los postes. La descripción de la función de cada uno de ellos, se ha obtenido del documento proporcionado por Tébar Martínez, E. ^[10]:

1. Correas: Perfil rectangular sobre los que descansan los módulos. Se aprecia como las correas son perpendiculares al eje que recorre la estructura.
2. Cargadero: Perfil rectangular que da apoyo continuo a las correas y distribuye los esfuerzos a los pilares. Como se puede ver en la figura se trata de un cargadero con forma de pórtico, el ideal para albergar una configuración 2V.
3. Poste o pica: Perfil o tubo que realizan la función de pilar

2.3.3 Caja de conexiones para DC

La caja de conexiones es el dispositivo que permite la conexión en paralelo de los string de forma segura ya que incorpora protecciones como fusibles o seccionadores. Las innovaciones en este tipo de equipos avanzan hacia la incorporación de elementos que permitan monitorizar los strings conectados a la caja, detectando posibles averías o mejorando la captación.

La única restricción que se impone en la búsqueda de un modelo comercial es que sea capaz de operar con la corriente máxima que se espera obtener de los strings que se conecten a la caja, cosa que dependerá del dimensionamiento de las distintas alternativas.

Existen numerosos fabricantes de cajas de conexión específicas para el área fotovoltaica, para este proyecto se ha seleccionado a la empresa HIS-Solar. En el catálogo de HISbox, cuyo enlace se encuentra en la bibliografía, se puede encontrar el apartado *HISbox DC Combiner 1000V* donde se muestra una tabla con las especificaciones de este modelo para distinto número de entradas. A continuación, se muestra un extracto de esta tabla para 10, 12 y 14 entradas, sabiendo que existen modelos con mayor número de entradas si fuera necesario.

SELECCIÓN CAJA DE CONEXIONES COMERCIAL			
Empresa	HIS		
Modelo	HISbox DC Combiner 1000V		
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS			
N° entradas	10 entradas	12 entradas	14 entradas
Tensión asignada	1000 V DC	1000 V DC	1000 V DC
Corriente máxima	250 A	250 A	250 A
Clase de protección	Clase II, aislado (acc. IEC 61140)	Clase II, aislado (acc. IEC 61140)	Clase II, aislado (acc. IEC 61140)
Normativa	IEC 61439-1-2	IEC 61439-1-2	IEC 61439-1-2
DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN			
Sobretensiones	Type 2 $I_n = 15 \text{ kA}$ $I_{max} = 40 \text{ A}$	Type 2 $I_n = 15 \text{ kA}$ $I_{max} = 40 \text{ A}$	Type 2 $I_n = 15 \text{ kA}$ $I_{max} = 40 \text{ A}$
Fusibles	Disponible	Disponible	Disponible
Seccionadores	250 A	250 A	250 A
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS			
Dimensiones	530 x 430 x 200 mm		
Material	Fibra de vidrio reforzada con polyester (GRP), estable frente rayos UV y ozono		
International Protection	IP 65 (IEC 60529)		
CONDICIONES MEDIOAMBITALES DE OPERACIÓN			
Temperatura ambiente	(-20, +55) °C		
Altitud sobre el nivel del mar	(2000, 4000) m		

Tabla 4 - "Selección caja de conexiones comercial"

Además de los variables técnicas necesarias, se ha obtenido de la página web del proveedor el siguiente recorte de una imagen publicitaria que muestra la posición de las cajas de conexiones en la instalación. Como se ve en la imagen, la caja se sitúa bajo la estructura con el objetivo reducir el calentamiento y las distancias hasta los strings, reduciendo también la longitud de cable necesaria.



Figura 12 - "Disposición de la caja de conexiones en la instalación" (Fuente: Catálogo HIS)

2.3.4 Inversores

El inversor es el equipo más importante para el dimensionamiento del parque, como se sabe, se trata de un dispositivo electrónico capaz de convertir una entrada de tensión y corriente continuas en una salida alterna mediante la conmutación controlada de un puente de diodos. El potencial de estos dispositivos es muy amplio ya que con la modulación necesaria son capaces de generar casi cualquier onda.

Este dispositivo se utiliza principalmente en electrónica de potencia o en energía fotovoltaica. Una de las aplicaciones principales en electrónica de potencia, como se ha visto durante la especialidad de Ingeniería Eléctrica, es como variador de frecuencia, entre otras. El objetivo es tomar energía de la red y poder modificarla para poder controlar el motor que alimenta. Este proceso, como indica Martínez, J.A. ^[11], “se realiza en dos pasos; Rectificador (AC fija a DC); Inversor (DC a AC ajustable), [...] obteniendo energía eléctrica alterna en frecuencia y de valor eficaz ajustable”. En cambio, en fotovoltaica, el mismo equipo se utiliza de manera inversa, aprovechando una corriente continua, generada por el generador fotovoltaico gracias al efecto fotoeléctrico, para convertirla en energía eléctrica alterna de valor eficaz constante, cumpliendo con los parámetros exigidos por la empresa gestora de la red.

Este proyecto se centra en los inversores destinados a instalaciones fotovoltaicas, los cuales se pueden clasificar según distintas características:

- Número de fases: Monofásicos o Trifásicos
- Tipo de conexión: Autónomos (*Off grid*) o De Conexión a red (*Grid tie*)
- Configuración del parque: Centrales, de String, multi-string o micro-inversores

Por tanto, el inversor necesario debe ser de conexión a red y trifásico para cumplir con las características de la red actual a la que se pretende conectar. El tipo de inversor necesario para el proyecto, además del convertidor DC/AC, debe llevar integrado otro convertidor, en este caso DC/DC. El conocido como MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), es el encargado de mantener el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia, el ideal de trabajo, aumentando el rendimiento de la instalación. Para ello, se monitoriza la salida del generador y se modifica la orientación del seguidor para aprovechar mejor las cualidades del campo fotovoltaico.

Además, el inversor *grid tie* debe cumplir las siguientes especificaciones, necesarias para el cumplimiento de las normas de seguridad y de funcionamiento establecidas:

- Factor de potencia igual a 1, Potencia aparente(S) = Potencia activa (P)
Como se trata de un equipo destinado a estar conectado toda su vida útil, una pequeña pérdida de potencia aparente en forma de potencia reactiva puede ser muy costosa tanto nivel energético como económico.
- Atenuar los armónicos de corriente a la frecuencia de conmutación del inversor
Los continuos cambios bruscos de tensión en el puente de diodos generan armónicos de corriente que se acaban en la red, produciendo caídas de tensión y con ellas, mayores pérdidas. En definitiva, debe cumplir las directivas de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética.

- La tensión generada por el inversor debe estar en fase con la tensión de red y con el desfase adecuada asegurando que la energía reactiva es 0 en el balance de potencias, garantizando la máxima conversión de energía.

El siguiente ejemplo, obtenido de las diapositivas de Sánchez, C. ^[12], muestra como a pesar de tener los mismos parámetros eficaces de tensión y corriente, el desfase de la onda genera pérdidas de potencia, como se observa en la gráfica inferior del caso 2.

Caso 1:

$i_{inyectada}$ en fase con v_{red} , $\phi = 0$
Factor de potencia = $\cos(\phi) = 1$

$V_{red(RMS)} = 230 \text{ V}$, $I_{inyectada(RMS)} = 7.07 \text{ A}$, $\phi = 0$
 $S_{inyectada} = 1.626 \text{ kVA}$
 $P_{inyectada} = S_{inyectada} = 1.626 \text{ kW}$

Caso 2:

$i_{inyectada}$ retrasada ángulo ϕ respecto a v_{red}
Factor de potencia = $\cos(\phi) < 1$, $P = S \cdot \cos(\phi) < S$

$V_{red(RMS)} = 230 \text{ V}$, $I_{inyectada(RMS)} = 7.07 \text{ A}$, $\phi = -30^\circ$
 $S_{inyectada} = 1.626 \text{ kVA}$
 $P_{inyectada} = S_{inyectada} \cdot \cos(\phi) = 1.4 \text{ kW}$

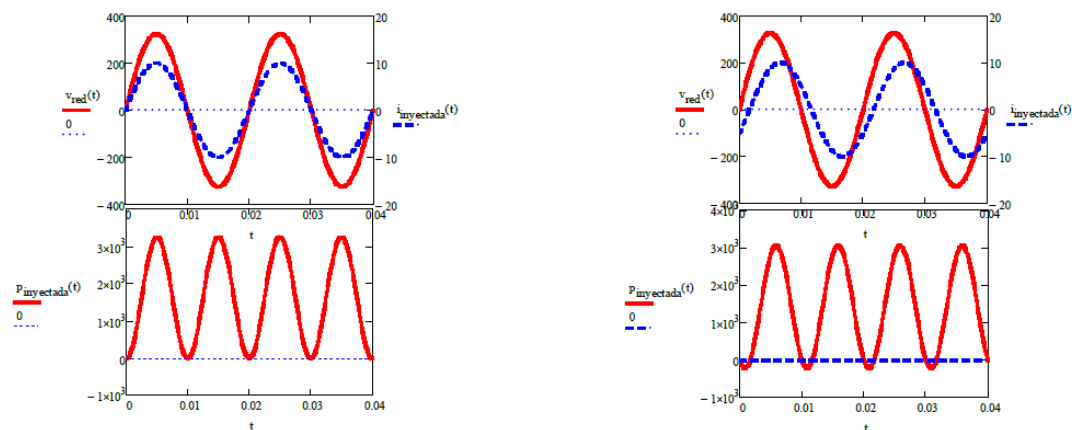


Figura 13 - "Ejemplo efectos desincronización" (Fuente: Sánchez Díaz, C. ^[12])

Tecnologías según la configuración del huerto fotovoltaico

El siguiente paso es definir la configuración del parque para proceder a la búsqueda de un inversor comercial. En este caso, la configuración no está restringida, es una elección del proyectista, por tanto, se pretenden analizar distintas alternativas de parque fotovoltaico para realizar una elección argumentada, fiable y de acuerdo a las condiciones concretas del proyecto.

Como se indica en la introducción de este apartado, según la disposición del sistema fotovoltaico se pueden encontrar distintos tipos de inversores con distintas ventajas e inconvenientes. Estos pueden clasificarse en: inversores centrales, inversores de string, multri-string o microinversores.

El parque fotovoltaico dispuesto para utilizar un inversor central (*central inverter*), está formado por distintas ramas que se conectan en paralelo al inversor. Esta configuración se emplea en grandes instalaciones y fueron las primeras en instalarse. Pueden utilizarse varios inversores en paralelo de forma que se independizan distintas zonas de la planta permitiendo cambiar la irradiancia o la orientación en cada una, además de poder desconectar algún inversor para disminuir la potencia entregada.

La configuración inversor string (*string inverter*) utiliza inversores de pequeña potencia conectados a cada uno de los string que se conectan en paralelo a la red. Las principales ventajas de esta configuración son; mayor modularidad, ya que permite strings de distinto número de módulos; los problemas de producción afectan a un string y no a toda la instalación y por último, reduce la longitud de cable ya que minimizan la distancia string-inversor. Sin embargo, en instalaciones de mediana o gran potencia, esta configuración supone un gran aumento de la inversión dado el número de strings necesarios para alcanzar la potencia necesaria.

El inversor multi-string o multi-tracker consiste en independizar cada string conectando cada uno a un MPPT distinto, optimizando el punto de trabajo de cada string por separado. El mismo principio sigue la disposición formada por microinversores, pero en este caso se va más allá instalando un pequeño inversor para cada panel. De esta forma se aumenta al máximo la modularidad del sistema fotovoltaico. La consecuencia inmediata de proyectar estas configuraciones para instalaciones de generación es aumento del coste por kWh, además del coste de mantenimiento.

Descritas las principales características de cada una de las configuraciones, es necesario conocer las protecciones que las distintas normativas exigen en el campo de la seguridad. Un inversor destinado a la producción de energía conectado a la red debe disponer de las siguientes protecciones:

- Protección frente a cortocircuitos en la parte de AC
- Tensión fuera del rango de operación: 80-110% V_{asignada}
- Frecuencia de red fuera del rango
- Protección frente a sobretensiones mediante varistores
- Protección frente a perturbaciones de la red (huecos de tensión, pulsos...)
- Protección contra el funcionamiento en modo isla

Selección de los modelos comerciales

Teniendo en cuenta las posibles alternativas de parque fotovoltaico y las protecciones necesarias, se ha decidido seleccionar tres tipos de inversores que son capaces de aportar la potencia necesaria por sí solos o por agrupación de los mismos. A la vista de las distintas especificaciones mostradas en el apartado anterior, se consultaron distintos fabricantes de inversores y finalmente se seleccionaron cuatro modelos distintos para tres tipologías de parque distintas. Estos proveedores son ABB e INGECONSun, que pertenece al Grupo Inge-Team. Ambas empresas destacan en este y otros sectores del mercado eléctrico y electrónico y su oferta se adecua a los requisitos del proyecto.

A continuación, se muestra la tabla extracto del catálogo de cada modelo para mostrar de forma resumida las variables técnicas más relevantes. Esta tabla está dividida en dos partes para no perder la verticalidad del documento. En la primera parte se puede encontrar los inversores propuestos para las alternativas de Inversor String e Inversor Central y en la segunda parte se encuentra la propuesta para inversores en paralelo.

SELECCIÓN DE INVERSORES COMERCIALES (Parte 1)		
Empresa	ABB	ABB
Modelo	PVS-175-TL	PVS800-57-0875kW-B
Tipología del parque	<i>INVERTER STRING</i>	<i>CENTRAL INVERTER</i>
ENTRADA (DC)		
Tensión máxima admisible	1500 V	1100 V
Rango de tensión de operación	650-1000 V	525-825 V
Número de entradas MPP indepntes.	12 u	1 u
Corriente de entrada máx. en cada MPPT	22 A	85,5 A
Corriente cortocircuito en cada entrada	30 A	- A
Número de entradas CC	24 u	8 a 20 u
PROTECCIONES ENTRADA		
Protección polaridad invertida	Diodo by-pass	Diodo by-pass
Protección sobretensiones (por entrada MPPT) – Varistor	1 unidad por entrada, Clase II	1 unidad por entrada, Clase II
Protección frente corrientes residuales	Dispositivo con $\Delta I = 400$ mA/módulo	Dispositivo con $\Delta I = 400$ mA/módulo
Fusibles disponibles (por entrada MPPT)	125 A / 1000 V	125 A / 1000 V
SALIDA (AC)		
Tipo de conexión a red de distribución	Sistema TN	Sistema IT o TN
Potencia asignada (30°C/40°C)	175 kW	875 kW
Potencia aparente máxima	185 kVA	1000 kVA
Tensión asignada	800 V	350 V
Corriente de salida máx.	134 A	1445 A
Frecuencia	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Factor de potencia ajustable	> 0.995	> 0.995
Distorsión armónica en corriente (THDi)	< 3%	<3%
PROTECCIONES SALIDA		
Seccionador externo	50 kA	Disponible
Protección anti-isla	Según normativa local	Disponible
Protección sobretensiones (salida)	Clase II con monitorización	Disponible
VARIABLES DE OPERACIÓN		
Eficiencia Máxima	98,7 %	98,7 %
Euroeficiencia	98,4 %	98,5 %
Consumo en vacío	<33 W	65 W
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
<i>International Protection</i>	IP65	IP42
Refrigeración	Forzada	Forzada, 7950 m3/h
Dimensiones	867x1086x419 mm	2630x2130x708 mm
Peso	77 kg	1800 kg
Normativa de seguridad	IEC/EN IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 301 489-1, EN 301 489-17, EN 300 328, EN 62311	

SELECCIÓN DE INVERSORES COMERCIALES (Parte 2)		
Empresa	Ingeteam, INGECON SUN	
Modelo	110TL B220	220TL B320
Tipología del parque	INVERSORES EN PARALELO	
ENTRADA (DC)		
Tensión máxima admisible	1000 V	1000 V
Rango de tensión de operación	405-820 V	468-820 V
Número de entradas MPP indepnte.	1 u	1 u
Corriente de entrada máx.	400 A	400 A
Número de entradas CC	4 u	4 u
PROTECCIONES ENTRADA		
Protección polaridad invertida	Diodo by-pass	Diodo by-pass
Protección sobretensiones (por entrada MPPT) - Varistor	Descargadores de sobretensiones, Clase II	Descargadores de sobretensiones, Clase II
Protección frente a corrientes residuales	Detector de fallos de aislamiento	Detector de fallos de aislamiento
Fusibles disponibles (por entrada MPPT)	Fusibles DC	Fusibles DC
Tipo de conexión a red de distribución	Sistema IT	Sistema IT
Potencia asignada (30°C/40°C)	110 kW	220,3 kW
Potencia aparente máxima	110 kVA	220,3 kVA
SALIDA (AC)		
Tensión asignada	400 V	400 V
Corriente de salida máx.	368 A	368 A
Frecuencia	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Factor de potencia ajustable	> 0.995	> 0.995
Distorsión armónica en corriente (THDi)	<3%	<3%
PROTECCIONES SALIDA		
Seccionador externo	Disponible	Disponible
Protección anti-isla	Disponible	Disponible
Protección sobretensiones (salida)	Clase II con monitorización	Clase II con monitorización
VARIABLES DE OPERACIÓN		
Eficiencia Máxima	98,1 %	98,7 %
Euroeficiencia	97,7 %	98,4 %
Consumo en vacío	30 W	30 W
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
International Protection	IP20	IP20
Refrigeración	Forzada, 2600 m3/h	Forzada, 2600 m3/h
Dimensiones	1761x1031x877 mm	1761x1031x877 mm
Peso	600 kg	600 kg
Normativa de seguridad	CE, EN 6100-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC 6216CE, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC 62116	

Tabla 5 - "Selección de inversores comerciales"

2.3.5 Alternativas y disposición final

Finalmente, en este apartado se seleccionará una configuración de huerto fotovoltaico utilizando los equipos seleccionados en las páginas anteriores. En primer lugar, se presenta cada una de las alternativas por separado, indicando; los equipos utilizados; los resultados del dimensionamiento y sus principales ventajas. Por último se realizará un análisis comparativo de las distintas propuestas y se seleccionará la más adecuada para el proyecto.

Se debe tener en cuenta que en todas las alternativas se pretende optimizar el rendimiento de la inversión. Por tanto, todas ellas se proyectarán en la porción de terreno de forma lo más cuadrática y simétrica posible. El objetivo es reducir la distancia entre los módulos, el inversor y el transformador, disminuyendo la longitud de cable necesaria y las caídas de tensión.

La primera alternativa es utilizar una configuración *string inverter*, indicada para pequeña y mediana potencia. Se pretende utilizar 5 inversores de 175 kVA cada uno, alcanzando una potencia asignada superior a la establecida al comienzo del proyecto. Este hecho que no es de gran importancia pues las necesidades quedarían igualmente cubiertas. Esta disposición garantizaría la localización de cualquier avería gracias a su mayor modularidad frente al resto de propuestas. El mayor número de inversores permitirá dividir la planta en un mayor número de zonas, hecho que facilitaría la regulación de potencia activa entregada por el parque. La siguiente tabla recoge los resultados de esta primera propuesta.

ALTERNATIVA 1: STRING INVERTER	
Inversor	ABB / PVS-175-TL (x5)
Módulo	Atersa / A-330P
Seguidor	Soltec / SF7 (40m)
Resultados del dimensionamiento	
Pot. Asignada	875 kWn
Pot. Pico	792 kWp
N	2400 módulos
np	20 mód/string
ns	2 string/caja
nc	60 cajas
Nstring	120 string
Disposición de los string en el seguidor	
Configuración	2Vx40
Nstring/tracker	4 string/tracker
Ntracker	30 estructuras

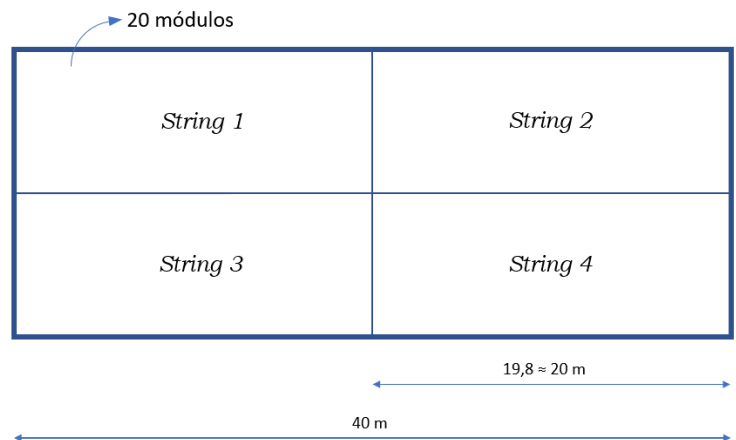


Figura 14 - "Distribución de los módulos ALTERNATIVA 1"

Tabla 6 - "Dimensionamiento ALTERNATIVA 1"

La segunda propuesta utiliza una configuración de inversores en paralelo. En este tipo de configuración resulta habitual utilizar uno de los inversores como maestro, el cual se prioriza con respecto al resto (esclavos). Esta disposición aumenta el rendimiento del proceso de conversión de DC a AC, ya que, en momentos como el amanecer, el inversor maestro puede lidiar con toda la potencia. Sin embargo, restringe en gran medida la operación de la planta ya que toda ella depende del inversor maestro y una avería en el mismo supondría una parada generalizada. Como se ha explicado en el apartado anterior, es posible la conexión en paralelo sin establecer prioridades permitiendo la regulación de potencia, requisito indispensable para el proyecto.

Además, se debe tener en cuenta que la sincronización entre los inversores es crucial, ya que la salida de los mismos, se combina en un cuadro de baja tensión. Si las ondas no están correctamente desfasadas, como se ha estudiado en todas las asignaturas referentes a la Ingeniería Eléctrica; la superposición de las mismas no cumplirá los requisitos de la red; puede dañar los equipos situados aguas abajo; sobre todo, genera pérdidas de potencia de pequeño valor porcentual instantáneo pero inadmisibles para toda la vida útil de la planta. En este caso, los inversores de IngeconSUN seleccionados, como se indica en el catálogo del fabricante, pueden incorporar opcionalmente un accesorio para la sincronización con otros inversores para la conexión al mismo transformador de MT, solucionando dicho problema.

Se pretenden instalar tres inversores de 200 kVA y dos inversores de 110 kVA, aumentando considerablemente la potencia asignada proyectada al inicio del documento y permitiendo la regulación del huerto. Para obtener una mayor intensidad por ramal se ha decidido utilizar en esta alternativa el panel de Longi-Solar con tecnología *half-cell*, finalmente los resultados obtenidos del dimensionamiento son los siguientes. Al igual que en la tabla anterior, se dispone de un croquis que esquematiza la distribución de los módulos en el seguidor, de esta forma se demuestra la viabilidad de la propuesta en cuanto al montaje.

ALTERNATIVA 2: INVERSORES EN PARALELO	
Inversores	IngeconSUN / 110TL B220 (x2) 200TL B320 (x3)
Módulo	Longi-Solar / LR4-60HPH-370M
Seguidor	Soltec / SF7 (40m)
Resultados del dimensionamiento	
Pot. Asignada	820 kW
Pot. Pico	899,84 kWp
N	2432 módulos
np	19 mod/string
ns	8 string/caja
nc	16 cajas
Nstring	128 string
Disposición de los string en el seguidor	
Configuración	2Vx38
Nstring/tracker	4 string/tracker
Ntracker	32 estructuras

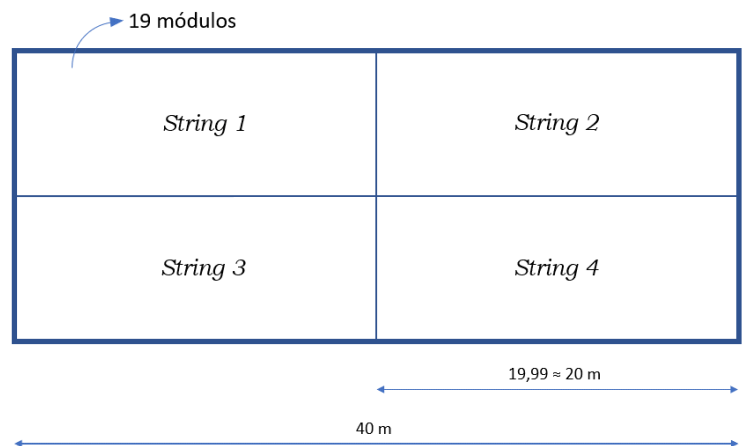


Figura 15 - "Distribución de los módulos ALTERNATIVA 2"

Tabla 7 - "Dimensionamiento ALTERNATIVA 2"

La última alternativa, inversor central, destaca por su simplicidad de montaje y la menor inversión en equipamiento necesaria. En esta alternativa, se ha utilizado el panel de JinkoSolar y un único inversor de 875kVA, cumpliendo con la tendencia actual de mercado a utilizar inversores de la mayor potencia posible. Además, en este caso, la menor longitud de string permite introducir un string más en el seguidor, lo que también reduciría los costes en la compra de las estructuras, aunque como se analizará más adelante, esta posibilidad no es precisamente una ventaja.

ALTERNATIVA 3: INVERSOR CENTRAL	
Inversor	ABB / PVS800-57-0875kW-B
Módulo	JinkoSolar / JKM340PP-72-V
Seguidor	Soltec / SF7 (40m)
Resultados del dimensionamiento	
Pot. Asignada	875 kW
Pot. Pico	979,2 kWp
N	2880 módulos
np	16 mod/string
ns	9 string/caja
nc	20 cajas
Nstring	180 string
Disposición de los string en el seguidor	
Configuración	2Vx40
Nstring/tracker	5 string/tracker
Ntracker	36 estructuras

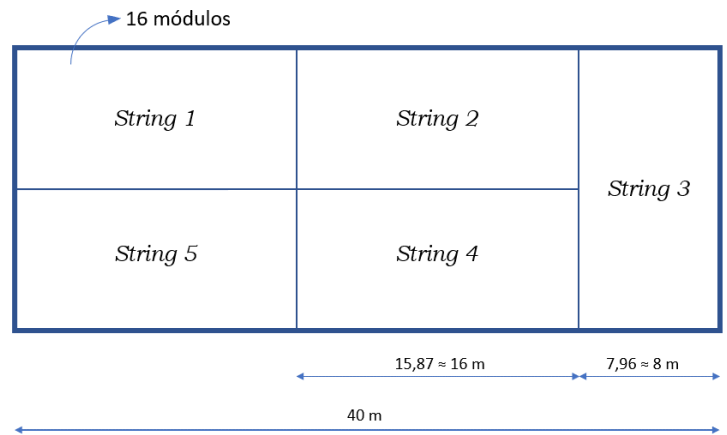


Figura 16 - "Distribución de los módulos ALTERNATIVA 3"

Tabla 8 - "Dimensionamiento ALTERNATIVA 3"

A primera vista, las tres propuestas pueden resultar viables para el proyecto, sin embargo, analizando al detalle, solo una de las anteriores incluye todos los requisitos necesarios para la implantación de este proyecto y optimiza el funcionamiento del mismo. Este análisis pretende discernir de manera razonada cuál de estas alternativas es la finalmente seleccionada.

En primer lugar, pese a la menor inversión, se descartó la última alternativa por dos motivos principales. El primero de ellos es que esta disposición no permite la regulación, hecho que es absolutamente necesario para hacer operar correctamente el futuro sistema eléctrico de Aras de los Olmos. El segundo es la disposición de los strings en la estructura seguidora. Como puede verse en el croquis que muestra la Figura 16 - "Distribución de los módulos ALTERNATIVA 3", el string número 3 quedaría situado en las dos filas que se montan en el seguidor. Esto no incumpliría la configuración 2V, pues los módulos pueden situarse en vertical y conectarse en serie formando un único string, el problema es el siguiente. Como se sabe, las células de los módulos están conectadas en serie y la corriente máxima que es capaz de entregar el módulo es la menor de las producidas en cada una de sus células. Es decir, si el módulo se encuentra parcialmente sombreado, solo será capaz de entregar la corriente que la célula sombreada sea capaz de generar. Por tanto, si situamos un string en dos filas distintas, en situaciones como el amanecer o el atardecer donde la irradiancia no es uniforme en ambas filas del seguidor, la corriente generada por dicho string quedaría restringida, suponiendo pérdidas de potencia durante toda la vida útil de la planta, un hecho inadmisibles.

En las dos alternativas restantes no se da esta situación ya que permiten la regulación y cumplen con la configuración 2V sin suponer pérdidas adicionales. Por tanto, son otros parámetros los que permiten tomar la decisión. En primer lugar, una mayor potencia unitaria del módulo fotovoltaico supone un menor número de módulos para conseguir la misma potencia, por tanto, el panel de Longi-Solar supondría una menor inversión. Además, atendiendo a la tecnología empleada en la fabricación de los módulos, un módulo monocristalino resultará más adecuado teniendo en cuenta el clima de Aras de Olmos. Al tratarse de un clima de montaña, es preferible

una mejor captación luz difusa frente a posibles problemas de sobrecalentamientos, ya que el clima se caracteriza por veranos suaves y de corta duración.

Por último, se tiene en cuenta la cantidad de equipos necesarios para el diseño de la instalación. Al pretender instalar una potencia cercana al MW, la disposición inversor *string* precisa de 5 inversores y 60 cajas de conexión para su implantación mientras que, si utilizamos la segunda propuesta, el número de inversores no disminuye, sin embargo el número de cajas de conexión se reduce considerablemente, reduciendo la inversión en equipamiento en gran medida. Además, el catálogo del proveedor seleccionado para el inversor, no especifica la posibilidad de sincronizar más de uno de sus equipos.

Por todo ello, se ha decidido implementar la alternativa número 2, donde se propone disponer cinco inversores, que supongan 5 escalones de potencia, en paralelo. No se utilizará la configuración maestro esclavo por los motivos expuestos en este mismo apartado.

2.4 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Seleccionados todos los equipos necesarios, se procede al dimensionamiento del parque fotovoltaico. En este apartado, se muestran todos los procedimientos, las consideraciones previas y los resultados de cada una de las partes necesarias para el cálculo del huerto fotovoltaico. Además, se muestran los equipos cuyas variables técnicas no eran determinantes para el dimensionamiento como pueden ser los cables fotovoltaicos.

2.4.1 Estudio de sombras. Distancia entre seguidores

En primer lugar, se debe realizar un estudio de sombras para poder disponer las estructuras seguidoras en la porción de terreno seleccionada. Básicamente este apartado pretende cuantificar separación mínima entre las filas de módulos, es decir, la distancia entre las estructuras seguidoras.

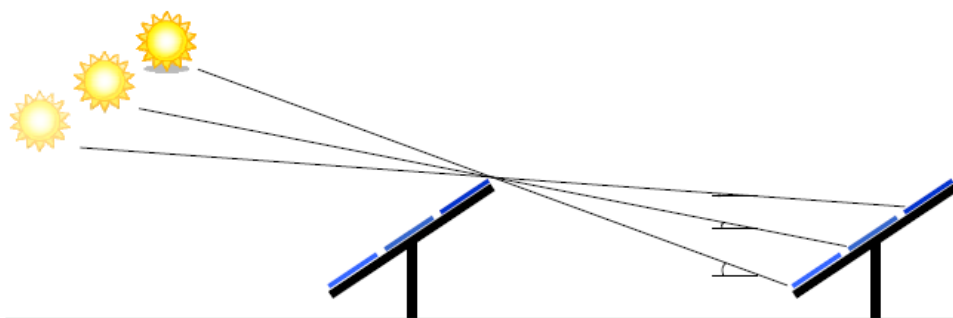


Figura 17 - "Sombras entre estructuras seguidoras" (Fuente: DAFNNOOS^[13])

Dado el carácter académico del proyecto se decidió utilizar dos métodos distintos para el cálculo de la separación; el cálculo simplificado que establece el Pliego de condiciones del IDAE y el método puramente trigonométrico. Los datos necesarios para la realización de ambos métodos son:

DATOS INICIALES		
Latitud	39,951°	
Posición del sol durante el solsticio de invierno		
Hora Solar	Acimut (Ψ)	Elevación (γ)
10:00	30°	23,5°
14:00	-30°	23,5°
Dimensiones del seguidor en config. 2V		
Largo (l)	Ancho (L)	Inclinación (I)
38,1 m	3,544 m	60°

Tabla 9 - "Datos del estudio de sombras"

El Anexo III del Pliego de condiciones del IDAE ^[14] 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". Por ello, la tabla anterior muestra la posición del sol dos horas antes y después del mediodía. Estos datos han sido obtenidos de la carta solar de Aras de los Olmos.

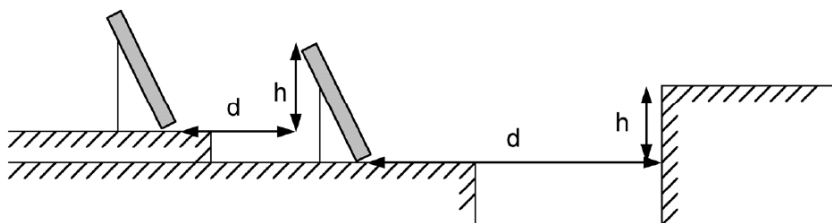


Figura 18 - "Distancia entre módulos. Pliego de Condiciones del IDAE"

Utilizando como referencia la siguiente imagen, el citado Anexo muestra la siguiente expresión para el cálculo de la distancia entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente. En este caso, no se considera pendiente E-O en la porción de terreno, gracias al movimiento de tierras, la altura (h) máxima se dará en el momento de máxima inclinación del panel:

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

Sin embargo, la distancia que se pretende obtener es la separación entre los postes de dos estructuras seguidoras paralelas (d_r). La ecuación que permite obtener dicha distancia, en el punto de máxima inclinación, es:

$$d_{r1} = d + L \cos(I)$$

Deducir dicha distancia utilizando la trigonometría a priori debe proporcionar resultados menos restrictivos ya que, como en todo método simplificado normalizado, el IDAE utiliza un coeficiente de seguridad mayor que abale su propuesta en un mayor número de casos. Para establecer las ecuaciones es preciso mostrar las siguientes figuras:

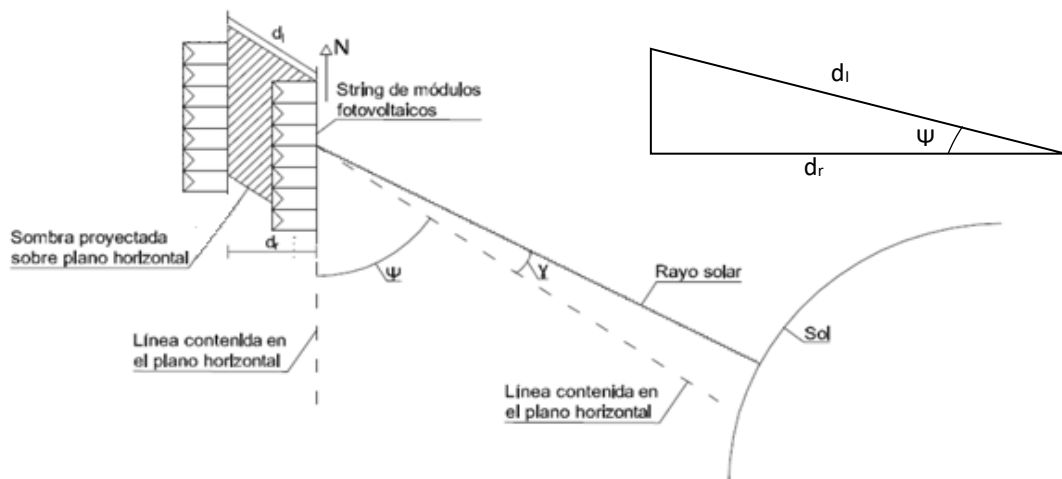


Figura 19 - "Situación del sol respecto al módulo. Esquema 3D"(Fuente: Maldonado Anrrubia, M. [15])

En el esquema 3D presentado, se puede observar la situación de dos filas de strings consecutivas al azar, con respecto al sol, en el instante en que la sombra generada ocupa una mayor distancia. En la figura se pueden observar los ángulos de elevación(γ) y acimut (Ψ) y la sombra proyectada sobre el plano horizontal, es decir, el terreno. Observando detenidamente, vemos como la distancia d_i se corresponde con la distancia entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente, sin embargo, es una distancia inclinada (en azimut) y la distancia que realmente se pretende obtener es d_r para conocer la distancia entre los postes de ambas filas de strings. Para detallar este hecho se muestra a continuación el esquema 2D, fijando el eje azimutal para obtener la distancia d_i y con ella la distancia d_r .

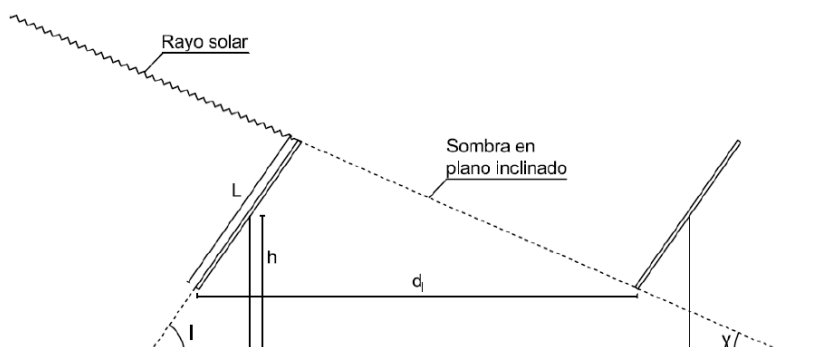


Figura 20 - "Situación del sol respecto al módulo. Esquema 2D"(Fuente: Maldonado Anrrubia, M. [15])

$$d_i = L \cos(I) + L \frac{\sin(I)}{\tan(\gamma)}$$

$$d_{r2} = d_i \cos(\Psi)$$

Los resultados obtenidos por ambos métodos se muestran en la siguiente tabla:

RESULTADOS DEL ESTUDIO DE SOMBRAS	
Método	IDAE
d	7,975 m
d_{r1}	9,747 m
Método	Trigonométrico
d_i	8,831 m
d_{r2}	6,770 m

Tabla 10 - "Resultados del estudio de sombras por ambos métodos"

A la vista de los resultados obtenidos se ha decidido disponer una distancia de 10 m entre las filas consecutivas de strings. Se considera que tanto la caseta de los inversores como la del transformador no alcanzan la altura del seguidor por tanto, manteniendo los 10 m de distancia con cualquier fila de módulos se cumplirá la condición fijada por el IDAE. Una vez conocida la distancia entre strings puede realizarse la disposición del parque fotovoltaico la cual se muestra en el plano general de la planta, adjunto a este documento. Esta distancia se considera suficiente para el paso de vehículos por los pasillos para labores de mantenimiento. Dada la altura de los seguidores que se han dispuesto y la mejora en cuanto a captación, se consideran despreciables las pérdidas generadas por las sombras de estos vehículos.

2.4.2 Dimensionamiento del parque

El siguiente paso fue el dimensionamiento del parque, aunque los resultados del dimensionamiento han sido adelantados en el apartado 2.3.5 Alternativas y disposición final, este apartado detalla los cálculos necesarios para cada una de las alternativas. En primer lugar, se presentan las ecuaciones utilizadas, describiendo cada una de las variables de las que dependen. Para terminar, se muestra una tabla resumen que recoge todos los datos y los resultados de cada una de las alternativas.

Los objetivos del dimensionamiento son; obtener el número total de módulos requeridos; obtener la máxima agrupación de los mismos en serie (longitud de string); el número de cajas de conexión y de estructuras seguidoras necesarias. A continuación, se exponen de forma detallada los pasos para cumplir dichos objetivos.

1. Estimar el número de módulos totales
2. Calcular el número de módulos conectados en serie (n_p , módulos/string)
3. Considerar las entradas del inversor a ocupar (n_i , entradas inversor)
4. Obtener el número de strings conectados en paralelo a una caja de conexiones (n_s , string/box)
5. Calcular el número concreto de módulos totales a utilizar y la potencia pico de la planta

En primer lugar, es habitual estimar el número total de módulos a partir de la relación potencia pico de la planta y la potencia pico de un único módulo. Más tarde se obtendrá de forma exacta, pero este primer paso aporta un orden de magnitud al dato de la potencia pico de la planta y posibilita la detección de posibles errores durante el procedimiento. Sabiendo que la potencia pico de la planta es entre un 10 y 20% mayor que la asignada, se obtiene:

$$N_{estimada} \approx \frac{1.15 * P_{nom.planta}}{P_{pico.módulo}}$$

El siguiente paso es obtener la longitud del string, es decir, la cantidad de módulos individuales que se conectarán en serie. Este parámetro depende tanto de las variables específicas del panel como del inversor seleccionados y se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- La tensión entregada por el panel depende de la temperatura de las células. Dicho efecto se tiene en cuenta utilizando el coeficiente de temperatura V_{oc} , proporcionado por el proveedor en el catálogo de especificaciones del módulo.

- La tensión de funcionamiento del string debe situarse en el rango de tensión de operación del inversor para garantizar el seguimiento del punto de máxima potencia MPP.
- La tensión máxima del string ha de ser menor que la tensión máxima del sistema, en este caso 1000 V DC.

El primer paso para obtener la longitud del string, es obtener el rango de temperaturas máximo que deberán soportar las células de cualquier módulo de la instalación. La temperatura mínima se considerará igual a la temperatura mínima obtenida de los registros de históricos de temperaturas en Aras de los Olmos [5]. En cambio, la temperatura máxima a la que podrá llegar la célula se considera la máxima durante el día más caluroso del año con un nivel de irradiancia máximo. Estas temperaturas son las siguientes:

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

$$T_{\max_ambiente} = 34\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\max_célula} = T_{\max_ambiente} + G (TONC - 20)/800$$

Donde,

- G (W/m^2), Irradiancia superficial
Se considera de $1000\text{ W}/\text{m}^2$ durante un día soleado con el sol situado en su punto más alto.
- $TONC$ ($^{\circ}\text{C}$), Temperatura de Operación Asignada de la Célula
Parámetro proporcionado por el fabricante, cuantificado en condiciones específicas de; irradiancia; temperatura ambiente y viento; las cuales se encuentran en el catálogo del módulo fotovoltaico seleccionado.

El parámetro necesario para obtener la longitud máxima del string se obtiene mediante la siguiente hipótesis. La tensión máxima del string ha de ser inferior a la tensión máxima del seguidor MPPT del inversor, y esta, se da en circuito abierto cuando las células soportan la temperatura mínima, $V_{oc}(T_{\min})$.

$$V_{oc}(T_{\min}) = V_{oc} + V_{oc} * C_{temp_{V_{oc}}}/100 * (T_{\min_célula} - 25)$$

$$N_{string_máx} = V_{máx_MPP(25^{\circ}\text{C})} / V_{oc}(T_{\min})$$

Donde,

- V_{oc} (V), Tensión del módulo en circuito abierto
Dato obtenido del catálogo del fabricante del módulo fotovoltaico.
- $C_{temp_V_{oc}}$ ($\%/^{\circ}\text{C}$), Coeficiente de temperatura V_{oc}
Dato obtenido del catálogo del fabricante del módulo fotovoltaico.
- $V_{máx_MPP(25^{\circ}\text{C})}$, tensión máxima de operación del seguidor MPPT a temperatura de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$
Dato obtenido del catálogo del fabricante del inversor seleccionado.

La longitud mínima del string que garantiza el funcionamiento del seguidor MPP del inversor, se obtiene a partir de la mínima tensión de string que se da cuando las células trabajan en el punto de máxima potencia a temperatura máxima, $V_{MPP}(T_{máx})$.

$$V_{MPP}(T_{máx}) = V_{mpp} + V_{mpp} * C_{temp_{V_{oc}}}/100 * (T_{máx_célula} - 25)$$

$$N_{string_min} = V_{\min MPP(25^{\circ}C)} / V_{oc(Tmin)}$$

Donde,

- V_{mpp} (V), Tensión entregada por el módulo en el punto de máxima potencia MPP
Dato obtenido del catálogo del fabricante del módulo fotovoltaico.
- $C_{tempVoc}$ (%/°C), Coeficiente de temperatura V_{oc}
Dato obtenido del catálogo del fabricante del módulo fotovoltaico.
- $V_{máxMPP(50^{\circ}C)}$, tensión mínima de operación del seguidor MPPT a temperatura de 25 °C
Dato obtenido del catálogo del fabricante del inversor seleccionado.

Una vez obtenidos ambos parámetros, se establece el número de módulos que formarán el string (n_p , módulos/string) teniendo en cuenta que el método utilizado es bastante conservador por lo que podrá elevarse la cantidad de módulos en serie ligeramente mientras se cumplan las condiciones de seguridad de los equipos mencionadas. Con la longitud del string fijada, se obtiene la tensión en abierto del string y la corriente de cortocircuito, teniendo en cuenta que los módulos están conectados en serie:

$$I_{string} = I_{sc}$$

$$V_{string} = n_p * V_{oc}$$

Donde,

- I_{sc} (A), Corriente de cortocircuito
Dato obtenido del catálogo del fabricante del módulo fotovoltaico.

Estos datos permiten determinar el número de strings que pueden conectarse a una misma caja de conexiones completando el cuarto paso del dimensionamiento. Pero antes de obtener dicho dato, es necesario considerar cuántas de las entradas del inversor van a ser utilizadas. Teniendo en cuenta el proyecto que se pretende implantar es posible que fuera necesario dejar entradas del inversor libres de forma previsoramente para posibles ampliaciones de la instalación fotovoltaica. Sin embargo, vista la gran superficie de la que se dispone en la parcela para posibles ampliaciones y que dejar entradas libres supone un desaprovechamiento energético pues el inversor no podrá trabajar a su máxima potencia, no se contempla dejar entradas libres. A cada entrada se conectará una única caja de conexiones, de este modo:

$$n_i = N_{entradas} = N_{box}$$

Teniendo en cuenta el número de entradas del inversor y el dato de corriente máxima de entrada al seguidor MPPT del mismo, se dividen ambos datos para obtener la corriente máxima por entrada. El número de strings que puede conectarse en paralelo a una caja de conexiones se obtiene a partir de dicho dato de la siguiente forma:

$$n_s' = \frac{I_{máx_entrada}}{I_{string}}$$

En este caso, este valor no puede redondearse al alza estrictamente pues se incumpliría la condición de corriente total admisible por el inversor. Además, se debe comprobar que la tensión del string se encuentre en el rango de tensiones de operación del inversor. Dicha consideración se cumple en todos los casos pues todos los equipos se han seleccionado para una tensión de 1000 V DC. Por último, el quinto paso es obtener el número total de módulos

necesarios en cada alternativa y a partir de él, el número de strings y la potencia pico del parque, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$N = n_p * n_s * n_i$$

$$N_{string} = \frac{N}{n_p}$$

$$P_{pico_planta} = N * P_{pico_módulo}$$

A continuación, se muestra la tabla que recoge todo el procedimiento descrito en este apartado para cada una de las alternativas. Dicha tabla se estructura de la siguiente forma, en primer lugar, se pueden observar las variables que dependen exclusivamente del módulo fotovoltaico seguidas de los datos del inversor. A continuación, se muestran los resultados del procedimiento desarrollado en lo referente a strings y cajas de conexiones del parque fotovoltaico.

DIMENSIONAMIENTO DE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS			
	STRING INVERTER	INVERSOR PARALELO	CENTRAL INVERTER
MÓDULO FOTOVOLTAICO			
	Atersa / A-330P	Longi-Solar / LR4-60HPH-370M	JinkoSolar / JKM340PP-72-V
TONC	45 °C	45 °C	45 °C
Tmax celula	65,25 °C	65,250 °C	65,25 °C
Isc(Tmax)	9,196 A	11,631 A	9,443 A
Impp(Tmax)	8,789 A	11,109 A	9,125 A
Voc(Tmin)	51,498 V	44,962 V	52,065 V
Vmpp(Tmax)	33,236 V	30,175 V	33,434 V
INVERSOR			
	ABB / PVS-175-TL (x5)	IngeconSUN / 140TL B220 (x1) 200TL B320 (x3)	ABB / PVS800-57-0875kW-B
VmaxMPPT (25°C)	1000 V	820 V	825 V
VminMPPT (25°C)	625 V	525 V	405 V
Imax/entrada	22 A	100 A	85,5 A
Nentradas	60 u	16 u	20 u
STRINGS			
Nmaxstring	19,42 u	18,24 u	15,85 u
Nminstring	18,80 u	17,40 u	12,11 u
np	20 mod/string	19 mod/string	16 mod/string
Istring	9,050 A	11,370 A	9,220 A
Vstring	937,0 V	784,7 V	855,0 V
CAJAS DE CONEXIÓN			
ns'	2,431 u	8,795 u	9,273 u
ns	2 string/box	8 string/box	9 string/box
PARQUE FOTOVOLTAICO			
N	2400 módulos	2432 módulos	2880 módulos
Nstring	120 string	128 string	180 string
Nbox	60 cajas	16 cajas	20 cajas
Ppico	792 kWp	899,84 kWp	979,2 kWp

Tabla 11 - "Dimensionamiento de las distintas alternativas"

Una vez dimensionadas, se continuo con la disposición de los strings en los seguidores para poder obtener el número de estructuras necesarias. La disposición de los strings para cada una de las alternativas se muestra en el apartado 2.3.5 "Alternativas y disposición final" y como se argumenta en este apartado la alternativa seleccionada en la número 2, inversores en paralelo. A partir de este punto, el documento se centrará únicamente en dicha alternativa.

La alternativa seleccionada utiliza cadenas de strings de 19 módulos fotovoltaicos con una longitud de 20 m. Cumpliendo con la configuración 2V para el panel de Longi-solar y con la disposición mostrada a modo de esquema en el citado subcapítulo anterior, se precisa de un seguidor SF7 de Soltec de una longitud de 40 m para poder colocar 4 strings por estructura.

$$N_{tracker} = N_{string} / 4 = 32 \text{ trackers}$$

Tal y como se muestra en el plano correspondiente y en el siguiente croquis se colocaron los 32 trackers de forma que se aprovechara la carretera que discurre por la parte izquierda de la porción de terreno seleccionada. Se contempló espacio para la entrada y las casetas tanto de los inversores como del transformador las cuales se seleccionarán en el capítulo posterior. Como puede observarse en la figura, se colocarán dos filas de 12 estructuras y una fila de 8 estructuras.

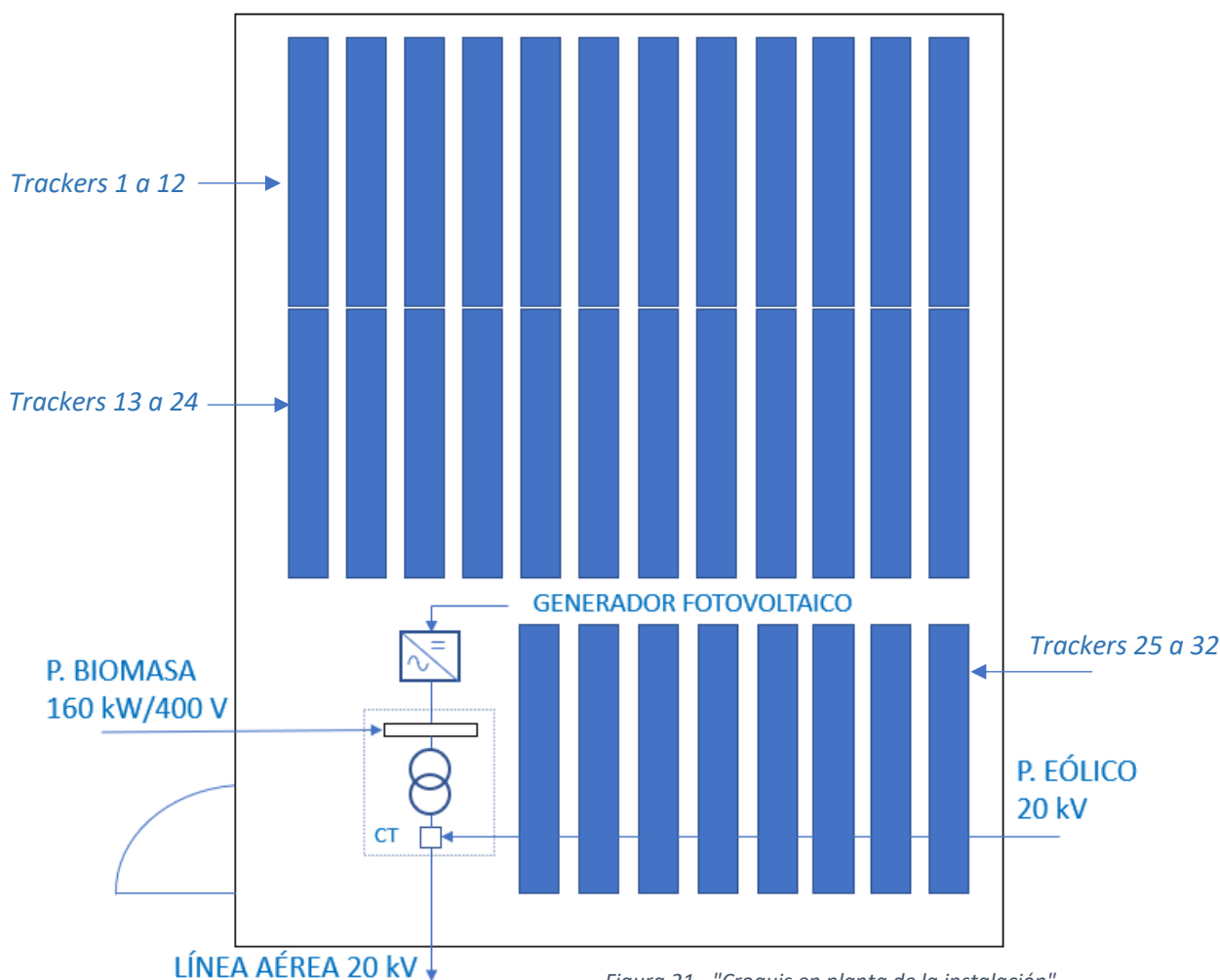


Figura 21 - "Croquis en planta de la instalación"

2.4.3 Dimensionamiento eléctrico

El siguiente paso al dimensionamiento en cuanto equipos fotovoltaicos es el dimensionamiento eléctrico de la instalación. El diseño y cálculo del cableado de la instalación, concretamente en lo referente a baja tensión, se establece en la ITC-BT-40 del REBT complementado por; distintas Normas UNE orientadas a instalaciones fotovoltaicas y el pliego de condiciones del IDAE, a los cuales se referenciará el documento cuando sea preciso.

Como puede observarse en la siguiente imagen obtenida del documento de Prysmian Group ^[16], las interconexiones necesarias pueden agruparse en 5 redes, las cuales se pueden analizar de forma independiente. Esta separación es conveniente para el dimensionamiento pues dichas redes están separadas unas de las otras por los equipos seleccionados, constituyendo los tramos a dimensionar. Además, estas redes precisan de modelos de conductor distintos y el citado documento ofrece dos o más modelos distintos para cada una de ellas. Estas redes son:

1. Interconexión de los paneles y campo solar (*Leap-frog connection*, Tramo 1)
 2. Red de baja tensión en corriente continua (Tramo 2)
 3. Red de baja tensión en corriente alterna (Tramo 3 y 4)
 4. Red de media tensión (Tramo 5)
 5. Red de comunicaciones
- } DC
 } AC

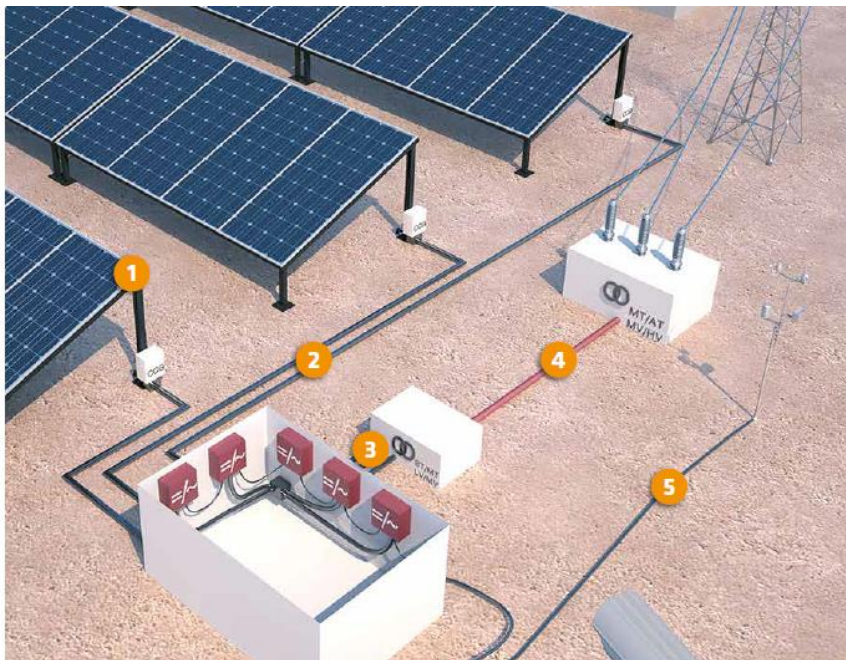


Figura 22 - "Redes interconexión del parque fotovoltaico" (Fuente: Prysmian Group ^[16])

En este capítulo se pretende dimensionar la parte de baja tensión correspondiente con la parte de corriente continua, es decir, se dimensionarán los cables hasta llegar al inversor. Esta longitud de cable se divide en dos tramos diferenciados para su cálculo; el primero desde el string a la caja combinadora y el segundo, como ya se mencionado, hasta el inversor.

- TRAMO 1: *String – DC Box*
- TRAMO 2: *DC Box – Inverter*

Los tramos restantes se dimensionarán en los capítulos posteriores, teniendo en cuenta que la red de comunicaciones queda fuera del alcance de este TFM. Además, en este caso, solo habrá un escalón de tensión. Como se describirá y justificará en el “Capítulo 3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN”, se pasará de una tensión de 400 V (BT) a la salida del inversor a 20 kV (MT) en el secundario del transformador para, a partir de ahí, dimensionar la línea que unirá una parte del complejo energético con la red actual que abastece el pueblo.

CABLEADO NECESARIO

El primer paso es la selección de cableado comercial. Es precisa una tabla de características con las variables técnicas necesarias para el cálculo y la obtención del diámetro final. Además, estos datos serán también necesarios para completar el presupuesto de la instalación.

Resulta importante destacar que las condiciones de operación de un conductor empleado en una instalación fotovoltaica son significativamente más exigentes que en una instalación de baja tensión al uso. Principalmente por estar situados en el exterior, se ven más afectados por las condiciones ambientales. Por este motivo, se elaboró una norma UNE en 2015, concretamente la 50618:2015, que recoge las condiciones y requisitos que deberán cumplir los conductores destinados concretamente a este tipo de instalaciones. Debido al carácter de esta norma, estas características son de obligado cumplimiento y a continuación se exponen junto a la normativa que las establece.

1. Resistencia a la intemperie
 - Temperatura máxima del conductor 120 °C (IEC 60216)
 - Resistencia a temperaturas extremas, mínima -40 °C (IEC 60811-1-4)
 - Resistencia a los rayos ultravioletas (UV) (UL 1581)
 - Resistencia al ozono (IEC 60811-2-1)
 - Resistencia a la absorción de agua (IEC 60811-1-3)
2. Resistencia mecánica
 - Resistencia al impacto (IEC 60811-1-4)
 - Resistencia a la abrasión (EN 50305)
 - Resistencia al desgarro (IEC 61034-2)
3. Vida útil
 - Garantizar una vida útil de 30 años (IEC 60216)
4. Ecológico, Alta Seguridad (AS)
 - Libre de halógenos (IEC 60754-1)
 - Baja emisión de gases corrosivos (IEC 60754-2)
 - Baja opacidad de humos (IEC EN 60134-2)
 - No propagador del incendio (IEC 60332-3)

Para la realización del presente proyecto se ha escogido a como proveedor a la empresa Prysmian Group ^[16] por su fiabilidad y reconocido prestigio internacional en el sector de cables y sistemas para energía y telecomunicaciones.

Como se ha mencionado anteriormente, en el documento ^[16] se encontraron las referencias a los modelos de cable utilizado. A continuación, se muestra una tabla con las características constructivas de los conductores seleccionados para los dos tramos a los que se dedica este capítulo. Los enlaces a las fichas técnicas que demuestran en el cumplimiento de los

requerimientos citados en este apartado, pueden encontrarse en la bibliografía. El subapartado dedicado al primer tramo es más extenso pues en él, se describen con detalle cada uno de los pasos del procedimiento, los cuales se repetirán para el tramo 2.

TRAMO 1: String - DC Box	
Características constructivas	
Modelo	P-Sun 2.0 CPRO 1.8 kV DC - 1 kV AC
Metal	Cobre electrolítico
Aislamiento	Goma tipo E16 (UNE-EN 50363-1)
Cubierta	Mezcla libre de halógenos tipo EM5

Tabla 12 - "Modelo de cable para TRAMO 1" (Fuente: Catálogo fabricante)

TRAMO 2: DC Box – Inverter	
Características constructivas	
Modelo	AFUMEX CLASS 1000V (AS) 0.6/1 kV
Metal	Cobre electrolítico recocido
Aislamiento	XLPE tipo DIX3 (UNE HD 603-1)
Cubierta	Mezcla libre de halógenos tipo AFUMEX

Tabla 13 - "Modelo de cable para TRAMO 2" (Fuente: Catálogo fabricante)

TRAMO 1: STRING – DC BOX

El primer tramo a considerar comienza con la conexión en serie de los strings y finaliza en la caja de conexiones situada bajo la estructura en el extremo más cercano al pasillo principal. Este tramo se realiza principalmente sobre bandeja perforada, utilizando el eje de la estructura para recoger el cableado de cada uno de los strings hasta las cajas combinadoras. A continuación, se muestra un nuevo croquis de la instalación con el objetivo de ubicar las cajas de conexiones utilizadas y la numeración establecida. Además, aunque ya ha sido mostrado en el croquis anterior, se puede observar parte de los seguidores 13 a 32 y la localización de las casetas destinadas a la ubicación de los inversores y el centro de transformación.

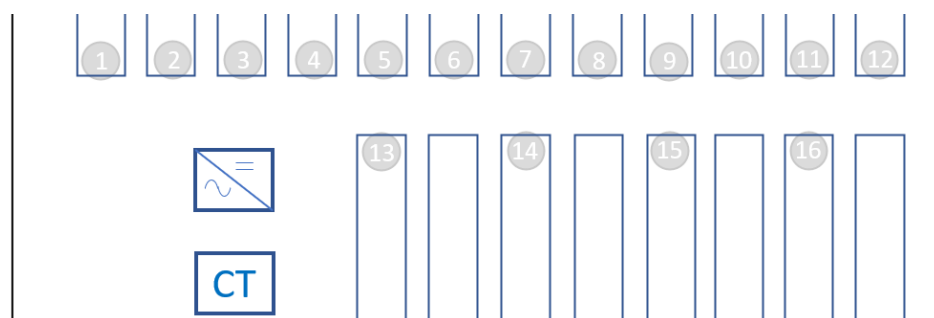


Figura 23 - "Disposición y numeración de las cajas de conexiones"

Sin embargo, antes de describir los distintos casos de conexión del string a la caja, es necesario describir la conexión de los módulos en serie ya que, la longitud de cable empleada si dicha conexión no se realiza de forma correcta puede aumentar considerablemente, aumentando las caídas de tensión y lastrando el presupuesto necesario para la implantación del proyecto. Como ya se ha indicado, la búsqueda de financiación sigue en marcha por lo que se pretende tener en cuenta hasta el más mínimo detalle en el dimensionamiento.

La configuración de la conexión de los módulos utilizada se denomina *Leap-frog connection* o su equivalente en castellano, tresbolillo. Esta configuración permite ahorrarse el cable de retorno, como se muestra en la siguiente figura. Dada la gran cantidad de módulos a conectar, es necesario considerarla. Para conectar los módulos entre sí se utilizan los latiguillos del propio panel. El polo positivo constituirá la entrada y el negativo se conectará a la entrada del siguiente panel, sin embargo, este no es el módulo contiguo, sino del siguiente. Por tanto, es necesario comprobar que la longitud del latiguillo del panel es mayor que el ancho de un panel. Normalmente se establece 110 mm como longitud mínima. Acudiendo al catálogo de Longi-Solar, en el apartado "*Mechanical Parameters*", se puede comprobar que las características del latiguillo de salida son: 4 mm² de sección y 300mm de longitud, cumpliendo ampliamente la citada restricción.

En el siguiente ejemplo se muestra con el objetivo de mostrar la enorme diferencia que supone utilizar esta configuración. Aproximadamente se ahorra el equivalente con la longitud del string en metros de cable. Se puede observar que la configuración utilizada es equivalente a ordenar de forma distinta los módulos que forman el string.

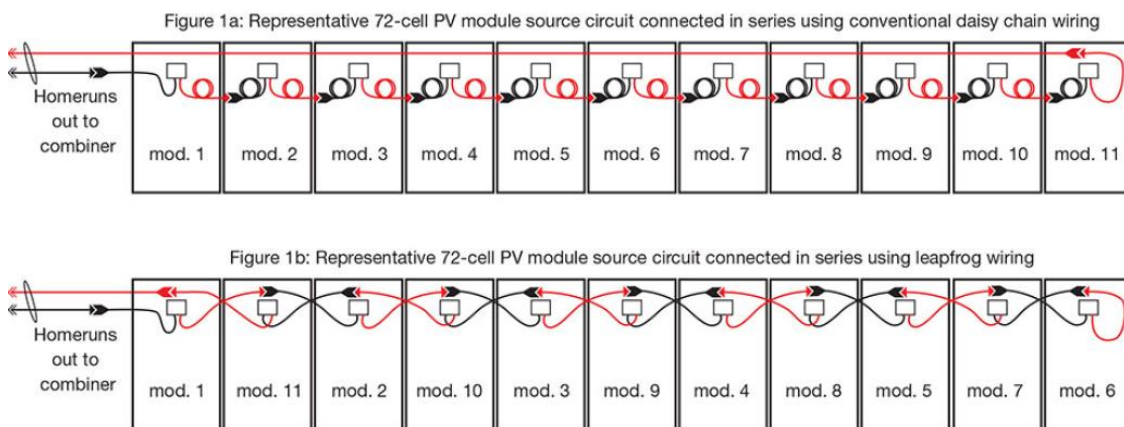


Figura 24 - "Leap-frog connection" (Fuente: Tébar Martínez, E. ^[10])

A la hora de dimensionar, se comprobará si la sección del latiguillo cumple con la normativa establecida. El siguiente paso es la descripción de la conexión del string a la caja de conexiones. Llegados a este punto, es necesario recordar que cada una de las cajas podrá conectar hasta 8 strings en paralelo, es decir, los strings de dos estructuras completas. Por tanto, este tramo en los trackers 25 a 32 no puede conectarse únicamente mediante bandeja perforada ya que supondría un obstáculo para el movimiento del seguidor. La solución, una vez recogidos los cables de cada string en las estructuras 26,28, 30 y 32, es enterrar los mismos hasta llegar a la estructura contigua que dispondrá de caja de conexiones, tal y como se muestra en la Figura 22. Esta técnica se conoce como *String trench* y obliga a utilizar una sección de al menos 6 mm² y tubo corrugado donde alojar el cable, ya que el conductor se puede dañar fácilmente dada la pequeña sección.

El paso previo a la descripción del procedimiento para obtener el diámetro de tramo es mostrar la nomenclatura de los string una vez montados sobre el seguidor. Para ello se muestran las siguientes figuras, a modo de croquis de ambos casos, mostrando además la dirección de los cables en la bandeja que recorre la estructura.

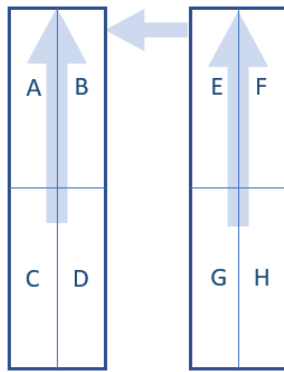


Figura 25 - "Identificación de los strings: seguidores 1 a 24 (derecha) seguidores 25 a 32 (izquierda)"



Estas figuras supondrán tener que diferenciar dos casos distintos dentro del tramo 1 para el dimensionamiento. Como se puede deducir de los croquis mostrados hasta ahora, en fotovoltaica los strings conectados en paralelo a una misma caja de conexiones suelen identificarse mediante letras consecutivas, mientras que, los seguidores y las cajas de conexión se identifican numéricamente.

Se observa en la figura la necesidad del tramo en zanja (string trench) para la conexión de los strings a la caja combinadora. La zanja se realiza a una profundidad de 0.7 m, discurriendo tal y como se indica en la imagen. En ambos casos, tanto bandeja perforada como tramo en zanja se recurre a la ITC-BT-07, la cual exige una sección mínima de 6 mm² en los conductores a emplear.

Por tanto, las condiciones para el dimensionamiento del tramo 1, son:

- Temperatura ambiente máxima 34 °C
- Temperatura del terreno 25 °C
- Se considera una resistividad térmica del terreno de 2,5 Km/W
- Sección mínima 6 mm²
- Modelo de conductor empleado es P-Sun 2.0 CPRO ZZ-F

Criterio Térmico

El criterio térmico consiste en comprobar la intensidad máxima que se espera del conductor para evitar calentamientos superiores a la temperatura máxima que puede soportar el conductor. Por tanto, la condición a cumplir en cada uno de los casos es:

$$I_{adm} \prod F_i \geq I_{diseño}$$

Donde,

- I_{adm} , Corriente máxima admisible establecida por normativa
- $\prod F_i$, Productorio de los factores de reducción a aplicar en cada caso

La corriente de diseño se obtiene mayorando la corriente máxima que es capaz de entregar el generador fotovoltaico ($I_{m\acute{a}x_gen}$). Para estar del lado de la seguridad se toma la corriente de cortocircuito a máxima temperatura de las células ($I_{SC(Tm\acute{a}x)}$) que se obtiene a partir de la siguiente ecuación, resultado de la cual ha sido mostrado durante el dimensionamiento del parque.

$$I_{m\acute{a}x_gen} = I_{SC(Tm\acute{a}x)} = I_{SC} + I_{SC} * \frac{C_{tempIsc}}{100} * (T_{m\acute{a}x_c\acute{e}lula} - 25) = 11,631 \text{ A}$$

Por tanto, la corriente de diseño será:

$$I_{diseño} = 1,25 * I_{max_gen} = 14,539 A$$

La intensidad admisible se obtiene de la norma UNE-EN 50618 dedicada a cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos. Concretamente en la Tabla A.3 del Anexo A, se especifica la corriente máxima admisible según la sección mínima del cable, por tanto, se obtienen los siguientes valores para una sección de 6 mm² y para una sección de 4 mm² para comprobar el latiguillo del módulo que permite la conexión en serie.

$$Sección 1 = 6 mm^2 \rightarrow I_{adm,1} = 70 A$$

$$Sección 2 = 4 mm^2 \rightarrow I_{adm,2} = 55 A$$

Se utilizan dos métodos de instalación distintos ya que la mayoría del tramo discurre por bandeja perforada pero también existe el tramo de zanja en tubo corrugado (string trench), por tanto, los métodos correspondientes según la Tabla A.52.3 de la norma UNE-HD-60364-5-52, son F y D2 respectivamente.

En el primer caso, el de los seguidores del 1 al 24 el tramo discurre completamente sobre bandeja perforada y se trata de cables unipolares, por tanto, los factores de reducción en este caso son:

- Factor de agrupamiento

El máximo número de cables agrupados en este caso será de 16 conductores (+ y – de cada string conectado a la caja). Este valor debe encontrarse en la Tabla B.52.21 de la citada norma UNE, sin embargo, en esta tabla solo se considera la agrupación de hasta 3 circuitos, mientras que es necesario considerar 8 circuitos individuales uno por cada string. Por tanto, la tabla a utilizar es la B.52.17, concretamente su punto a referido a “Capa única sobre sistemas de bandejas perforadas horizontales [...]”, de donde se obtiene:

$$F_{agrup1} = 0,72$$

- Factor por radiación solar

A pesar de que el cable este pensado para instalaciones fotovoltaicas, es decir, preparado para condiciones ambientales extremas, es conveniente considerar un factor de radiación ya que, la bandeja deberá disponer de una pantalla adecuada que impida la exposición directa al sol. Este requisito se indica en la norma IEC 60287 en su apartado 522.11, a la cual se refiere la norma UNE-HD-60364-5-52, citada en este mismo párrafo.

$$F_{radiación} = 0,9$$

Para el segundo caso que se corresponde con los seguidores 25 a 32 se deberá diferenciar entre los tramos recorridos por bandeja perforada (método F, caso 2.1) y los tramos soterrados (método D2, caso 2.2). En este caso, los factores de reducción son:

- Factor de agrupamiento

El valor para el caso 2.1 se obtiene de la misma tabla que en el primer caso, teniendo en cuenta que el número máximo de circuitos agrupados será de 4.

$$F_{agrup2.1} = 0,77$$

En cambio, el factor de agrupamiento para 4 circuitos individuales (8 cables) correspondiente con el caso 2.2 se obtiene de la Tabla B.52.18 de la norma utilizada en este apartado. De esta tabla se obtiene:

$$F_{agrup2.2} = 0,52$$

- Factor de temperatura del terreno

Se considerando una temperatura conservadora del terreno de 35°C, por tanto, según la norma UNE en la Tabla B.52.16, el factor de reducción a aplicar para un cable con aislamiento XLPE es:

$$F_{terreno} = 0,95$$

- Factor de resistividad térmica del terreno

Según la Tabla B.52.18 no es necesaria aplicar factor de corrección al considerar una resistividad térmica del terreno de 2.5 Km/W

$$F_{resistividad} = 1$$

Por tanto, sustituyendo estos valores en la condición impuesta al comienzo del apartado para cada uno de los casos, se obtiene la siguiente tabla:

CRITERIO TÉRMICO TRAMO 1				
Idiseño	14,539 A			
CASO 1: BOX 1-12				
ladm	Fagrup	Frad	ladm * $\prod F_i > Idiseño$	
70 A	0,72	0,9	45,36 A	CUMPLE
55 A			35,64 A	CUMPLE
CASO 2.1: BOX 13-16				
ladm	Fagrup	Frad	ladm * $\prod F_i > Idiseño$	
70 A	0,77	0,9	48,51 A	CUMPLE
55 A			38,115 A	CUMPLE
CASO 2.2: BOX 13-16				
ladm	Fagrup	Fterreno	ladm * $\prod F_i > Idiseño$	
70 A	0,52	0,96	34,944 A	CUMPLE

Tabla 14 - "Resultados criterio térmico TRAMO 1"

Caída de Tensión

La caída de tensión máxima permitida para este primer tramo es de 0.3 % operando en el punto de máxima potencia, en condiciones asignadas y a máxima temperatura de funcionamiento de la célula. Es decir, cuando la corriente y la tensión son iguales a $I_{mpp(Tmáx)}$ y $V_{mpp(Tmáx)}$, respectivamente, cuyos valores se muestran en la Tabla 11 - "Dimensionamiento de las distintas alternativas". El resultado mostrado en dicha tabla se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

$$I_{mpp(Tmáx)} = I_{mpp} + I_{mpp} * \frac{C_{tempisc}}{100} * (T_{máxcélula} - 25) = 11.631 A$$

La ecuación para obtener la caída de tensión porcentual en cada tramo es la siguiente:

$$\Delta U(\%) = \frac{2L * \rho(Tmax) * I_{mpp(Tmáx)} * 100}{S * N * V_{mpp(Tmáx)}}$$

Donde,

- $\rho_{(T_{\text{máx}})}$ ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$), Resistividad del cobre a la temperatura de máxima de servicio, considerada de 120 °C

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

- $V_{\text{mpp}(T_{\text{máx}})}$ (V), Tensión en el punto de máxima potencia de la célula, variable obtenida en el apartado de dimensionamiento para deducir el número máximo de paneles en serie, 30,175 V
- $N = n_p$, número de paneles en serie que forman el string, en este caso, 19 módulos
- S (mm^2), sección normalizada del conductor
- L (m), longitud del tramo considerado, desde el panel más alejado del string considerado a la caja de conexiones correspondiente. Las longitudes de cada tramo se han obtenido del general de la planta, adjunto a este documento

Iterando la ecuación de este criterio para un 0,3 % de caída de tensión en cada caso, se obtiene la sección mínima del conductor. Esta sección se normaliza escogiendo la sección inmediatamente superior de la tabla de especificaciones del modelo de cable utilizado. De esta forma se obtiene la siguiente tabla que muestra la sección normalizada y la caída de tensión correspondiente en cada caso. Como se puede comprobar, se sigue la nomenclatura indicada anteriormente.

DIMENSIONADO DEL CABLEADO TRAMO 1						
Box	Tramo	Longitud (m)	Sección mín. (mm^2)	Sección normalizada	CRIT. TÉRMICO	ΔU (%)
1 - 12	A/B-BOX	78,72	25,570	35 /25	CUMPLE	0,219 /0,307
	C/D-BOX	58,73	19,077	25	CUMPLE	0,229
	E/F-BOX	38,21	12,412	16	CUMPLE	0,233
	G/H-BOX	20	6,496	10	CUMPLE	0,195
13 - 16	A/B-BOX	20	6,496	10	CUMPLE	0,195
	C/D-BOX	37,64	12,226	16	CUMPLE	0,229
	E/F-BOX (*)	27	8,770	10	CUMPLE	0,263
	G/H-BOX (*)	45,64	14,825	16	CUMPLE	0,278

(*) Tramo string trench

Tabla 15 - "Resultados criterio de caída de Tensión TRAMO 1"

Se observa como la sección mínima de 6 mm^2 impuesta en el criterio térmico, se cumple holgadamente en todos los casos. Resaltar el caso de los strings más alejados de su correspondiente caja de conexiones, es decir, los strings A y B de los trackers 1 a 12, que están situados en el extremo superior del terreno habilitado. En este caso, se observa en la tabla que no se cumple el criterio de caída de tensión por un 0.07%. Este valor se considera despreciable, por lo que se permitió reducir la sección de 35 mm^2 a 25 mm^2 . Para comprobar la seguridad de dicho cambio, se obtendrá la caída de tensión porcentual en los dos tramos considerados en este apartado y veremos si concuerda con los valores admisibles.

TRAMO 2: DC BOX - INVERSOR

Una vez alcanzada la caja de conexiones el cable discurre enterrado directamente en zanja, teniendo en cuenta que para poder enterrar directamente el conductor es necesaria una sección de 70 mm². A continuación se muestra una sección de la zanja habitual utilizada en instalaciones fotovoltaicas con todos los elementos que debe contener: tipos de terreno, señalización, localización de los tubos y cables que sean necesarios en cada tramo.

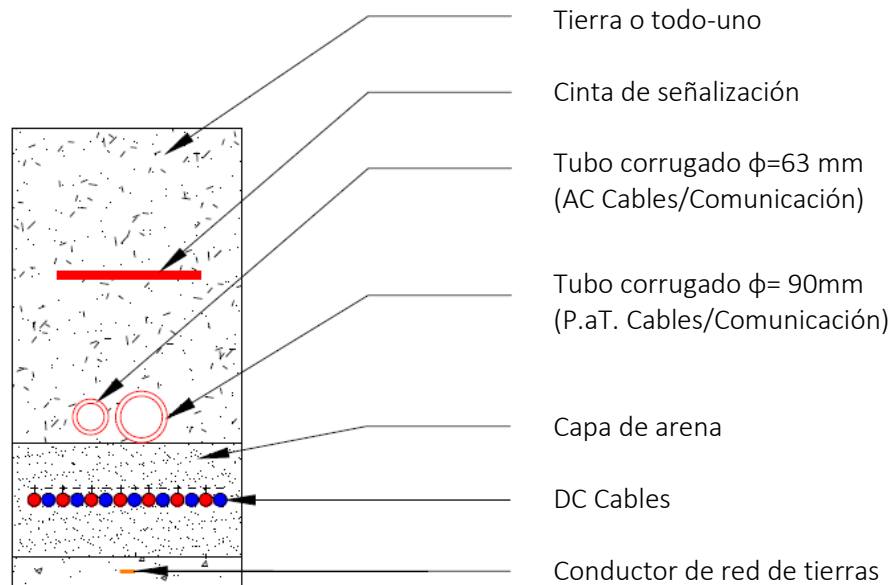


Figura 26 - "Plano de elementos de zanja"

La zanja habitual consiste en una sección rectangular de al menos 30 cm de ancho (igual al de la pala excavadora) y de 40 cm en los tramos más cercanos a la caseta de inversores. Se realizará una zanja por cada inversor que recogerá todos los cables a conectar a dicho dispositivo. Por tanto, en dichos tramos de zanja se podrán encontrar 4 circuitos individuales (8 cables, positivo y negativo de cada DC Box) en disposición de capa única como se puede observar en la figura situada a la derecha. Este ejemplo de zanja ha sido obtenido de los planos de un proyecto real en Piaski (Polonia) diseñado por el Sr. Tébar Martínez. En él se pueden apreciar las medidas necesarias de cada una de las capas de terreno a disponer, las cuales se utilizarán para completar el presupuesto de la instalación. Además, se observa la necesidad de clasificar las distintas zanjas a proyectar según los conductores que contengan ya que, a pesar de poder diferenciar distintas redes para el dimensionamiento, dichas redes discurrirán por las mismas zanjas, optimizando el coste de obra civil.

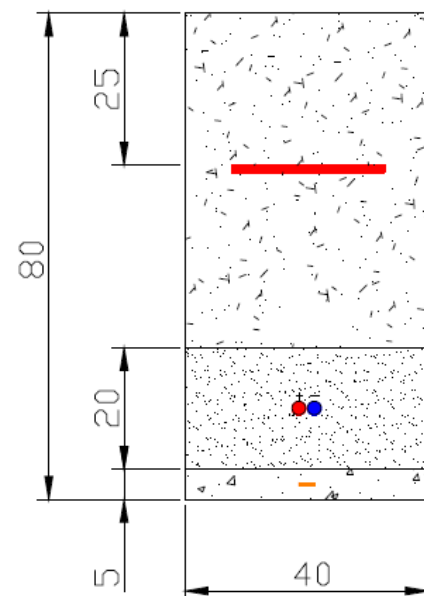


Figura 27 - "Ejemplo zanja: cinta de señalización, DC cables y conductor de tierra"

En este punto se debe puntualizar, que los inversores de 110 kVA son alimentados por la mitad de módulos que los inversores más grandes, sin embargo, para ambos inversores se realiza una única zanja. De esta forma se obtienen las 4 zanjas mencionadas.

Por tanto, las condiciones para el dimensionamiento del tramo 2, son:

- Temperatura ambiente máxima 34 °C
- Temperatura del terreno 5 °C
- Conductor directamente enterrado a una profundidad de 0,7 m
- Cada conductor es atravesado por la corriente de 8 strings
- Resistividad del terreno 2,5 Km/W
- Modelo de conductor empleado es AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS) (aislamiento XLPE)

Criterio Térmico

Una vez descrita la zanja que contendrá este segundo tramo se procede al dimensionamiento del mismo. Teniendo en cuenta el procedimiento descrito para el tramo anterior, en primer lugar, se define la $I_{diseño}$. Esta se obtiene a partir de la corriente máxima que es capaz de entregar el generador ($I_{máx_gen}$) la cual se ha definido en el apartado anterior, teniendo en cuenta que en este tramo se maneja la corriente de 8 strings (M , número de strings conectados en paralelo a la caja combinadora).

$$I_{diseño} = 1,25 * M * I_{máx_gen} = 116,31 A$$

La condición impuesta por este criterio es la misma que en el tramo anterior, sin embargo, en este caso no partimos de una intensidad máxima admisible (I_{adm}) fijada por normativa. En este caso, la sección mínima se obtiene acudiendo a la Tabla B.52.5 teniendo en cuenta la intensidad de diseño y los factores de reducción. El método de instalación es D2 al igual que en los tramos de enterrados anteriores. Los factores de reducción a aplicar en este caso los siguientes:

- Factor de agrupamiento
El máximo número de cables agrupados en este caso, como ya se ha comentado, es de 8 conductores (+ y – de cada caja). El valor del factor de agrupamiento se encuentra en la Tabla B.52.18 de la citada norma UNE, en su primera columna, para una distancia nula entre los circuitos.

$$F_{agrup} = 0,6$$

Sin embargo, este factor de agrupamiento se utiliza para cualquier tipo de cable y en este caso, el cable fotovoltaico cuenta con prestaciones de garantía, por lo que se decidió aumentar ligeramente este factor a 0,65 para ser algo menos restrictivos.

- Factor de temperatura del terreno
Al igual que en el apartado anterior, el factor de corrección para una temperatura del terreno de 25 °C es de:

$$F_{terreno} = 0,95$$

- Factor de resistividad térmica del terreno
De la misma forma que en el apartado anterior, al considerar una resistividad térmica del terreno de 2.5 Km/W, no es necesario aplicar ningún factor de reducción.

$$F_{resistividad} = 1$$

Con todo ello, se obtiene la siguiente tabla con la comprobación de la condición impuesta por el criterio térmico.

CRITERIO TÉRMICO TRAMO 2			
BOX 1-16			
Idiseño	Fagrup	Fterreno	ladm > Idiseño/ √Fi
116,31 A	0,65	0,96	ladm > 188,35 A

Tabla 16 - "Resultados criterio térmico TRAMO 2"

Acudiendo a la tabla de la norma, citada en este mismo apartado, se obtiene para una intensidad máxima admisible de 188 A, una sección mínima de 70 mm².

Caída de Tensión

La caída de tensión máxima permitida en este tramo es del 1,2%. De la misma forma que en el apartado anterior, se ha obtenido la sección normalizada de conductor a utilizar con dos salvedades. La primera es que se debe introducir en la ecuación del criterio el número de strings conectados en paralelo a una caja combinadora, es decir, el parámetro M.

$$\Delta U(\%) = \frac{2L * \rho(T_{max}) * I_{mpp(T_{m\acute{a}x})} * M * 100}{S * N * V_{mpp(T_{m\acute{a}x})}}$$

La segunda es en cuanto a la longitud a considerar. Este valor, al igual que anteriormente, se ha obtenido del plano general de la planta, pero se debe tener en cuenta que la longitud a cuantificar debe ser la más desfavorable en cada caso, es decir, la del conductor del string más alejado de los que se conectan a la caja. Con todo ello, la caída de tensión porcentual en el segundo tramo, es:

DIMENSIONADO DEL CABLEADO TRAMO 2					
Tramo	Longitud (m)	Sección mín. (mm ²)	Sección normalizada	CRITERIO TÉRMICO	ΔU (%)
BOX1-INV1	101,52	65,952	70	CUMPLE	1,131
BOX2-INV1	93,651	60,840	70	CUMPLE	1,043
BOX3-INV1	85,77	55,720	70	CUMPLE	0,955
BOX4-INV1	93,624	60,823	70	CUMPLE	1,043
BOX5-INV2	100,66	65,394	70	CUMPLE	1,121
BOX6-INV2	108,401	70,423	95	CUMPLE	0,890
BOX7-INV2	116,266	75,532	95	CUMPLE	0,954
BOX8-INV2	124,151	80,655	95	CUMPLE	1,019
BOX9-INV3	131,014	85,113	95	CUMPLE	1,075
BOX10-INV3	138,895	90,233	95	CUMPLE	1,140
BOX11-INV3	146,766	95,346	120	CUMPLE	0,953
BOX12-INV3	154,645	100,465	120	CUMPLE	1,005
BOX13-INV4	63,75	41,415	50/70	NO CUMPLE	0,994/0,710
BOX14-INV4	79,88	51,894	70	CUMPLE	0,890
BOX15-INV5	95,99	62,360	70	CUMPLE	1,069
BOX16-INV5	112,123	72,841	95	CUMPLE	0,920

Tabla 17 - "Resultados caída de tensión TRAMO 2"

Como se puede observar en la tabla de resultados, en el caso de la caja combinadora número 13, el criterio térmico es más restrictivo que el criterio de caída de tensión. Este hecho se debe a que, como se puede observar en la Figura 23 - "Disposición y numeración de las cajas de conexiones", se trata de la caja más cercana a la caseta de inversores.

Para finalizar este apartado, queda comprobar si la reducción de sección realizada en el primer tramo, puede afectar al buen funcionamiento de la instalación. Para comprobarlo, se establece una caída de tensión máxima para ambos tramos de 1,5 %. Como se sabe, las caídas de tensión porcentuales pueden sumarse, por tanto, tomando la caída de tensión más desfavorable en cada tramo, se obtiene la siguiente tabla:

CAÍDA DE TENSIÓN CONJUNTA			
TRAMO	ΔU_1 (%)	ΔU_2 (%)	ΔU_{total} (%)
BOX1-INV1	0,307	1,131	1,437
BOX2-INV1	0,307	1,043	1,350
BOX3-INV1	0,307	0,955	1,262
BOX4-INV1	0,307	1,043	1,350
BOX5-INV2	0,307	1,121	1,428
BOX6-INV2	0,307	0,890	1,196
BOX7-INV2	0,307	0,954	1,261
BOX8-INV2	0,307	1,019	1,326
BOX9-INV3	0,307	1,075	1,382
BOX10-INV3	0,307	1,140	1,447
BOX11-INV3	0,307	0,953	1,260
BOX12-INV3	0,307	1,005	1,311
BOX13-INV4	0,278	0,710	0,988
BOX14-INV4	0,278	0,890	1,168
BOX15-INV5	0,278	1,069	1,347
BOX16-INV5	0,278	0,920	1,198

Tabla 18 - "Caída de tensión de ambos tramos"

Se puede observar que la tensión porcentual sumada cumple con la máxima en todos los casos, por lo tanto, las modificaciones introducidas se consideran adecuadas para el proyecto. Así se da por finalizado el dimensionamiento eléctrico de la parte de corriente continua de la instalación.

Capítulo 3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El presente capítulo está dedicado a la estación transformadora, “el conjunto de aparatos, máquinas y circuitos que tienen por misión modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y proporcionar un medio de interconexión entre los diferentes puntos de un sistema eléctrico” (Reglamento de Alta Tensión, MIE-RAT 01). A lo largo del mismo, se utilizarán los datos propuestos al final del capítulo de introducción y los resultados del capítulo anterior, para seleccionar y describir los diferentes equipos necesarios para el dimensionamiento del centro de transformación.

La parte del dimensionamiento que se desarrolla en este capítulo es la correspondiente con la parte de corriente alterna en baja tensión, es decir, desde los inversores hasta el transformador. Esta instalación se recogerá en dos casetas diferenciadas. La primera de ellas dedicada a la conversión de energía, por tanto, en ella se encontrarán los inversores. La segunda, acogerá un cuadro de baja tensión donde se conectarán en paralelo las salidas de cada uno de los inversores junto con la línea de salida de la planta de biomasa, el transformador y el entronque con la línea de salida del parque eólico del complejo energético. Por tanto, se constituirá el inicio de la línea de 20 kV cuyo dimensionamiento se desarrolla en el siguiente capítulo.

El diseño del centro de transformación se basa en el procedimiento mencionado el punto 9.4 del libro de Roger et al ^[17] entre cuyos autores se encuentra el tutor de este proyecto, Carlos Roldán. A pesar de que este tipo de instalaciones está muy estandarizado y existen numerosos softwares de empresas destinados al dimensionamiento de las mismas, para este proyecto se decidió dimensionar manualmente. El argumento principal es que este tipo de software obliga a utilizar los equipos propios de la empresa dueña del programa. Sin embargo, la selección manual de los equipos permite tener un amplio abanico de posibilidades.

En el caso del proyecto, la transformación tiene lugar desde niveles de tensión correspondientes a Baja Tensión (400 V) hasta los habituales 20 kV de la red de distribución. El conjunto que permite realizar este proceso se le conoce como Centro de Transformación (C.T.). El C.T. a dimensionar tiene las siguientes características:

- Según el tipo constructivo:
De intemperie, se trata de una instalación exterior al aire libre.
- Según el tipo de alimentación:
Alimentación subterránea, todas las entradas y salidas del mismo están enterradas.
- Según su posición respecto a la línea de alimentación:
Independiente, pues su alimentación no depende de la red eléctrica sino de la parte del complejo energético (fotovoltaica, biomasa y eólica) que lo alimenta.
- Según el propietario de la instalación:
La instalación, como ya se ha comentado, pertenece a la compañía suministradora propiedad del ayuntamiento de Aras de los Olmos.

La estructura de cada C.T. en cuanto al número, tipo de celdas y disposición de las mismas depende de las características de la instalación. Según el Roger et al ^[17] el diseño de centros de transformación mediante el uso de celdas prefabricadas, en general, puede esquematizarse siguiendo los siguientes pasos:

1. Determinación de la potencia de el o los transformadores a instalar

2. Determinación del diagrama unifilar, número y tipo de celdas requeridas para la instalación
3. Cálculo de los parámetros eléctricos del C.T.
4. Selección de las celdas del catálogo de un fabricante
5. Estudio de la ventilación
6. Estudio de la capacidad del foso apagafuegos
7. Diseño de los sistemas de puesta a tierra

Sin embargo, dado que este no es un C.T. propiedad de ninguna de las principales compañías distribuidoras de energía eléctrica, los requerimientos de la instalación no son tan exigentes, por lo que alguno de los pasos mostrados no se abordará por las razones que se explicarán en cada uno de los subapartados correspondientes. Este capítulo de nuevo finaliza con los cálculos justificativos pues las comprobaciones necesarias de los equipos seleccionados se recogerán en el Capítulo 5. PROTECCIONES Y PUESTAS A TIERRA.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Antes de comenzar con los pasos marcados para el diseño del C.T., es necesario localizar las dos casetas que ocupan el desarrollo de este capítulo. Dicha localización ya ha sido avanzada en el capítulo anterior, ya que la longitud de las zanjas del segundo tramo de la instalación dependía de donde se situase la caseta con los inversores. Como puede observar en la Figura 21 - "Croquis en planta de la instalación", ambas casetas se encuentran a la entrada de la parcela.

La elección de este punto de la parcela no es casualidad. En primer lugar, se debe facilitar el acceso a las casetas ya que el grueso de la instalación se encuentra en ellas y requerirán labores de mantenimiento y control. Colocando dichas casetas a la entrada se evita que los vehículos del personal circulen por los pasillos habilitados entre los módulos o el exterior de la parcela pudiendo proyectar en cualquier momento una sombra sobre algún panel fotovoltaico.

Conforme a los resultados obtenidos en el estudio de sombras realizado en capítulo anterior las casetas están situadas a la derecha del tracker número 25 a una distancia equivalente a los pasillos entre los seguidores. De esta forma, ya que la altura de la caseta no supera la del seguidor en su posición más desfavorable, se asegura que no se va a proyectar ningún tipo de sombra sobre los módulos.

Otra de las razones por las que se decidió localizar a la entrada del parque fotovoltaico dichas casetas, fue la posibilidad de tener las casetas a una distancia cercana. Este hecho, facilitará el dimensionamiento de los conductores ya que la menor longitud reducirá las posibles caídas de tensión en dichos cables.

Una vez localizadas las casetas en la instalación y siguiendo el procedimiento indicado en el apartado anterior, se procede a determinar el diagrama unifilar del CT ya que la potencia del transformador es un dato de partida del proyecto, 1000 kVA. Esta potencia se considera suficiente para manejar la energía que podrán generar tanto el parque fotovoltaico como la planta de biomasa. Para el resto de capítulo se deberá tener en cuenta que el funcionamiento de ambas instalaciones muy pocas veces se dará de forma simultánea.

3.2 DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y DIAGRAMA UNIFILAR

Este apartado pretende describir con exactitud los elementos que serán necesarios para llevar a cabo la instalación que ocupa este capítulo. En primer lugar, tras la salida de los inversores, será necesario recoger la energía producida por los módulos en un solo conductor. El encargado de aglutinar las salidas de los inversores será un cuadro general de baja tensión que incluirá las protecciones necesarias. Este cuadro recogerá además la energía generada por la planta de biomasa, dando lugar a los tramos 3 y 4 de dimensionamiento. Al alcanzar el C.T., recorriendo el TRAMO 3 de dimensionamiento, se elevará la tensión de este conductor desde los 400 V (baja tensión) de la planta de biomasa y la salida de los inversores, hasta los 20 kV (media-alta tensión). Tras ello, se proyectará una línea subterránea de media tensión que recorrerá la planta hasta alcanzar el entronque con la línea aérea para la conexión con la red de distribución de Aras de los Olmos. Por tanto, para la instalación del CT será necesario seleccionar los siguientes equipos:

- Cuadro general de baja tensión (400 V)
- Transformador de 1000 kVA
- Celdas de media tensión
 - Celdas de línea
 - Celda de protección
 - Celda de medida

El esquema eléctrico de la instalación a proyectar en este capítulo se presenta a continuación. Este croquis muestra de forma esquemática la posición de los equipos en la instalación, una vez sean descritas las funciones de cada uno de los elementos, se mostrará su esquema eléctrico interno.

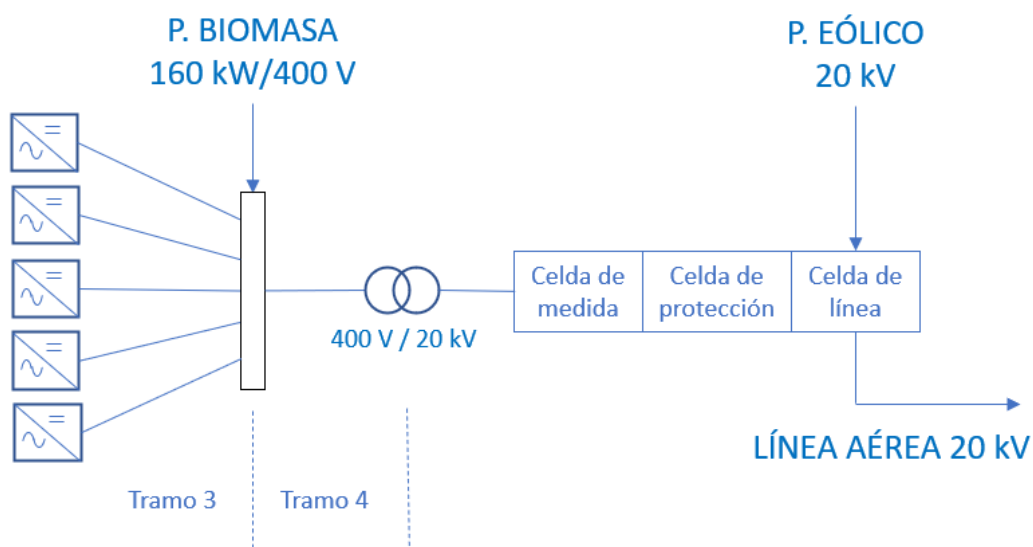


Figura 28 - "Croquis para la instalación del CT"

3.2.1 Cuadro general de baja tensión

El primer dispositivo a describir siguiendo el esquema eléctrico de la instalación, es el cuadro de baja tensión. La tensión asignada los equipos que localizados en su interior deberá ser de 440 V,

ligeramente superiores a los 400 V de tensión de salida tanto del inversor como de la planta de biomasa.

El cuadro y su aparamenta deben cumplir las exigencias especificadas en la ITC-RAT-14, apartado 4.3.3 “Cuadros de distribución para BT en centros de transformación de distribución pública” del RD 337/2014. La misión principal del cuadro, ya que se trata de una planta destinada a la generación de energía, es proteger las líneas de conexión de los inversores con el cuadro y recoger la energía producida en un único conductor para la conexión con el transformador. Además, el cuadro deberá contar con la aparamenta necesaria para garantizar la protección de la instalación.

Con todo ello, se concluye; el cuadro deberá contar con al menos 6 salidas para la conexión de los inversores y la planta de biomasa; la acometida deberá soportar la corriente que ambas plantas sean capaces de proporcionar y que este equipo constituirá el fin del tramo 3 y el inicio del tramo 4 de dimensionamiento tal y como se muestra en el esquema eléctrico del apartado anterior.

3.2.2 Transformador

El transformador de potencia es el elemento más importante del C.T. tanto por ser el encargado de la conversión de la tensión eléctrica como por su relación con el resto de dispositivos de la instalación. Tal y como se menciona en el RD 1663/2000 BOE 30 Septiembre 2000, además del proceso de transformación, la principal función de este dispositivo es proporcionar aislamiento galvánico entre el generador fotovoltaico y la red. Las principales especificaciones del transformador de potencia son:

- Potencia asignada
- Tensiones asignadas o relación de transformación
- Número de fases
- Tipo de refrigeración
- Frecuencia
- Tipo de instalación
- Forma de conexión

En el caso del proyecto, la potencia asignada necesaria es un dato conocido, serán necesarias 1000 kVA de potencia aparente. A priori este valor, es algo escaso, ya que la potencia pico del generador fotovoltaico es de alrededor de 900 kWp y además del generador fotovoltaico, el transformador deberá elevar la tensión de la energía proveniente de la planta de biomasa. Sin embargo, se debe considerar que ambas plantas no funcionarán simultáneamente. Como ya se ha comentado, la planta de biomasa se utilizará para generar energía cuando las condiciones ambientales no permitan generar la cantidad necesaria de energía desde el parque fotovoltaico. Este hecho garantiza el buen funcionamiento de la instalación con un transformador de la potencia indicada.

Las tensiones asignadas del mismo ya han sido adelantadas en el apartado anterior ya que se requiere un aumento de tensión desde los 400 V de salida del parque fotovoltaico y la planta de biomasa hasta los 20 kV de la red eléctrica de distribución que abastece Aras. Para poder realizar la conexión la frecuencia de salida del transformador debe ser 50 Hz y 3 el número de fases. En cuanto al tipo de instalación y el tipo de conexión del transformador, se ha decidido proyectar

una instalación IT a ambos lados del trafo, es decir, aislar el neutro tanto en primario como en secundario, por tanto, es necesaria una conexión Dy.

Por último, el tipo de refrigeración, tradicionalmente para C.T. de distribución se utilizan transformadores refrigerados a base de aceite tal y como se especifica en las normas de instalación de las empresas distribuidoras principales como pueden ser Endesa o Iberdrola. Sin embargo, este caso es especial, pues la compañía distribuidora propietaria de la instalación no tiene una normativa específica para el diseño del centro de transformación. Por tanto, debido a las ventajas que supone la utilización de un transformador seco, se ha decidido seleccionar un transformador encapsulado en resina. Estas ventajas son principalmente:

- Ahorro en el coste del equipo, ya que no será necesario el depósito de expansión ni otros sensores relacionados con el control del aceite
- Ahorro en obra civil ya que no será necesario el pozo de aceite que permite vaciar el contenido en caso de avería
- Facilidad de montaje y mantenimiento

3.2.3 Celda de línea

La celda de línea suele denominarse celda de entrada-salida o de entrega de energía, su función principal es la de maniobra. Según la posición del CT en el sistema eléctrico, el número y posición de este tipo de celdas puede variar desde 1 a 3. En el caso del proyecto, serán necesarias dos celdas de entrada (fotovoltaica+biomasa y eólica) y una de salida. Las celdas más utilizadas en la actualidad debido a su fiabilidad están prefabricadas y aisladas con hexafluoruro de azufre SF6.

Los elementos comunes y más importantes que componen una celda de línea son un interruptor en carga-seccionador (I-S) y un seccionador de puesta a tierra del cable subterráneo (S-T). Normalmente ambos seccionadores se combinan en un solo dispositivo disponiendo un enclavamiento mecánico que evita posibles accidentes debidos a las capacidades parásitas que pueden aparecer al abrir o cerrar el seccionador en condiciones de carga. Por tanto, como puede deducirse, estas celdas no están preparadas para realizar la labor de protección de la instalación.

En este caso, con el objetivo de ahorrar costes en el número de equipos y de garantizar la fiabilidad de la instalación se decidió seleccionar una celda con dos entradas y una salida, de forma que un solo equipo sea capaz de realizar todas las maniobras necesarias en la instalación. Además, tanto la entrada como la salida de dicha celda será subterránea. Por tanto, el esquema eléctrico de la celda de línea seleccionada es el mostrado a la derecha.

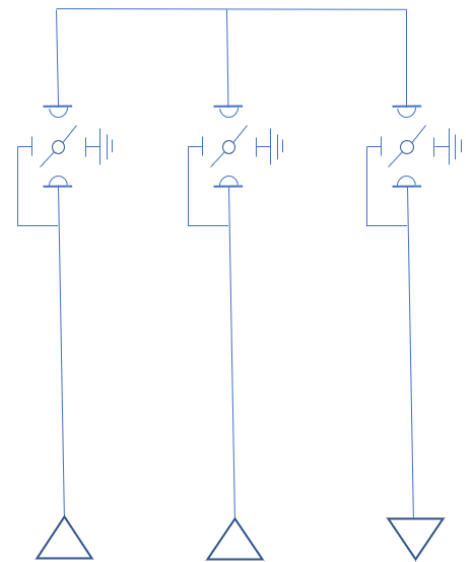


Figura 29 - "Esquema eléctrico de celda de línea"

3.2.4 Celda de protección

Como su propio nombre indica, la función principal de esta celda es la de protección contra sobrecargas y cortocircuitos en la instalación. Por tanto, el elemento principal de esta celda es

el interruptor automático (I.A). Existen otras posibilidades más asequibles en el mercado como disponer un seccionador y fusibles dentro de esta celda, sin embargo, en este proyecto se maneja una potencia considerable y además la duración de los cortes de suministro debe ser mínima una vez se produzca dicho fenómeno. Además del I.A, en las celdas de protección también se pueden encontrar seccionadores con enclavamiento mecánico a tierra por cuestiones de seguridad.

El control del disparo del I.A puede ser directo o indirecto. Una protección directa se efectúa mediante disparadores directos de tiempo inverso o relés, sin embargo, la fiabilidad de este tipo de protección es relativamente baja. Para una protección indirecta es necesario disponer transformadores de medida que actuarán sobre relés electrónicos indirectos mejorando considerablemente la fiabilidad a costa de aumentar el precio del conjunto de la celda. Por tanto, en el esquema unifilar que se muestra a continuación se pueden observar los siguientes elementos:

- Interruptor automático (I.A)
- Transformador de intensidad de protección (T.I)
- Transformador de tensión de protección (T.T)
- Bobina de disparo del dispositivo de corte
- Relé de protección indirecta
- Equipo de protección frente a sobretensiones

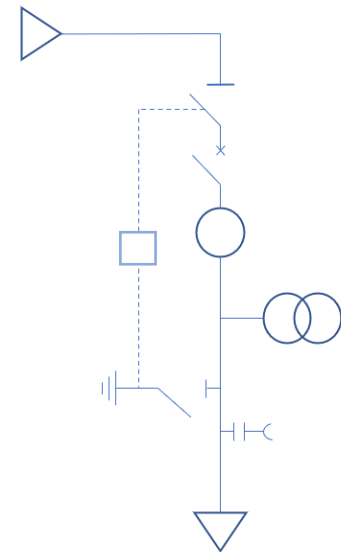


Figura 30 - "Esquema eléctrico de la celda de protección"

3.2.5 Celda de medida

La celda de medida se dispone para cuantificar la energía generada por ambas plantas. Está formada por transformadores de medida, de intensidad y de tensión. Los contadores y aparatos complementarios necesarios se sitúan fuera de esta celda, considerando que alejar demasiado estos dispositivos puede desvirtuar la medida. Por ello, se deberá prestar mucha atención al dimensionamiento de los conductores que unen el secundario de los transformadores de medida con dichos aparatos.

Existen distintas formas de disponer la celda de medida según el esquema de celda de protección seleccionada, en este caso, dado que la celda de protección realiza una protección indirecta el esquema eléctrico de la celda de medida se simplifica, tal y como se muestra en la figura.

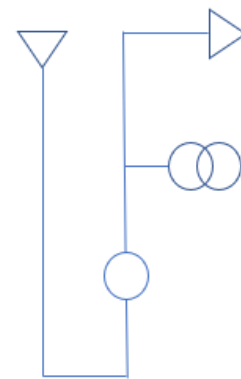


Figura 31 - "Esquema eléctrico de la celda de medida"

3.3 SELECCIÓN DE EQUIPOS

El objetivo de este apartado es mostrar los equipos seleccionados indicando el proveedor y las principales características de los mismos, teniendo en cuenta las consideraciones del apartado anterior. Siguiendo el orden del apartado anterior, el primer equipo seleccionado es el cuadro general de baja tensión. El proveedor seleccionado es la empresa Pronutec, cuyo catálogo puede encontrarse en la bibliografía. El modelo de cuadro seleccionado es el CBTA con interruptor

automático, las principales características de este modelo comercial se muestran en la siguiente tabla.

SELECCIÓN CGBT COMERCIAL			
Empresa	Pronutec		
Modelo	CBTA Circuit Breaker		
PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS			
Acometida	Superior		
Ncables acometida	4 x 240 mm ²		
Corriente asignada	2000 A	2500 A	3200 A
Envolvente	Metálica		
Operación	Interruptor automático		
Nsalidas	8		



Tabla 19 - "Selección CGBT comercial"

El siguiente dispositivo seleccionado es el transformador de potencia. Teniendo en cuenta las consideraciones del apartado anterior se optó por el modelo Trihal de la empresa Schneider Electric. El catálogo del fabricante puede encontrarse en la bibliografía. En dicho catálogo se puede encontrar las formas más habituales realizar las conexiones pertinentes. Este hecho facilita el dimensionamiento pues las características del tramo a dimensionar vienen dadas por el fabricante. Esta información se muestra el apartado de cálculos justificativos, donde se describen los tramos a dimensionar y se realizan las comprobaciones necesarias.

Además, debido a las características de la instalación, las posibilidades de que se den fenómenos de sobretensiones son elevadas. Al tratarse de una instalación de grandes dimensiones al aire libre, la probabilidad de impactos tipo rayo es considerable y la conmutación ocasional del transformador, durante un corte de suministro o para el mantenimiento del mismo, también puede generar este fenómeno. Por tanto, se instalarán las autoválvulas en lado de media tensión del transformador tal y como recomienda el fabricante. A continuación, se muestra una imagen del catálogo a modo de ejemplo, con la localización de las autoválvulas y las características principales del transformador.



Figura 32 - "Autoválvulas de MT" (Fuente: Catálogo de Schneider)

SELECCIÓN TRAFÓ COMERCIAL	
Empresa	Schneider Electric
Modelo	Trihal
PARÁMETROS ELÉCTRICOS	
Potencia asignada	1000 kVA
Tensión asignada del primario	20 kV
Nivel de aislamiento	24 kV
Tensión del secundario en vacío	420 V
Grupo de conexión	Dyn11
Pérdidas en vacío	1550 W
Tensión de cortocircuito	6%
Altitud máxima	1000 m
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Envolvente	Sin envolvente
Longitud	2000 mm
Anchura	1150 mm
Altura máxima	2350 mm
Peso	3112 kg



Tabla 20 - "Selección transformador comercial"

Por último, para las celdas de media tensión el fabricante seleccionado fue de nuevo Schneider Electric, sin embargo, en su catálogo de celdas de distribución no se encontró ningún modelo de celda línea que agrupase todas las especificaciones requeridas. Con el objetivo de ahorrar costes en equipamiento, la celda de medida está aislada con aire en envolvente metálica, en cambio, para la celda de línea y de protección, cruciales en el funcionamiento de la instalación se requiere un aislamiento a base de SF6.

SELECCIÓN CELDA DE MEDIDA COMERCIAL	
Empresa	Schneider Electric
Modelo	SM6EGBCAT62
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	
Aislamiento	Aire
Frecuencia de red	50 Hz
Corriente temporal admisible	20 kA
Tensión ensayo dieléctrico	24 kV
Corriente asignada	630 A
Resistencia picos de tensión	28 kV 50Hz en 1 min
Normas	IEC 62271-200
DIMENSIONES	
Anchura	750 mm
Profundidad	1020 mm
Peso	290 kg
CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Temperatura ambiente	(-5, 40) °C
Grado de protección	IP31
Altitud	<1000 m



Tabla 21 - "Selección celda de medida comercial"

La celda de línea fue seleccionada entre los modelos ofertados por el fabricante Ibérica aparellajes, concretamente el modelo IA530. Ambos catálogos se encuentran en la bibliografía. Las especificaciones de dichas celdas que siguen los esquemas eléctricos mostrados en el apartado anterior, se muestran a continuación.

SELECCIÓN CELDA DE PROTECCIÓN COMERCIAL	
Empresa	Schneider Electric
Modelo	SM62EDM1A62T20
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	
Aislamiento	SF6
Frecuencia	50 Hz
Corriente temporal admisible	20 kA
Tensión de ensayo dieléctrico	24 kV
Corriente asignada	630 A
Resistencia pico de tensión	28 kV 50 Hz en 1 min
Normas	IEC 62271-200
	IEC 62271-100
DIMENSIONES	
Anchura	750 mm
Profundidad	1220 mm
Peso	400 kg
CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Temperatura ambiente	(-5, 40) °C
Grado de protección	IP31
Altitud	<1000 m



Tabla 22 - "Selección celda de protección comercial"

SELECCIÓN CELDA DE LÍNEA COMERCIAL	
Empresa	Ibérica Aparellajes
Modelo	IA530
Esquema	3L + S
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	
Aislamiento	SF6
Tensión asignada	24 kV
Tensión de ensayo dieléctrico	50 kV
Corriente asignada	630 A
Corriente temporal admisible	1s. 12,5/16/20 kA
	3 s. 12,5/16 kA
Valor de cresta de la corriente adm.	31,5/40/50 kA
Normas	UNE-EN 6029
DIMENSIONES	
Anchura	831 mm
Profundidad	803 mm
Altura	1755 mm
Peso	368 kg
CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Temperatura ambiente	(-10, +50) °C



Grado de protección	IP31
Altitud	<1000m

Tabla 23 - "Selección celda de línea comercial"

Como se puede observar, los modelos seleccionados cumplen con las condiciones de nivel de aislamiento impuestas. Sin embargo, las condiciones a nivel eléctrico requieren un estudio de cortocircuito para conocer las corrientes que deberán soportar en caso de fallo. Las comprobaciones de estas especificaciones se detallarán a la hora de dimensionar las protecciones, es decir, en el Capítulo 5. PROTECCIONES Y PUESTAS A TIERRA.

A nivel eléctrico, las celdas deberán cumplir las siguientes condiciones, las cuales se detallan tras el estudio de cortocircuito en el capítulo mencionado:

$$I_{n,celda} > I_{reg.perm}$$

$$I_{n,pico} > I_S$$

$$I_{n,th} > I_k$$

Donde,

- $I_{n,celda}$ (A), corriente nominal de la celda
- $I_{n,pico}$ (A), corriente máxima que puede soportar la celda sin sufrir daños mecánicos
- $I_{n,th}$ (A), corriente nominal de corta duración
- $I_{red.perm}$ (A), corriente en régimen permanente
- I_S (A), corriente de cresta durante un cortocircuito
- I_k (A), corriente de cortocircuito permanente

3.4 DISEÑO DEL C.T.

En este apartado se pretende mostrar el esquema eléctrico del CT y la posición que deberán ocupar cada uno de los equipos seleccionados en el mismo, respetando las distancias mínimas que indica cada uno de los fabricantes. Es decir, el objetivo de este apartado previo a los cálculos justificativos de este capítulo, es presentar el lay-out del centro de transformación. Esta información es clave, pues a partir de ella se obtendrán las dimensiones necesarias para la caseta que contendrá estos equipos y las longitudes de los conductores.

En primer lugar, se presenta un croquis del esquema eléctrico del C.T. agrupando los esquemas eléctricos presentados en el primer apartado de este capítulo. A continuación el lay-out propuesto de ambas casetas, con las distancias mínimas y las dimensiones más restrictivas de cada dispositivo, obtenidas de cada uno de los catálogos de los equipos seleccionados. A partir de esta información se muestra la selección de la caseta prefabricada destinada a contener la instalación propuesta en este capítulo.

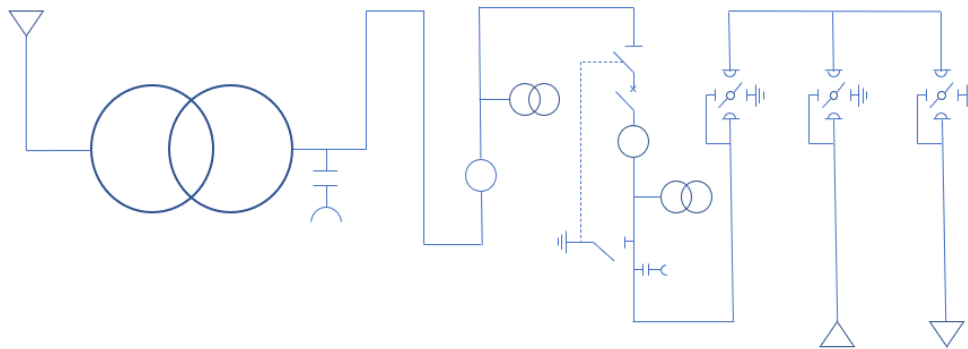
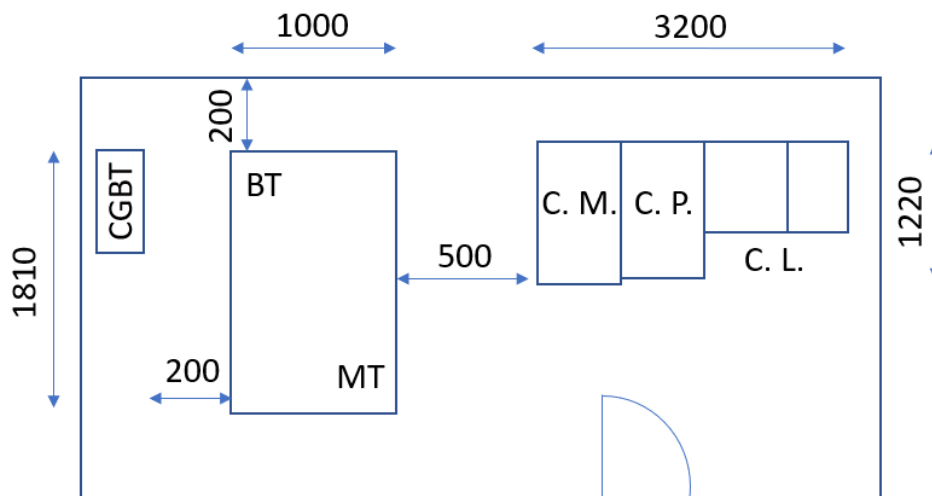


Figura 34 - "Croquis del esquema eléctrico del C.T."



**Distancias en mm

Figura 33 - "Croquis lay-out C.T."

A partir de este croquis y las dimensiones de cada uno de los inversores seleccionados se acudió al catálogo de la empresa Ormazábal. Para este proyecto concreto, como ya se ha avanzado, son necesarias dos casetas, la primera de ellas dedicada a la conversión de energía por lo que no será necesario el transformador y la segunda, que contendrá el resto de los equipos. Las casetas prefabricadas de Ormazábal seleccionadas corresponden con los modelos PFU-3 para la caseta de inversores y la PFU-4 para el centro de transformación. A continuación se muestra el plano de dichas casetas, obtenido del catálogo de esta empresa, el cual se puede encontrar en la bibliografía y además una tabla con las dimensiones de las mismas.

SELECCIÓN CASETAS COMERCIALES		
Empresa	Ormazábal	
Modelo	PFU-3 (sin trafo)	PFU-4 (con trafo)
DIMENSIONES		
Longitud	3280 mm	4460 mm
Anchura	2380 mm	2380 mm
Altura	3045 mm	3045 mm
Superficie	7,8 m ²	10,7 m ²
Altura vista	2585 mm	2585 mm
Peso	10500 kg	12000 kg

Tabla 24 - "Selección casetas prefabricadas"

Como puede observarse en los planos de catálogo, la disposición de los equipos en la caseta no es la misma que la plateada en el croquis. Sin embargo, este hecho no supone un problema pues en todo momento se respetan las distancias mínimas requeridas por el transformador por lo que la elección de las casetas prefabricadas mostradas se considerada adecuada.

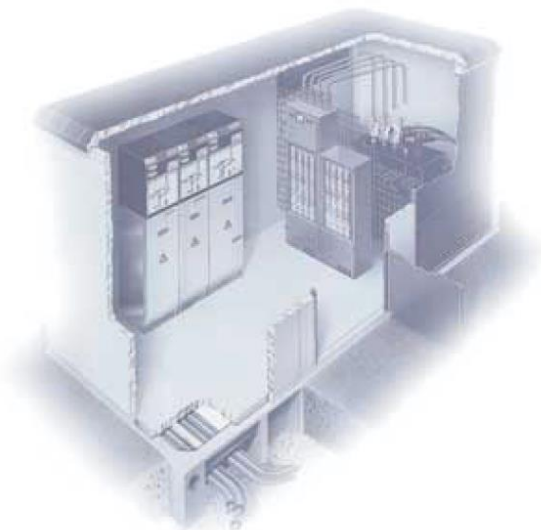
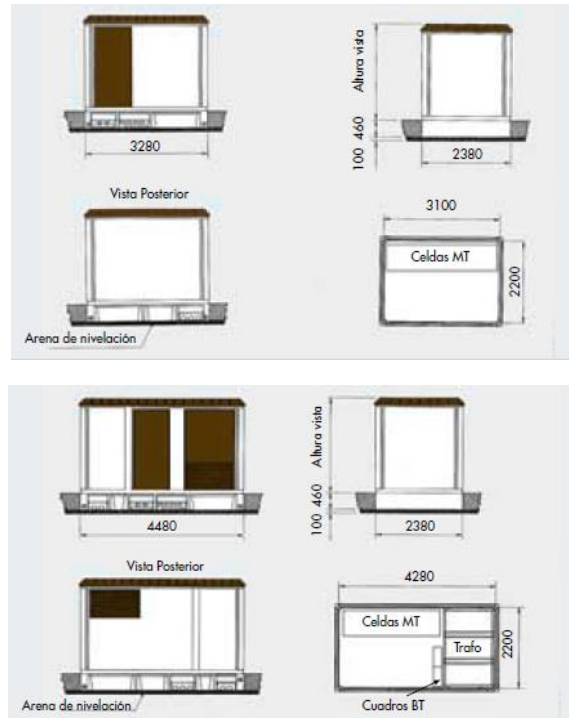


Figura 35 - "Casetas seleccionadas" (Fuente: Catálogo de Ormazábal)



3.5 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Una vez seleccionados todos los equipos y estructuras necesarias para llevar a cabo la instalación, se procede a mostrar el procedimiento necesario para validar los equipos seleccionados. Como ya se ha indicado, el estudio de cortocircuito que permitirá validar los equipos seleccionados se ha postpuesto al Capítulo 5. PROTECCIONES Y PUESTAS A TIERRA, por tanto, este apartado esta dedicado al dimensionamiento de los tramos 3, 4 y 5 correspondientes con el cableado interior del C.T y la línea subterránea que permitirá la conexión con la línea eléctrica.

3.5.1 Dimensionamiento eléctrico

Tal y como se indica en el capítulo anterior, esta parte del dimensionamiento se corresponde con los tramos en corriente alterna (AC). Por tanto, el objetivo es dimensionar los conductores que conectan los inversores al transformador y a este con la línea de media tensión. Por tanto, como se muestra a continuación, los tramos 3 y 4 siguen formando parte de la baja tensión mientras que el tramo 5 es el primer tramo de la instalación en media tensión.

El procedimiento de cálculo para los tramos 3 y 4 es más simple que el realizado en el capítulo anterior, ya que debido a su corta longitud se sabe que el criterio térmico será más restrictivo, por lo que no se planteará la caída de tensión en dichos tramos. En cambio, para el tramo 5 se deberá modificar las ecuaciones de cálculo ya que en media tensión se debe considerar tanto la resistencia como la reactancia de la línea a dimensionar.

TRAMO 3: INVERSOR – CUADRO GENERAL BAJA TENSIÓN

Este tramo se corresponde con la conexión del inversor al CGBT. El cuadro seleccionado dispone de 8 salidas de las cuales se utilizarán 6 para la conexión con los 5 inversores y el conductor de salida de la planta de biomasa. Para este tramo que constituirá la conexión entre las dos casetas se considera que los cables irán montados sobre dos rejillas aisladas y montadas en paralelo con una distancia entre ellas de 300 mm. Sobre la primera rejilla se distribuirán los cables de salida de los inversores de 200 kVA y la segunda contendrá los cables de los inversores de menor potencia.

Tal y como se recomienda en el documento de Prysmian Group el conductor a utilizar para los tramos 3 y 4 es el mismo que el utilizado en el tramo anterior, el modelo AFUMEX CLASS 1000V (AS) 0.6/1 kV, por tanto, las características a considerar para el dimensionamiento del tramo 3 son:

- Método de instalación F
- Temperatura ambiente máxima 40 °C en el interior del C.T.
- Modelo de conductor empleado es AFUMEX, unipolar con aislamiento XLPE
- Dos rejillas en paralelo con los conductores en contacto, una con 3 circuitos y la otra con 2, correspondientes con la salida de los inversores

Criterio Térmico

Al igual que en el dimensionamiento eléctrico del capítulo anterior, el primer paso es la obtención de la corriente de diseño. La corriente máxima esperada en este tramo se obtiene a partir de la potencia aparente que los inversores son capaces de generar utilizando la siguiente ecuación:

$$I_d = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} U_L}$$

Por tanto, se tienen dos casos diferenciados, por un lado, la salida de los inversores de 200 kVA por el otro, la de los inversores de menor potencia. Los factores de reducción obtenidos de la norma UNE-HD 60364-5-52, del mismo modo que en el capítulo anterior, son:

- Factor de agrupamiento
Como ya se ha avanzado se dispondrán dos rejillas en paralelo que atravesarán la pared de ambas casetas. Una de ellas con los 3 circuitos de salida de los inversores más grandes y otra para el resto. Acudiendo a la Tabla B.52.21 se obtienen los siguientes valores.

$$F_{agrup1} = 0,81$$

$$F_{agrup2} = 0,87$$

- Factor por temperatura ambiente
Se considera que la temperatura ambiente en el interior del C.T. puede alcanzar los 40°C en un día caluroso de verano. Al tratarse de un conductor aislado con XLPE, en la Tabla B.52.14, se obtiene el valor buscado.

$$F_{temp} = 0,91$$

Con estos factores de reducción, aplicando la condición del criterio térmico, se obtiene la intensidad máxima admisible, a partir de la cual, en la Tabla B.52.12 puede obtenerse la sección mínima de los conductores en ambos casos. Los resultados del dimensionamiento se recogen en la siguiente tabla.

CRITERIO TÉRMICO TRAMO 3				
CASO 1 (INV 200 kVA)				
Idis (A)	Fagrup	Ftemp	Iadm ≥ Idiseño/TFi	Sección (mm ²)
288,68	0,81	0,91	364,627	120
CASO 2 (INV 110 kVA)				
Idis (A)	Fagrup	Ftemp_amb	Iadm ≥ Idiseño/TFi	Sección (mm ²)
158,77	0,87	0,91	166,071	50

Tabla 25 - "Criterio térmico TRAMO 3"

TRAMO 4: CUADRO GENERAL BAJA TENSIÓN – TRANSFORMADOR

Las características de este tramo son similares a las del tramo anterior con la salvedad de que se tiene una restricción más. La acometida del cuadro de baja tensión, tal y como se indica en su catálogo, está preparada para acoger un máximo de 4 conductores con 240 mm² de sección. En cuanto al resto de características, se consideran las mismas que en el tramo anterior.

Criterio Térmico

En este caso la corriente de diseño agrupa la salida de todos los inversores junto con la planta de biomasa. La corriente de diseño se obtiene igual que en el tramo anterior sumando las potencias aparentes de todos los equipos mencionados.

$$S_{max} = S_{INV_200} + S_{INV_110} + S_{BIOMASA}$$

En cuanto a los factores de reducción, al tener un único circuito no es necesario aplicar el factor de reducción por agrupamiento. Por tanto, el único factor a tener en cuenta es:

- Factor por temperatura

Al igual que en el tramo anterior, considerando una temperatura ambiente máxima de 40 °C para un conductor con aislamiento XLPE, de la Tabla B.52.14 se obtiene:

$$F_{temp} = 0,91$$

Sin embargo, al realizar el cálculo se obtiene una intensidad de diseño excesivamente grande de valor 1,4 kA que supondría secciones mayores a 300 mm². Por tanto, se concluye que es necesario emplear más de un conductor por fase, teniendo en cuenta la restricción fijada por el fabricante del cuadro, como máximo podrán emplearse 4 conductores. En este caso, se utilizarán tres conductores por fase, por tanto, la intensidad de diseño se reparte entre 3 conductores dando como resultado la siguiente ecuación:

$$I_d = \frac{S_{max}}{3 * \sqrt{3} U_L} = 471,5 A$$

Al utilizar 3 conductores es necesario aplicar el factor de agrupamiento, el cual se obtiene de la Tabla B.52.17 de la norma, para el método de instalación F para un total de 3 circuitos.

$$F_{agrup} = 0,82$$

Aplicando la condición del criterio térmico y acudiendo a la tabla B.52.12 se obtiene la sección de los conductores a emplear en este tramo. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

CRITERIO TÉRMICO TRAMO 4				
I_{dis} (A)	F_{agrup}	F_{temp_amb}	$I_{adm} \geq I_{diseño}/\prod F_i$	Sección (mm ²)
471,50	0,82	0,91	631,872	240

Tabla 26 - "Criterio térmico TRAMO 4"

TRAMO 5: TRANSFORMADOR – LÍNEA ELÉCTRICA

El último tramo a dimensionar en este capítulo es el tramo que conecta el centro de transformación con la línea eléctrica. Este es el primer tramo en media tensión, por tanto, se deberá tener en cuenta las modificaciones necesarias en el procedimiento de dimensionamiento.

El cableado se realiza en zanja y estará enterrado a una profundidad de 1m, por lo que se deberá proyectar una zanja con la longitud necesaria para llegar al primer apoyo de la línea. En este apoyo se encontrarán las protecciones necesarias para realizar el cambio de línea subterránea a línea aérea. Las dimensiones de la zanja y materiales a utilizar son similares a las presentadas en el Capítulo 2 para la red de baja tensión.

Cableado necesario

En primer lugar, se debe seleccionar el conductor a emplear. De nuevo, se acude al documento de Prysmian Group para seleccionar un modelo de cable adecuado para el tramo considerado. Las características del modelo seleccionado se recogen en la siguiente tabla:


TRAMO 5: Transformador - Línea eléctrica	
Características constructivas	
Modelo	AL EPROTENAX H COMPACT-AL HERPRZ1
Metal	Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio
Pantalla metálica	Hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contra espira
Aislamiento	HEPR (etileno propileno de alto módulo)
Cubierta	Polioléfina termoplástica DMZ1

Tabla 27 - "Selección conductor TRAMO 5"

Según el catálogo del fabricante, este conductor ha sido normalizado por la empresa distribuidora Iberdrola y cumple con los ensayos establecidos en la norma UNE-HD 620-9E. Una vez seleccionado el conductor necesario, se presentan las condiciones del tramo a dimensionar:

- Temperatura ambiente máxima 40 °C
- Cable unipolar de aluminio con aislamiento HEPR
- Temperatura de servicio del conductor 90 °C
- Temperatura del terreno 35 °C
- Conductores directamente enterrados a 1m de profundidad
- Resistividad térmica del terreno 2,5 Km/W

Criterio Térmico

Tal y como se ha mostrado en capítulos anteriores, el primer paso del criterio térmico en cualquier caso es obtener la corriente de diseño del tramo a dimensionar. La corriente máxima esperada en dicho tramo se obtiene de la siguiente ecuación:

$$I_d = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} U_L} = 34,65 A$$

En este caso, la potencia aparente a considerar es la del transformador más la del parque eólico que como se ha descrito en el capítulo anterior, se entronca en la celda de línea, por tanto, 1000 kVA+200 kVA hacen un total de 1200 kVA. Al elevar la tensión, la normativa utilizada en los tramos anteriores deja de tener validez. Para el dimensionamiento de este tramo se recurre al Reglamento de Alta Tensión, concretamente a su ITC-LAT-6 "Líneas subterráneas con cables aislados". De esta instrucción técnica se obtienen los siguientes factores de reducción.

- Factor de reducción por temperatura del terreno
Dada la temperatura de servicio del conductor, en este caso 90°C, acudiendo a la Tabla 7 de la citada norma se obtiene el siguiente factor de reducción.

$$F_{temp_terr} = 0,92$$

- Factor de reducción por resistividad térmica del suelo
En la Tabla 8 de la citada instrucción técnica se muestran los factores de corrección por resistividad térmica del suelo. Como se puede observar en dicha tabla, este factor depende de la sección final del conductor, por tanto, se asume que la sección final del conductor se encuentra entre 25 y 75 mm². Si esta suposición no fue correcta, se deberá repetir el cálculo modificando este factor.

$$F_{resistividad} = 0,81$$

Una vez más, se aplica la condición del criterio térmico al igual que en el resto de tramos obtenido la corriente máxima admisible. Con este valor, se acude a la Tabla 6 de la citada norma para obtener la sección final del cable. Los resultados del criterio térmico se recogen en la siguiente tabla.

CRITERIO TÉRMICO TRAMO 5				
Idis (A)	Ftemp_terr	Fresistividad	Iadm ≥ Idiseño/∏Fi	Sección (mm ²)
34,64	0,96	0,8	46,49	25

Tabla 28 - "Criterio térmico TRAMO 5"

De nuevo no es necesario comprobar el criterio de caída de tensión basándose en el siguiente argumento. Las ecuaciones necesarias para obtener la caída de tensión en un línea resistivo-inductiva no tienen en cuenta las capacidades generadas por la pantalla del conductor y el terreno. Considerarlas contribuye a una menor pérdida de tensión por metro de línea, por tanto, los valores de caída de tensión obtenidos, en realidad serían aun menores. A pesar de no aportar valor al cálculo, a continuación, se presentan las ecuaciones que deben utilizarse, ya que será conveniente cuantificar las pérdidas eléctricas en media tensión para estimar la producción de la planta. Como se puede observar, estas ecuaciones dependen de los parámetros eléctricos de

la línea, los cuales se pueden obtener del catálogo del fabricante del conductor por metro de longitud de línea. Estos valores para el conductor seleccionado de la sección obtenida por el criterio térmico son:

$$R = 0,641 \Omega/km$$

$$X = 0,134 \Omega/km$$

$$\Delta U = \sqrt{3} * (|U_0| - |U_f|) = \sqrt{3} * (RI * \cos(\varphi) + XI * \text{sen}(\varphi))$$

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

Por tanto, considerando una distancia de 28 m obtenida del plano de la instalación, considerando un $\cos(\varphi)=1$ para una potencia aparente de 1,2 MVA, se obtiene:

$$\Delta U(\%) = 0,0054\%$$

Con ello, quedan dimensionados todos los tramos necesarios para conectar los inversores del parque fotovoltaico con el C.T y con el primer apoyo de la línea eléctrica, la cual se dimensiona en el siguiente capítulo.

Capítulo 4. LÍNEA ELÉCTRICA

Este capítulo está dedicado a describir el procedimiento llevado a cabo para el dimensionamiento de la línea eléctrica que conecta la planta fotovoltaica con la red eléctrica actual. Como se ha avanzado en la introducción, el objetivo final es desconectar el pueblo de la red estatal por lo que diseñar correctamente la única línea que quedará en el momento de desconexión será clave para el desarrollo del proyecto y la consecución del complejo energético que abastecerá a Aras de los Olmos de energía eléctrica libre de emisiones.

Dada la extensión máxima del trabajo muchos de los cálculos y resultados de esta parte del proyecto se incluyen en los anexos de cálculo. En este capítulo se presentan el procedimiento llevado a cabo y los resultados obtenidos. Como se sabe el dimensionamiento de una línea eléctrica puede dividirse en dos partes bien diferenciadas. La primera y más interesante para el caso del proyecto es la parte eléctrica, sin embargo, se deben realizar cálculos mecánicos para conocer los esfuerzos en los apoyos en cualquier situación. El cálculo eléctrico, en esta memoria técnica se realiza de forma manual, en cambio, para el cálculo mecánico se ha utilizado el software DMelect. Este programa resulta de gran utilidad para proyectos de este calibre ya que se deben presentar complejos planos de cada uno de los vanos propuestos acompañados de simples pero repetitivos cálculos para comprobar cada una de las posibles situaciones atmosféricas que pueden afectar al tendido eléctrico.

Este capítulo comienza con la descripción del trazado de la línea, indicando los cruzamientos más relevantes ya que en los vanos que sobrevuelan otras líneas, carreteras, zonas de cultivo, etc. Se deberá garantizar que se cumple con la distancia de seguridad estimada por el reglamento. Tras ello, se da paso a los cálculos justificativos donde se mostrará el procedimiento para obtener un modelo eléctrico de la línea y un resumen de los cálculos mecánicos más relevantes.

4.1 DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO

El primer paso para la realización de esta parte del proyecto es la selección de un trazado. Sobre el plano cartográfico proporcionado por el visor de la Comunidad Valenciana se decidió el trazado que se muestra a continuación. Las premisas para decidir este trazado fueron las indicadas por Roldán Porta, C. ^[18]:

- Evitar el paso por edificios o zonas habitadas
- Cuidar la accesibilidad a la línea para facilitar el tendido y los trabajos posteriores
- Reducir el número de cruzamientos con carreteras, ríos, barrancos, etc
- Seleccionar los trazados con menor impacto ambiental, evitando bosques, parques naturales, etc
- Evitar fuertes desniveles o pendientes pronunciadas
- Combinar el resto de criterios para conseguir un coste lo más bajo posible

Como el propio Sr. Roldán ^[18] indica, normalmente no se pueden satisfacer todos los criterios sin empeoran alguno de ellos, por tanto, se debe buscar una solución de compromiso. El trazado seleccionado y el perfil del terreno se muestran a continuación:



Figura 36 - "Trazado de la línea"



Figura 37 - "Perfil del terreno seleccionado"

La línea se entronca en la red eléctrica gestionada por Sersuma SLU. y finaliza en la planta fotovoltaica al final del Tramo 5, donde se encuentra el apoyo de fin de línea. En total la longitud de la línea es de 2,4 km y su recorrido pertenece en su totalidad al término municipal de Aras de los Olmos. Los cruzamientos más relevantes se encuentran al comienzo del trazado y son los siguientes:

- Carretera estatal (CV-355) de 6m de ancho
- Línea de telecomunicaciones situada a 6,5m de altura cuyo recorrido es paralelo a la carretera

4.2 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

En este apartado se pretenden mostrar el procedimiento llevado a cabo para el dimensionamiento eléctrico y mecánico de la línea, obteniendo tanto la sección del conductor empleado como la caída de tensión en todo el trazado que servirá para estimar las pérdidas de la instalación a la hora de obtener la producción anual de la planta fotovoltaica como los esfuerzos que soportará el cable. Las principales características de la línea son:

- Tensión asignada 20 kV, 3ª categoría ($1 < U_n \leq 30$ kV)
- Tensión más elevada de la línea 24 kV
- Zona B:
 - Temperatura -10/-15 °C
 - Viento de 120 km/h
 - Manguito de hielo en los cables de peso $0,18 \cdot d^{0,5}$ daN/m (siendo d el diámetro del conductor en mm)
- Longitud total 2,4 km
- Potencia a trasegar son 200 kVA del parque eólico + 1000 kVA del conjunto planta fotovoltaica/biomasa

4.2.1 Cálculos eléctricos

Selección del conductor

El conductor a seleccionar debe cumplir con la norma UNE-50182 tal y como se indica en ITC-LAT-07, la cual, muestra una tabla con las características mecánicas de los conductores aluminio-acero, que son los más utilizados en líneas de alta tensión. Para la selección del conductor se obtiene la corriente asignada haciendo uso de la ecuación mostrada para el tramo 5:

$$I_n = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} U_L} = \frac{1,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 34,64 \text{ A}$$

Con este valor, se selecciona el conductor 47-AL1/4-ST1A de la tabla de la norma UNE-50182. El siguiente paso es comprobar que se cumple el criterio de densidad de corriente máxima definido en la instrucción técnica mencionada. Al tratarse de un conductor de aluminio-acero, se considera la sección total como si fuera solo de aluminio para después aplicar el factor de corrección correspondiente. El procedimiento para comprobar este criterio es el siguiente:

$$\sigma_{al-ac} = \sigma_{al} \cdot k$$

Donde,

- σ (A/mm²), es la densidad de corriente que para el aluminio tiene un valor de 3,89 A/mm²
- $k=0,937$ para una composición del conductor 6+1 (6 alambres de aluminio + 1 de acero)

Una vez obtenida la densidad de corriente se calcula la corriente máxima que puede circular por el conductor, la cual deberá ser mayor que la corriente en régimen permanente. Para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_{max} = \sigma_{al-ac} \cdot S_{total} > I_n$$

$$I_{max} = 3,89 \cdot 0,937 \cdot 54,6 = 199 \text{ A} > I_n = 34,64 \text{ A}$$

Como se puede observar, el criterio se cumple ampliamente. En la Tabla de la norma UNE-50182 se muestra un conductor de menor sección al seleccionado, que es posible que cumpla este criterio. Sin embargo, la diferencia de demanda entre ambas secciones, hace que el precio de la sección menor sea superior, por tanto, se ha decidido mantener esta sección. Además, este hecho supone una ventaja a largo plazo ya que se podría realizar un repowering de la instalación sin necesidad de modificar la línea.

Parámetros del modelo de la línea

En este apartado se pretende obtener el modelo eléctrico monofásico de la línea. Esta información resulta útil para simular el posible comportamiento de la línea y para realizar cálculos eléctricos como la caída de tensión. Tal y como se estudió en la asignatura Líneas y Redes de Alta Tensión, existen distintos modelos para simular el comportamiento eléctrico de una línea.

El modelo más cercano a la realidad y que mejor reproduce el comportamiento de una línea es el modelo de parámetros distribuidos que considera que la resistencia, inductancia y capacidad de la línea no está situado en un solo punto, sino que se distribuye en toda la longitud del cable. Este modelo resuelve las ecuaciones generales planteándolas en forma hiperbólica, lo que permite conocer la tensión y la corriente en cualquier punto de la línea conociendo estos parámetros en el origen. Sin embargo, la complejidad matemática de este modelo llevó a la necesidad de simplificar dicho cálculo y para este proyecto se utilizó el modelo en PI, el cual se muestra en la figura.

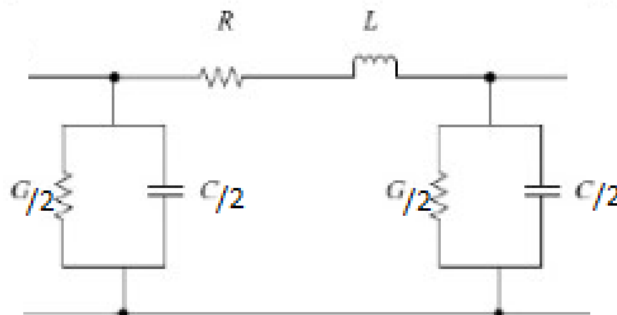


Figura 38 - "Modelo en π de una línea eléctrica" (Fuente: Roldán Porta, C. [18])

Esta simplificación, como se estudió y comprobó en la asignatura, tiene validez siempre y cuando la línea tenga una longitud menor a un sexto de la longitud de onda de la señal transmitida por la misma, la cual, depende de la velocidad de la luz.

$$\lambda = \frac{c}{f} = \frac{3 \cdot 10^5}{50} = 6000 \text{ km}$$

Por tanto, utilizar este modelo en líneas que superen los 600 km ($\lambda/6$) de longitud puede llevar a errores de sobredimensionamiento ya que las caídas de tensión obtenidas con dicho modelo son superiores a las obtenidas por el modelo de parámetros distribuidos. Como la línea que ocupa el proyecto solo tiene 2,4 km queda demostrada la validez del modelo. Los cálculos y consideraciones para obtener los parámetros característicos del modelo se incluyen en el Anexo I de este documento. Dichos parámetros son:

- Resistencia efectiva, R_{ef} (Ω)
- Inductancia aparente, L_{ap} (H)

- Capacidad, C (F)
- Conductancia, G (S)

Del paralelo entre la capacidad y la conductancia, se suele despreciar la conductancia y en bibliografía la capacidad se muestra como una admitancia Y ($S=1/\Omega$). La admitancia simboliza la facilidad que ofrece el circuito al paso de corriente. Los valores obtenidos en el Anexo I para la línea del proyecto se muestran en la siguiente tabla:

PARÁMETROS DEL MODELO EN π		
Ref	1,829	Ω
Lap	3,231	mH
C	2,06E-05	mF
G	Despreciable	

Tabla 29 - "Parámetros eléctricos de la línea"

Caída de tensión

Una vez obtenidos los parámetros de la línea, el circuito planteado se resuelve de forma matricial utilizando la matriz del cuadripolo y estimando los valores iniciales de tensión y corriente. Este procedimiento está detallado en el Anexo I adjunto. La matriz del cuadripolo es la siguiente:

$$\begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{I_0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{A} & \overline{B} \\ \overline{C} & \overline{D} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \overline{U_f} \\ \overline{I_f} \end{bmatrix}$$

Donde,

- $\overline{A} = \overline{D} = \frac{\overline{Z} * \overline{Y}}{2} + 1$
- $\overline{B} = \overline{Z}$
- $\overline{C} = \frac{\overline{Z} * \overline{Y}^2}{2} + \overline{Y}$

El resultado teniendo en cuenta los valores obtenidos en el apartado anterior es el siguiente:

$$\begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{I_0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,999 + 5,91 * 10^{-6}i & 1,829 + 1,015i \\ -1,91 * 10^{-11} + 6,463 * 10^{-6}i & 0,999 + 5,91 * 10^{-6}i \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \overline{U_f} \\ \overline{I_f} \end{bmatrix}$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones matricial y aplicando la ecuación para obtener la caída de tensión tal y como se detalla en el anexo mencionado, los resultados son los siguientes:

CAIDA DE TENSION LÍNEA AEREA					
cos(φ)	U_0 (kV)	I_0 (A)	U_f (V)	I_f (V)	ΔU (%)
1	19,892	34,83	11420,97/-0,177°	34,83/-0,122°	0,5515
0,9 ind	19,892	38,7	11403,79/-0,0222	38,73/-25,94°	0,7003

Tabla 30 - "Resultados caída de tensión línea aérea"

Se debe destacar que, en este caso, a diferencia del tramo subterráneo se han tenido en cuenta los parámetros transversales del modelo que tienen en cuenta las capacidades generadas entre los conductores, por tanto, esta caída de tensión se considera más exacta que la calculada en el apartado anterior. Aun así, en el peor de los casos, sumando las caídas de tensión porcentuales del tramo en media tensión no se supera el 5%, máximo establecido por el reglamento por lo

que el diseño eléctrico de la línea se considera adecuado. Finalmente, el valor de caída de tensión en el tramo de media tensión, en el peor de los casos, tiene un valor de:

$$\Delta U_{MT} = 0,7057\%$$

4.2.2 Cálculos mecánicos

Una vez analizado el diseño eléctrico de la línea, el siguiente paso es obtener los esfuerzos que deberá soportar el conductor para las distintas hipótesis de cálculo. En primer lugar, es necesario conocer las características mecánicas del conductor, las cuales se muestran en la tabla del reglamento usada para la selección del mismo. Estas características, para el conductor 47-AL1/8-ST1, son:

- Sección total (aluminio+acero) = 54,6 mm²
- Diámetro = 9,45 mm
- Carga de rotura = 1640 daN
- Módulo de elasticidad = 7900 daN/mm²
- Coeficiente de dilatación lineal = 1,91 * 10⁻⁶
- Peso propio = 0,185 daN/m
- Peso propio + sobrecarga de viento = 0,596 daN/m
- Peso propio + sobrecarga con la mitad de viento = 0,339 daN/m
- Peso propio + sobrecarga de hielo (Zona B) = 0,738 daN/m
- Peso propio + sobrecarga de hielo (Zona C) = 1,292 daN/m

El siguiente paso es conocer las hipótesis de cálculo más desfavorables que pueden producirse en el lugar donde se pretende implantar la instalación. El reglamento de alta tensión establece tres zonas distintas dependiendo de su altitud con respecto al nivel del mar. En este caso, como se ha avanzado al comienzo de este apartado, la zona es la B por encontrarse entre los 500 y 1000m de altura, excepto los últimos apoyos que por poco superan los 1000m por lo que deberá considerarse en estos casos específicos la zona C.

HIPÓTESIS DE CÁLCULO ZONA B			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-10	Viento 120 km/h	----
Tracción máxima hielo	-15	----	Manguito de peso 0,18(d) ^{0,5}
Flecha máxima viento	15	Viento 120 km/h	----
Flecha máxima hielo	0	----	Manguito de peso 0,18(d) ^{0,5}
Flecha máx. temp.	50	----	----
Flecha mínima	-15	----	----
Desviación de aisladores	-10	½*Viento 120 km/h	----
Cálculo apoyos	-10	Viento 120 km/h	----

Tabla 31 - "Hipótesis más desfavorables Zona B"

Teniendo en cuenta las consideraciones y el procedimiento mostrado en el Anexo II adjunto, se muestran a continuación los resultados para cada una de estas hipótesis:

Vano	Longitud (m)	Desnivel (m)	Vano Regulación (m)	Hipótesis de Tensión Máxima	
				-10°C+V	-15°C+H
				T _{oh} (daN)	T _{oh} (daN)
1-2	26,13	2,36	26,13	278	325,6
2-3	138,27	0,72	138,27	456,4	544
3-4	123,76	-1,35	123,76	459,7	544,2
4-5	169,68	6,8	131,28	454,2	540,1
5-6	118,39	-0,2	131,28	454,2	540,1
6-7	90,02	3,24	131,28	454,2	540,1
7-8	126,03	4,74	131,28	454,2	540,1
8-9	132,75	5,25	131,28	454,2	540,1
9-10	117,54	5,23	131,28	454,2	540,1
10-11	118,92	5,71	131,28	454,2	540,1
11-12	134,92	6,96	131,28	454,2	540,1
12-13	119,11	4,06	125,4	456,3	541
13-14	146,21	5,1	125,4	456,3	541
14-15	94,38	7,55	125,4	456,3	541
15-16	155,87	28,79	155,87	436	524
16-17	166,66	34,09	151,98	431,9	519,6
17-18	130,94	1,95	151,98	431,9	519,6
18-19	148,8	-9,8	148,8	450,2	539,1
19-20	148,8	15,59	148,8	446,7	535,1

Tabla 32 - "Tensiones máximas horizontales en cada vano"

Vano	Hipótesis de Flecha Máxima						Hipótesis Flecha Mínima
	15°C+V		50°C		0°C+H		-15°C
	T _h (daN)	F (m)	T _h (daN)	F (m)	T _h (daN)	F (m)	F(m)
1-2	168,7	0,3	36,8	0,43	247,7	0,26	0,06
2-3	405,8	3,51	125,2	3,53	509,3	3,47	2,2
3-4	400,5	2,85	123,1	2,88	504,2	2,81	1,58
4-5	400,6	5,37	123,3	5,41	503,5	5,29	3,21
5-6	400,6	2,61	123,3	2,63	503,5	2,57	1,56
6-7	400,6	1,51	123,3	1,52	503,5	1,49	0,9
7-8	400,6	2,96	123,3	2,98	503,5	2,92	1,77
8-9	400,6	3,28	123,3	3,31	503,5	3,23	1,97
9-10	400,6	2,58	123,3	2,6	503,5	2,54	1,54
10-11	400,6	2,64	123,3	2,66	503,5	2,6	1,58
11-12	400,6	3,4	123,3	3,42	503,5	3,34	2,03
12-13	398,9	2,65	122,6	2,68	502,1	2,61	1,51
13-14	398,9	4	122,6	4,04	502,1	3,94	2,27
14-15	398,9	1,67	122,6	1,69	502,1	1,64	0,95
15-16	396,4	4,65	122,3	4,68	496,4	4,6	3,3

16-17	392,5	5,39	120,7	5,44	492,1	5,32	3,85
17-18	392,5	3,26	120,7	3,29	492,1	3,22	2,33
18-19	405,6	4,08	125,3	4,1	508,3	4,03	2,75
19-20	402,7	4,13	124,3	4,15	504,7	4,08	2,79

Tabla 33 - "Flechas máximas y mínimas en cada vano"

Vano	Hipótesis de Cálculo Apoyos		Desviación Cadenas Aisladores
	-10°C+V	-15°C+H	-10°C+V/2
	Th(daN)	Th(daN)	Th(daN)
1-2	278	325,6	245,3
2-3	456,4	544	301,9
3-4	459,7	544,2	314,8
4-5	454,2	540,1	304,1
5-6	454,2	540,1	304,1
6-7	454,2	540,1	304,1
7-8	454,2	540,1	304,1
8-9	454,2	540,1	304,1
9-10	454,2	540,1	304,1
10-11	454,2	540,1	304,1
11-12	454,2	540,1	304,1
12-13	456,3	541	310,1
13-14	456,3	541	310,1
14-15	456,3	541	310,1
15-16	436	524	277,4
16-17	431,9	519,6	274
17-18	431,9	519,6	274
18-19	450,2	539,1	291,1
19-20	446,7	535,1	288,4

Tabla 34 - "Tensiones en las hipótesis de cálculo de apoyo y desviación de los aisladores"

Tensiones y flechas de tendido

Tras obtener las tensiones más desfavorables que deberá soportar el conductor el siguiente paso es obtener las tablas de tendido. Durante la vida útil de una línea, además de las condiciones más desfavorables, existen distintas condiciones que modifican la tensión soportada, su longitud y flecha. Estas condiciones pueden ser variaciones de temperatura o de la carga soportada.

Las tablas de tendido son un instrumento muy útil a la hora del montaje o tendido de la línea ya que permite conocer la flecha de cada vano según la temperatura del día, de esta forma el equipo de instalación conoce la flecha que debe quedar en la catenaria una vez montada. En estas tablas no se considera ningún tipo de sobrecarga, sin embargo, se debe comprobar la tensión de cada día, EDS "Every day strength" y para ello se utiliza la ecuación de cambio de

condiciones modificando la temperatura para analizar los efectos de dilatación y modificación de cargas.

Esta comprobación se debe a que, si no se limita la tensión normalmente soportada, se pueden dar vibraciones que produzcan efectos de fatiga en el cable y terminen seccionándolo en algún punto. La condición a cumplir es la siguiente para una temperatura de 15°C:

$$EDS = \left(\frac{T_h}{Q_r} \right) * 100 < 15$$

Donde,

- EDS, esfuerzo al que está sometido el conductor de una línea la mayor parte de su vida útil
- T_h (daN), componente horizontal de la tensión en las condiciones consideradas para el vano de regulación
- Q_r (daN), carga de rotura del conductor

Teniendo en cuenta lo expuesto, las tablas de tendido se muestran en el Anexo III adjunto y a modo resumen a continuación, se muestran los resultados de la EDS para cada uno de los vanos.

Vano	Longitud (m)	Desnivel (m)	V. Regulación (m)	EDS
1-2	26,13	2,36	26,13	4,93
2-3	138,27	0,72	138,27	9,44
3-4	123,76	-1,35	123,76	9,74
4-5	169,68	6,8	131,28	9,45
5-6	118,39	-0,2	131,28	9,45
6-7	90,02	3,24	131,28	9,45
7-8	126,03	4,74	131,28	9,45
8-9	132,75	5,25	131,28	9,45
9-10	117,54	5,23	131,28	9,45
10-11	118,92	5,71	131,28	9,45
11-12	134,92	6,96	131,28	9,45
12-13	119,11	4,06	125,4	9,6
13-14	146,21	5,1	125,4	9,6
14-15	94,38	7,55	125,4	9,6
15-16	155,87	28,79	155,87	8,77
16-17	166,66	34,09	151,98	8,64
17-18	130,94	1,95	151,98	8,64
18-19	148,8	-9,8	148,8	9,16
19-20	148,8	15,59	148,8	9,07

Tabla 35 - "Resumen de las tablas de tendido. EDS en cada vano"

Distancias de seguridad

A continuación, se obtienen las distancias de seguridad que establece la ITC-LAT 07 para los distintos elementos que componen la línea. Estas son:

1. Distancia de los conductores al terreno
2. Distancia entre conductores de la línea
3. Distancia de los conductores al apoyo

Distancia de los conductores al terreno (d_t)

La obtención de esta distancia permite conocer la altura mínima de los apoyos. Esta altura, tal y como se especifica en la ITC-LAT 07, será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, queden situados por encima del terreno y haya suficiente aire (aislante) para garantizar que no se producen descargas a objetos situados a potencial de tierra cuando se produce una sobretensión ya sea de frente lento o rápido. Para obtenerla se debe cumplir la siguiente condición, sabiendo que el mínimo permitido por el reglamento es de 6m:

$$d_t \geq D_{app} + D_{el}$$

Donde,

- D_{el} (m), distancia mínima de aislamiento en el aire
- D_{app} (m), distancia de seguridad para garantizar que se cumpla D_{el} , en este caso, 5,3 m

En la Tabla 15 de la ITC-LAT 07 se puede encontrar el valor de D_{el} según la tensión más elevada de la red. Para una tensión $U_s=24$ kV, la distancia $D_{el}=0,22$ m. Por tanto, como no se alcanza el mínimo establecido por el reglamento se establece una distancia de seguridad al terreno de valor:

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

Distancia entre los conductores de la línea (d_s)

La distancia entre los conductores de la propia línea para garantizar que existe aislante suficiente entre las fases depende del tipo de apoyo, la tensión nominal de la línea y de la flecha máxima obtenida de las hipótesis más desfavorables. Se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$d_s \geq k * \sqrt{F + L} + k' D_{pp}$$

Donde,

- k , coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento. Según la Tabla 16 de la ITC-LAT 07 para el caso de estudio tiene un valor de 0,65.
- L (m), longitud de la cadena de suspensión. Si el apoyo es de amarre, $L=0$
- F (m), flecha máxima
- D_{pp} (m), distancia de aislamiento mínima en el aire para prevenir una descarga disruptiva entre los conductores de las fases durante una sobretensión de frente lento o rápido. En la misma Tabla del apartado anterior se especifica un valor de 0,25 m
- k' , coeficiente que depende de la categoría de la línea, en este caso = 0,75

Particularizando la ecuación mostrada para cada uno de los apoyos se obtiene la siguiente tabla:

Apoyo	Tipo	F (m)	L (m)	d _s (m)
1	Fin de línea	0,43	0	0,61
2	Ángulo amarre	3,53	0	1,41
3	Ángulo amarre	3,53	0	1,41
4	Ángulo amarre	5,41	0	1,7
5	Suspensión	5,41	0,51	1,77
6	Suspensión	2,63	0,51	1,34
7	Suspensión	2,98	0,51	1,4
8	Suspensión	3,31	0,51	1,46
9	Suspensión	3,31	0,51	1,46
10	Suspensión	2,66	0,51	1,34
11	Suspensión	3,42	0,51	1,48
12	Amarre	3,42	0	1,39
13	Suspensión	4,04	0,51	1,57
14	Suspensión	4,04	0,51	1,57
15	Amarre	4,68	0	1,59
16	Ángulo amarre	5,44	0	1,7
17	Suspensión	5,44	0,51	1,77
18	Ángulo amarre	4,1	0	1,5
19	Ángulo amarre	4,15	0	1,51
20	Fin de línea	4,15	0	1,51

Tabla 36 - "Distancia mínima entre las fases en cada apoyo"

Distancia de los conductores al apoyo (d_a)

La distancia mínima a tener en cuenta entre los conductores y cada uno de los apoyos de la línea, debe cumplir la siguiente condición:

$$0,2 \leq d_a \geq D_{el}$$

El valor de D_{el} se ha obtenido para obtener la distancia de los conductores al terreno, por tanto se tiene un valor de:

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

Cruzamientos y paralelismos

Además de las distancias de aislamiento el reglamento también establece distancias de seguridad si la línea en su recorrido se cruza con distintos elementos como pueden ser: otras líneas, carreteras, zonas habitadas, etc. Tal y como se indicó al inicio de este capítulo, en el caso de estudio se producen dos cruzamientos relevantes, los cuales se muestran el plano del trazado de la línea. En cambio, dado que el recorrido de la zona se encuentra en una zona rural no se da ningún paralelismo a tener en cuenta.

Ambos cruces se producen cercanos al punto de entronque con la red que abastece Aras y son los siguientes:

1. Carretera no estatal
2. Línea de telecomunicaciones

Carretera no estatal

La distancia mínima a respetar en el cruce de la línea con una carretera no estatal, concretamente la CV-335, se obtiene de la siguiente condición:

$$7 \leq d \geq 6,3 + D_{el}$$

Ya que $D_{el}=0,22$ m, no se supera el mínimo establecido por el reglamento, por tanto, la distancia vertical mínima es de 7 m y la obtenida una vez dispuestos los apoyos es de 10,38 m, por tanto, se cumple la indicada condición.

En cuanto a la distancia horizontal, a la cual se deben situar los apoyos, no existe restricción alguna. Los apoyos 2 y 3 se encuentran a 43 y 89,2 m respectivamente de la carretera.

Línea de telecomunicaciones

Cuando se produce el cruzamiento entre dos líneas distintas la de mayor tensión asignada cruzará por encima. En este caso, se tiene una línea de telecomunicaciones con una tensión de 400 V a una altura de 6,5m. La distancia vertical entre ambas líneas no será inferior a:

$$d \geq D_{add} + D_{pp}$$

Sabiendo que $D_{add} = 2,5$ m para líneas de hasta 66 kV. Se obtiene una distancia vertical mínima entre ambas líneas de $d= 2,75$ m.

En cuanto a la distancia horizontal, sabiendo que el cruce se produce en el segundo vano, entre los apoyos 2 y 3 y que d_a no puede ser inferior a 2m para líneas de hasta 45 kV. Debe cumplirse la siguiente condición:

$$d_a \geq 1,5 + D_{el}$$

Finalmente se obtiene una distancia horizontal mínima a cada apoyo de 2 m, ya que no se supera el mínimo establecido por el reglamento.

Cálculo y elección de apoyos y crucetas

Una vez conocidas las distancias mínimas a respetar para garantizar la seguridad y los esfuerzos que soportará el cable en las hipótesis más desfavorables fijadas por el reglamento, el siguiente paso es la elección de los apoyos junto con el cálculo de los esfuerzos que estos apoyos deberán soportar en las mismas hipótesis supuestas para el conductor.

El procedimiento detallado de dicho cálculo al igual que para el conductor se encuentra en el Anexo II adjunto a este documento. Se muestra a continuación un resumen de los resultados obtenidos.

Apoyo	Tipo	Angulo Relativo (°)	Hipótesis 1ª (Viento) (-5:A/-10:B/-15:C)°C+V			Hipótesis 2ª (Hielo) (-15:B/-20:C)°C+H		
			V (daN)	T (daN)	L (daN)	V (daN)	T (daN)	L (daN)
1	Fin Línea		178,9	45,7	1.105,80	135,8		1.295,30
2	Alin. Am		276,9	217,9		472,2		
3	Ang. Am.	85,1°; apo.2	289,8	640,3	12,8	527	372,1	0,8
4	Ang. Am.	70,2°; apo.3	285	1.578,30	20,6	467,7	1.464,30	15,3
5	Alin. Susp.		307,9	313,1		597,7		
6	Alin. Susp.		252	230,4		380		

7	Alin. Susp.		269,4	238,4		447		
8	Alin. Susp.		281,2	282,7		494,1		
9	Alin. Susp.		277,5	273,9		479,8		
10	Alin. Susp.		274,3	259,6		466,7		
11	Alin. Susp.		279,1	277,7		486,1		
12	Ang. Am.	70,2°; apo.13	288,1	1.529,50	7,9	520,4	1.457,20	3,4
13	Alin. Susp.		283,5	289,5		503,2		
14	Alin. Susp.		257,8	264,1		404		
15	Alin. Am		254,2	318,1		344,4		
16	Ang. Am.	87,4°; apo.17	309,1	562,4	16,4	560,9	191,5	17,5
17	Alin. Susp.		370,3	326,5		841,1		
18	Alin. Am		336,6	348,5		665,8		
19	Alin. Am		236,8	369,6		280,9		
20	Fin Línea		295,3	185,1	1.777	544,7		2.128,60

Tabla 37 - "Resultados del cálculo de esfuerzos sobre los apoyos para las dos primeras hipótesis"

Apoyo	Tipo	Angulo Relativo (°)	Hipótesis 3ª (Desequilibrio de tracciones) (-5:A)°C + V (-15:B/-20:C)°C + H			Hipótesis 4ª (Rotura de conductores) (-5:A)°C + V (-15:B/-20:C)°C + H		Dist. Lt (m)	Dist. Min. Cond. (m)
			V (daN)	T (daN)	L (daN)	V (daN)	Lt (daN)		
1	Fin Línea					155,6	325,6	1,5	0,61
2	Alin. Am		472,2	63	867,8				1,41
3	Ang. Am.	85,1°; apo.2	527	344,3	323,5				1,41
4	Ang. Am.	70,2°; apo.3	467,7	1.359,60	305,4				1,7
5	Alin. Susp.		597,7		157,5				1,77
6	Alin. Susp.		380		157,5				1,34
7	Alin. Susp.		447		157,5				1,4
8	Alin. Susp.		494,1		157,5				1,46
9	Alin. Susp.		479,8		157,5				1,46
10	Alin. Susp.		466,7		157,5				1,34
11	Alin. Susp.		486,1		157,5				1,48
12	Ang. Am.	70,2°; apo.13	520,4	1.349,10	303,7				1,39
13	Alin. Susp.		503,2		157,8				1,57
14	Alin. Susp.		404		157,8				1,57
15	Alin. Am		344,4		322,8				1,59
16	Ang. Am.	87,4°; apo.17	560,9	177,9	312,3				1,7
17	Alin. Susp.		841,1		151,5				1,77
18	Alin. Am		665,8		321,7				1,5
19	Alin. Am		280,9		321,7				1,51
20	Fin Línea					433,2	713,4	1,5	1,51

Tabla 38- "Resultados del cálculo de esfuerzos en cada apoyo para las hipótesis restantes y distancias mínimas"

A la vista de los resultados, finalmente los apoyos y crucetas seleccionados son los siguientes:

Apoyo	Tipo	Constitución	Ángulo (°)	Altura Total (m)	Esf. Nominal (daN)	Esfuer. Torsión (daN)	Dist. Torsión (m)
1	Fin Línea	Celosía recto		10	2.000	1.400	1,5
2	Alin. Am	Celosía recto		12	1.000	700	1,5
3	Ang. Am.	Celosía recto	170,1°	14	1.000	700	1,5
4	Ang. Am.	Celosía recto	140,3°	12	2.000	1.400	1,5
5	Alin. Susp.	Celosía recto		14	500	500	1,5
6	Alin. Susp.	Celosía recto		10	500	500	1,5
7	Alin. Susp.	Celosía recto		10	500	500	1,5
8	Alin. Susp.	Celosía recto		10	500	500	1,5
9	Alin. Susp.	Celosía recto		10	500	500	1,5
10	Alin. Susp.	Celosía recto		10	500	500	1,5
11	Alin. Susp.	Celosía recto		10	500	500	1,5
12	Ang. Am.	Celosía recto	140,4°	10	2.000	1.400	1,5
13	Alin. Susp.	Celosía recto		10	500	500	1,5
14	Alin. Susp.	Celosía recto		10	500	500	1,5
15	Alin. Am	Celosía recto		10	500	500	1,5
16	Ang. Am.	Celosía recto	174,7°	14	1.000	700	1,5
17	Alin. Susp.	Celosía recto		16	500	500	1,5
18	Alin. Am	Celosía recto		10	500	500	1,5
19	Alin. Am	Celosía recto		10	500	500	1,5
20	Fin Línea	Celosía recto		12	3.000	1.400	1,5

Tabla 39 - "Selección de apoyos según los esfuerzos obtenidos"

Apoyo	Tipo	Constitución	Montaje	D.Cond. Cruceta (m)	a Brazo Superior (m)	d D.Vert. Brazos (m)	e D.eje jabalcón (m)	f D.ref. jabalcón (m)	Peso (daN)
1	Fin Línea	Celosía recto	Bóveda Plana	1,5	1,5	1,5	1,1	0,6	180
2	Alin. Am	Celosía recto	Bóveda Plana	1,5	1,5	1,5	1,1	0,6	180
3	Ang. Am.	Celosía recto	Bóveda Plana	1,49	1,5	1,5	1,1	0,6	180
4	Ang. Am.	Celosía recto	Bóveda Plana	1,88	2	1,5	1,1	0,6	195
5	Alin. Susp.	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
6	Alin. Susp.	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
7	Alin. Susp.	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
8	Alin. Susp.	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
9	Alin. Susp.	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
10	Alin. Susp.	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
11	Alin. Susp.	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
12	Ang. Am.	Celosía recto	Bóveda Plana	1,41	1,5	1,5	1,1	0,6	180
13	Alin. Susp.	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
14	Alin. Susp.	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
15	Alin. Am	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
16	Ang. Am.	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195

17	Alin. Susp.	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
18	Alin. Am	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
19	Alin. Am	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195
20	Fin Línea	Celosía recto	Bóveda Plana	2	2	1,5	1,1	0,6	195

Tabla 40 - "Crucetas seleccionadas para cada apoyo"

En el plano del trazado de la línea se encuentra la representación gráfica del apoyo y además, se puede encontrar la representación de la cruceta seleccionada a partir de la cual se realizaron los cálculos para el modelo eléctrico.

Cimentaciones

Una vez obtenidos los esfuerzos en cada uno de los apoyos el siguiente paso es obtener los esfuerzos en la base de los mismos para poder calcular la cimentación necesaria para absorber los momentos generados y sostener el apoyo. La cimentación a emplear son zapatas monobloque cuyas dimensiones variarán para cada uno de los apoyos.

Dado que este proyecto se centra en la parte eléctrica de la instalación, la justificación y los resultados de la cimentación se ha incluido en el Anexo IV adjunto. En dicho anexo se encuentran tanto las ecuaciones necesarias para la obtención de los esfuerzos y las dimensiones de las zapatas como los resultados finales de dicho cálculo.

Cadena de aisladores

El último apartado a contemplar en este capítulo son las cadenas de aisladores en cada uno de los apoyos. Para seleccionar los aisladores son precisos tanto cálculos eléctricos como mecánicos, los cuales están incluidos en el Anexo V adjunto a este documento. Los resultados del procedimiento justificado en dicho anexo son los siguientes:

Apoyo	Tipo	Denom.	Qa (daN)	Diam. Aisl. (mm)	Lf (mm)	Long. Aisl. (m)	Peso Aisl. (daN)
1	Fin Línea	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
2	Alin. Am	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
3	Ang. Am.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
4	Ang. 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	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
8	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
9	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
10	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
11	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
12	Ang. Am.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
13	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
14	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
15	Alin. Am	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
16	Ang. Am.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67

17	Alin. Susp.	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
18	Alin. Am	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
19	Alin. Am	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67
20	Fin Línea	U40B	4.000	175	190	0,11	1,67

Tabla 41 - "Características físicas de los discos que componen el aislador"

Apoyo	N.Cad.	N.Ais.	Nia (cm/kV)	Lca (m)	Pca (daN)	Eca (daN)	Pv+Pca (daN)	Csmv	Toh ncf (daN)	Csmh
1	3 C. Am.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	14,73	271,64	325,6	12,29
2	6 C. Am.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	53,29	75,06	543,97	7,35
3	6 C. Am.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	58,97	67,83	544,16	7,35
4	6 C. Am.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	46,1	86,77	544,16	7,35
5	3 C. Su.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	134,25	29,8	81,84	48,88
6	3 C. Su.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	61,67	64,87	59,15	67,62
7	3 C. Su.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	84	47,62	61,35	65,2
8	3 C. Su.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	99,7	40,12	73,51	54,42
9	3 C. Su.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	94,92	42,14	71,1	56,26
10	3 C. Su.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	90,57	44,17	67,17	59,55
11	3 C. Su.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	97,02	41,23	72,14	55,45
12	6 C. Am.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	82,89	48,26	540,96	7,39
13	3 C. Su.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	102,72	38,94	75,36	53,08
14	3 C. Su.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	69,68	57,4	68,4	58,48
15	6 C. Am.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	83,32	48,01	540,96	7,39
16	6 C. Am.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	160,81	24,87	523,97	7,63
17	3 C. Su.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	215,38	18,57	85,51	46,78
18	6 C. Am.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	95,76	41,77	539,07	7,42
19	6 C. Am.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	24,55	162,94	539,07	7,42
20	3 C. Am.	3	1,7	0,51	5,01	4,04	116,58	34,31	535,07	7,48

Tabla 42 - "Características y esfuerzos de la cadena de aisladores empleada en cada apoyo"

Por último, queda por comprobar la desviación máxima que debido al viento sobre los conductores sufrirán las cadenas de suspensión en cada apoyo de alineación. El ángulo máximo de desviación de la cadena y no podrá ser mayor al ángulo μ máximo permitido para que se mantenga la distancia del conductor al apoyo. Esta comprobación se obtiene utilizando las siguientes ecuaciones según el tipo de apoyo:

$$\text{Para apoyos de alineación: } \tan(\gamma) = \frac{(Pv + \frac{Eca}{2})}{P_{-10^\circ C + V/2} + \frac{Pca}{2}} = \frac{Etv}{Pt}$$

$$\text{Para apoyos de ángulo: } \tan(\gamma) = \frac{(Pv * \cos(\frac{180-\alpha}{2}) + Rav + \frac{Eca}{2})}{P_{-X^\circ C + V/2} + \frac{Pca}{2}} = \frac{Etv}{Pt}$$

Donde,

- $\tan(\gamma)$, tangente del ángulo que forma la cadena de suspensión con la vertical al desviarse por acción del viento

- Pv (daN), esfuerzo de la mitad de la presión del viento sobre el conductor
- Eca (daN), esfuerzo de la mitad de la presión del viento sobre la cadena de aisladores y herrajes
- P_{-10°C+v/2} (daN), peso total del conductor que gravita sobre el apoyo en las condiciones de T^a -10 °C para la zona B con sobrecarga de la mitad de la presión del viento
- α (°), ángulo que forman los conductores de la línea
- Rav (daN), resultante de ángulo en las condiciones de -10 °C en zona B con sobrecarga mitad de la presión del viento

Además, se debe tener en cuenta que si el ángulo de desviación de la cadena γ es mayor que el permitido μ se deberá colocar un contrapeso de valor:

$$G = \frac{Etv}{\tan(\mu)} - Pt$$

Los resultados para los apoyos de suspensión son:

Apoyo	tan (γ)	γ (°)	μ (°)
5	1,16	49,22	64,45
6	1,97	63,07	64,45
7	1,42	54,92	64,45
8	1,44	55,28	64,45
9	1,47	55,77	64,45
10	1,45	55,44	64,45
11	1,46	55,54	64,45
13	1,44	55,13	64,45
14	2,05	64	64,45
17	0,74	36,61	64,45

Tabla 43 - "Ángulos de desviación en los apoyos de suspensión"

Capítulo 5. PROTECCIONES Y PUESTAS A TIERRA

Este capítulo está dedicado a describir y comprobar los elementos necesarios para garantizar la seguridad del personal y la instalación. Estos elementos son las protecciones y las puestas a tierra. En cada uno de los siguientes apartados se presentan dichos elementos siguiendo el esquema de dimensionamiento del proyecto indicando la parte a la que pertenece, sus características y si es necesario, las comprobaciones para su correcta disposición.

5.1 PROTECCIONES

Este apartado pretende indicar cuáles son las protecciones necesarias para un funcionamiento seguro de una instalación fotovoltaica conectada a la red. Para asegurar que todas las posibilidades han sido consideradas es conveniente realizar un repaso de los principales problemas eléctricos que se dan en cualquier instalación fotovoltaica y las soluciones más habituales.

- **Cortocircuito**
Un cortocircuito se produce en cualquier circuito eléctrico cuando dos puntos con distinto potencial se conectan entre sí. Es el fenómeno más destructivo si se alarga en el tiempo, por lo que es necesario disponer de dispositivos como interruptores automáticos o fusibles, que:
 - Su poder de corte sea superior a la máxima corriente de cortocircuito que pueda producirse
 - El tiempo de corte debe ser menor al tiempo que tarda el conductor en alcanzar su temperatura máxima admisible
- **Sobrecarga**
Una sobrecarga ocurre cuando en régimen permanente, por la instalación, circula una corriente superior a la corriente de diseño. La protección más adecuada frente a sobrecargas son los relés magnetotérmicos
- **Sobretensión**
La sobretensión como su propio nombre indica, se da cuando en la instalación aparecen tensiones superiores a la de funcionamiento. Frecuentemente, ya que se trata de una instalación a la intemperie, diáfana y de gran extensión, se producen debido a impactos tipo rayo. Los dispositivos necesarios para la protección ante este fenómeno son los descargadores de sobretensiones cuya labor es derivar rápidamente a tierra las enormes corrientes que produce el impacto de un rayo. Limita y controla el pico de sobretensión.
- **Contactos indirectos**
Los contactos indirectos se producen cuando una masa de la instalación experimenta una diferencia de potencial cuando no debería y una persona entra en contacto con dicha masa. Los interruptores diferenciales son los encargados de detectar los fallos que inducen tensión en cualquier masa de la instalación, haciendo actuar los interruptores.

Las protecciones mínimas a disponer en la instalación se obtienen acudiendo al REBT, concretamente a la ITC-BT-40. Estas protecciones son las siguientes:

- Protección frente a sobreintensidad mediante relés magnetotérmicos directos o solución equivalente
- Protección de mínima tensión, situada entre las tres fases y el neutro. Dicha protección deberá actuar cuando la tensión inferior al 85% en menos de 0,5 segundos
- Protección frente sobretensiones, situada entre una fase y el neutro. Dicha protección deberá actuar cuando se supere el 120% de la tensión asignada en menos de 0.5 segundos
- Protección de máxima y mínima frecuencia, situada entre las fases deberá actuar cuando la frecuencia se sitúe fuera del rango establecido (49-51 Hz) durante 5 periodos o más

Conocidas las protecciones necesarias el siguiente paso es la selección y comprobación de los dispositivos comprendidos entre cada tramo de la instalación. Dicho proceso se muestra en cada uno de los siguientes subapartados.

5.1.1 Protecciones en corriente continua (DC)

En este apartado se analizan las protecciones necesarias para los tramos dimensionados en el Capítulo 2. HUERTO FOTOVOLTAICO. Siguiendo el orden del dimensionamiento, la primera protección está integrada en los propios paneles solares. Los diodos que utiliza el módulo Longi-Solar/ LR4-60HPH-370M, mostrados a modo de ejemplo en la Figura 9 - "Tecnología Half-cell" (Fuente: Blog de TecnoSol ^[8]), evitan la reducción drástica de generación de potencia y disminuyen la resistencia interna del mismo al ubicarse en el centro del módulo, disminuyendo el efecto de puntos calientes.

La siguiente protección que se puede encontrar son los fusibles propios del cableado fotovoltaico previos a la caja de conexiones. El objetivo de estos fusibles es evitar las corrientes inversas que se son habituales en instalaciones fotovoltaicas debido a la gran cantidad de strings conectados en paralelo. Las principales causas que provocan este fenómeno son:

- Cortocircuito de algún módulo
- Cortocircuito en las células de algún módulo
- Cortocircuito causado por un doble defecto a tierra de algún módulo de los conductores

Cuando esto ocurre, la corriente inversa que recorre la instalación es el resultado de la suma de las corrientes originadas por todos los strings afectados. Por tanto, en instalaciones de potencia considerable se pueden alcanzar valores eficaces de corriente que pondrían en peligro el funcionamiento de la misma.

De este modo se aprecia la necesidad de seleccionar la protección adecuada teniendo en cuenta los equipos seleccionados. El primer paso es seleccionar el calibre del fusible necesario, para lo cual se ha seguido el método establecido por el fabricante de los mismos, Bussman. En su documento ^[19], se especifica que para una instalación fotovoltaica dispuesta de tal forma que el número de cadena (string en paralelo conectados en la caja combinadora) es mayor de tres, son necesarios los cartuchos fusibles de cadena. El calibre de estos dispositivos se obtiene mayorando la corriente de cortocircuito del panel solar, $I_{SC} = 11,37 A$.

$$I_n \geq 1,56 * I_{SC} = 17,737 A$$

El cartucho fusible seleccionado deberá tener una corriente asignada de 20 A y 1000 V DC. Para la protección de ambos polos de cada string, donde se da el cambio de sección, serán necesarios

256 cartuchos fusibles de la serie PV-A10. Las especificaciones técnicas de dicho modelo, pueden encontrarse en el documento citado.

El segundo paso es comprobar dicho dispositivo, para ello se recurre de nuevo a la ITC-BT-40 del REBT y al catálogo del fabricante del módulo fotovoltaico donde se especifica el tamaño máximo de los fusibles recomendado que este caso es de 20 A. La instrucción técnica indica que “*Los circuitos de salida de los generadores se dotarán de las protecciones establecidas en las correspondientes ITC que sean aplicables*”, en este caso, refiriéndose a la ITC-BT-22, donde se refieren a la norma UNE-60364-4-43:2013. Esta norma establece dos condiciones para comprobar la instalación frente a sobrecargas:

1. $I_B \leq I_n \leq I_z$
2. $I_2 \leq 1,45 * I_z$

Donde,

- I_B (A), Intensidad de diseño del circuito = $I_{mpp} = 10,86$ A
- I_n (A), Intensidad asignada del dispositivo de protección
- I_z (A), Intensidad permanente máxima admisible por el conductor crítico (menor sección) del tramo considerado = $I_{adm} * \prod F_i$ (Tramo 1, Caso 1 donde $I_{adm} = 55$ A)
- I_2 (A), Intensidad efectiva que asegura el funcionamiento en el tiempo convencional del dispositivo de protección. Obtenida de la Tabla 101 de la norma UNE-60269-6, donde para una $I_n \leq 63$ A, un tiempo convencional de 1 hora se especifica que la corriente que asegura el funcionamiento del dispositivo debe ser igual a $1,45 * I_n$

Sustituyendo en la primera de las condiciones se observa que el calibre seleccionado satisface las características de funcionamiento establecidas por la norma. La segunda condición se satisface simplemente porque $I_n \leq I_z$.

$$10,86 \leq I_n \leq 35,64$$

Por último, este tramo quedará totalmente protegido si el dispositivo seleccionado permite proteger la instalación frente a cortocircuitos. Se debe comprobar, mediante la condición que se muestra a continuación, si el fusible es capaz de cortar la corriente de defecto en un tiempo que no permita el calentamiento de los conductores por encima de su temperatura máxima.

$$I_{corte} \geq I_{def}$$

$$I_{def} = I_{SC(Tmáx)} * (n_s - 1) = 81,42 \text{ A}$$

Donde,

- I_{corte} (A), Capacidad máxima de corte del dispositivo seleccionado = 50 kA
Obtenida del catálogo del fabricante.
- $I_{SC(Tmáx)}$ (A), Corriente de cortocircuito a máxima temperatura de las células = 11,631 A
Obtenida durante el dimensionamiento del primer tramo.
- n_s , Número de strings en paralelo conectados a la caja combinadora

Se observa como al haber dispuesto únicamente 8 strings en paralelo en cada caja, un cortocircuito no provocaría intensidades muy elevadas en este tramo. Se debe tener en cuenta que al realizar este cálculo no se han considerado las resistencias internas tanto de conductores como células fotovoltaicas por lo que la corriente producida por un cortocircuito es menor al

valor obtenido. Además, se sabe que los inversores no permiten el paso de corrientes de cortocircuito desde la red a la parte de continua y por ello, no se ha tenido en cuenta esta aportación.

Por tanto, para concluir si este dispositivo protege la instalación frente a cortocircuitos, se acude a la norma UNE-60364-4-43 donde se indica una aproximación para obtener el tiempo en el cual se alcanza la temperatura máxima del aislamiento ante la corriente de defecto obtenida. Después se deberá comprobar, utilizando las curvas tiempo-corriente del modelo seleccionado, si el dispositivo actuará en un tiempo menor.

$$t = (k * S/I)^2 = 49,35 \text{ s}$$

Donde,

- k, Factor que tiene en cuenta las características del conductor
Obtenido de la Tabla 43A de la citada norma UNE, para un conductor de cobre con aislamiento XLPE, k=143.
- S (mm²), Sección del conductor = 4 mm²
- I (A), Corriente de defecto en valor eficaz prevista durante el cortocircuito

Esta aproximación muestra que los conductores soportarían un cortocircuito de las características descritas durante unos 50 s. Utilizando la gráfica tiempo-corriente, proporcionada por el fabricante y cuyo enlace puede encontrarse en la bibliografía, se obtiene que para una corriente de defecto de valor aproximado de 80 A, el tiempo de fusión del cartucho fusible es de 5 s. Por tanto, la instalación en este punto, queda totalmente protegida frente a sobrecargas y cortocircuitos.

El siguiente dispositivo de protección coincide con la separación de los dos tramos tratados en este capítulo, la caja de conexiones. El dispositivo provisto por la empresa HIS, cuenta con las siguientes protecciones:

- Dispositivo frente a sobretensiones, tipo 2, I_n=15 kA, I_{max}=40A
- Fusibles en ambos polos, de acuerdo con la IEC60269-6
- Interruptor seccionador DC con I_n=250 A

Tras la caja de conexiones el siguiente grupo de protecciones son aquellas propias del inversor seleccionado. Como ya se indicó durante su selección, el inversor incorpora una serie de protecciones que hacen posible su funcionamiento de forma segura. Este dispositivo, por tanto, aglutina las protecciones finales del tramo de corriente de continua y las primeras del tramo de corriente alterna. El conjunto de las protecciones que incorporan los inversores de Ingeteam, son:

- Polarizaciones inversas
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida
- Detección de fallos de aislamiento
- Anti-isla con desconexión automática
- Seccionador DC
- Fusibles DC
- Seccionador-magnetotérmico AC
- Descargadores de sobretensiones DC y AC, tipo 2

Al igual que para los fusibles de los string se recurre de nuevo a la norma para seleccionar el calibre adecuado para los mismos. Para ello se hace uso de las ecuaciones mostradas en este mismo apartado, adaptándolas al dimensionamiento del segundo tramo.

1. $I_B \leq I_n \leq I_Z \rightarrow 10,86 * 8 \leq I_n \leq I_{adm} * \prod F_i \rightarrow 86,88 \leq I_n \leq 116,31$
2. $I_2 \leq 1,45 * I_Z \rightarrow I_2 \leq 1,45 * 116,31 = 168,65 A$
3. $I_{corte} \geq I_{def} = 11,63 * (N_{entradas} - 1) = 174,45 A$
4. $t = (k * S / I)^2 = \left(143 * \frac{70}{174,45}\right)^2 \sim 60 \text{ min} > t_{act}$

Por tanto, se requieren fusibles de calibre 100 A, requiriéndose un total de 32 fusibles, ya que se han dispuesto 16 cajas combinadoras y se deberá colocar un cartucho en ambos polos. Queda demostrado el funcionamiento selectivo de las protecciones pues los interruptores situados aguas abajo desde el inversor tienen tiempos de actuación más reducidos de forma que las protecciones inferiores actuarán antes, garantizando la seguridad de los equipos.

5.1.2 Protecciones en corriente alterna (AC)

Al igual que en el apartado anterior, en primer lugar, se describen todas las protecciones necesarias para asegurar que la instalación diseñada es totalmente fiable para después realizar las comprobaciones requeridas para su selección. Siguiendo el esquema eléctrico de la instalación se pueden encontrar las siguientes protecciones:

- Interruptor automático para la zona de baja tensión, contenido en el CGBT
- Interruptor automático de potencia en vacío para la zona de media tensión, contenido en la celda de protección
- Protección frente a sobretensiones, tanto para el lado de DC como AC
- Separación galvánica constituida por el transformador de potencia
- Resistencia a arcos fotovoltaicos de las celdas de media tensión, I= 20 kA en 1s

Se deberá tener en cuenta que, una vez estén correctamente diseñadas las protecciones, la posibilidad de que se produzca un cortocircuito en esta parte de la instalación es considerablemente baja pues los tramos diseñados son cortos y se suponen montados por especialistas del fabricante.

Aun así, para garantizar la seguridad y comprobar los equipos seleccionados, resulta interesante conocer las corrientes de cortocircuito que pueden producirse en los puntos más críticos de la instalación. Estos son los más cercanos al transformador, dispositivo más importante del conjunto de la instalación, por tanto, se analizan las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer tanto en el primario como en el secundario del mismo.

Sin embargo, para realizar un estudio de cortocircuito que se aproxime a la realidad de la instalación es necesario considerar las impedancias de las líneas que conectarán la instalación con la subestación más cercana. Esta subestación está situada tras 7 km de línea, por tanto, realizar un estudio de cortocircuito suponiendo una potencia de cortocircuito de 350 MVA en el punto de entronque, tal y como suponen las empresas distribuidoras, puede llevar a un sobredimensionamiento de las protecciones, lo que encarecería el presupuesto de la instalación.

En el documento técnico de Iberdrola ^[20] se pueden encontrar valores aproximados de los parámetros eléctricos obtenidos por dicha empresa distribuidora en este tipo de líneas, los cuales son:

$$R_{20^{\circ}C} = 0,6136 \Omega/km$$

$$X = 0,4 \Omega/km$$

Los puntos donde se analizará el cortocircuito no coinciden completamente con los tramos de dimensionamiento, por tanto, se ha optado por renombrar dichos tramos tal y como se muestra a continuación:

- Tramo A: Tramo comprendido desde la salida del inversor hasta el primario del transformador. Se corresponde con los tramos 3 y 4, dimensionados en el apartado anterior
- Tramo B: Tramo comprendido entre el secundario del transformador hasta las celdas de media tensión, en el interior del C.T.

Las consideraciones para obtener las corrientes de cortocircuito que pueden producirse en estos tramos son las siguientes:

- El único tipo de cortocircuito estudiado es el cortocircuito trifásico
- El inversor no permite el paso de grandes corrientes entre los lados de DC/AC y viceversa, por tanto, se considera como única fuente de corriente de cortocircuito a la red a la cual se conecta la instalación, la cual posee una potencia de cortocircuito de $S_K'' = 350 \text{ MVA}$
- Como se sabe, las corrientes de cortocircuito que se producen en una instalación quedan limitadas por las impedancias de los elementos comprendidos en el tramo a analizar y punto de conexión a la red. Se deberá tener en cuenta la relación de transformación para referenciar las impedancias consideradas al lado del transformador que se esté analizando
- Las caídas de tensión, resistiva e inductiva del transformador se consideran del 1% y del 6% respectivamente, tal y como se indica en el catálogo del fabricante.

Los puntos en los cuales se va a analizar el cortocircuito se muestran en el siguiente diagrama unifilar simplificado de la instalación, teniendo en cuenta las impedancias mencionadas anteriormente.

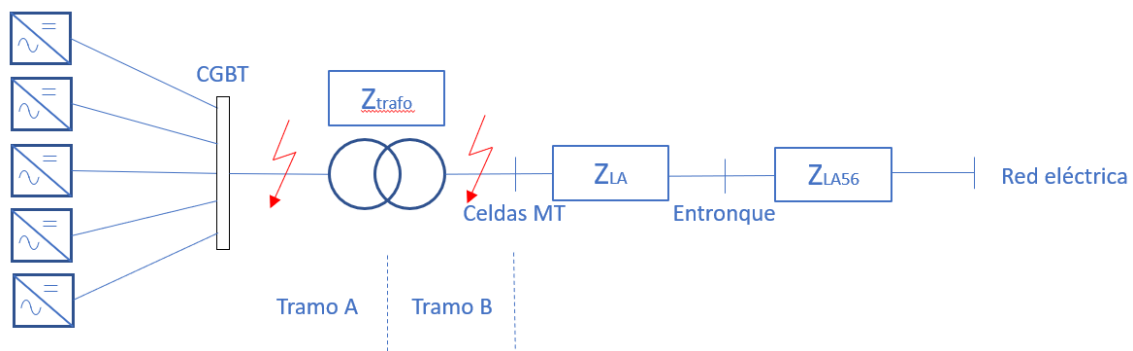


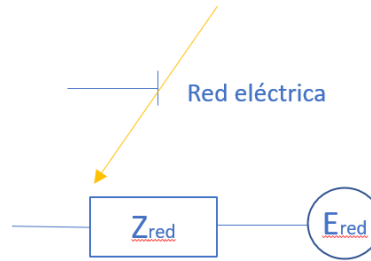
Figura 39 - "Diagrama unifilar simplificado para el estudio de cortocircuitos"

El primer paso, ya que se dispone de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a la red, tal y como se indica en la norma, es sustituir la red eléctrica por su equivalente de Thevenin.

De esta forma se obtienen la impedancia y la fuente de tensión que lo forman mediante las siguientes ecuaciones:

$$E_{red} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}}$$

$$Z_{red} = 1,1 \frac{U_n^2}{S_K''}$$



Donde,

- U_n (V), tensión asignada en el punto de cortocircuito
- c , parámetro fijado por la norma de valor 1,1 para cortocircuito en alta tensión y 1 para baja tensión
- S_K'' (VA), potencia aparente de cortocircuito en el punto de defecto

Como se sabe, las redes tienen en general carácter inductivo por lo que la parte real e imaginaria de la impedancia a calcular puede obtenerse como:

$$X_{red} = 0,995 * Z_{red}$$

$$R_{red} = 0,1 * X_{red}$$

El siguiente paso es obtener la impedancia del transformador, este valor se obtiene a partir de los parámetros característicos de la máquina seleccionada, los cuales, se pueden encontrar en el catálogo del fabricante.

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

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

Donde,

- $\varepsilon_{R_{cc}}$ y $\varepsilon_{X_{cc}}$ (%), caídas de tensión resistiva e inductiva de cortocircuito propias del transformador
- U_{nt} (V), tensión asignada del transformador en lado considerado
- S_{nt} (VA), potencia aparente asignada del transformador en lado considerado

Finalmente, haciendo uso de las simplificaciones fijadas por la norma, la corriente de cortocircuito en el punto considerado se obtiene mediante la siguiente ecuación:

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

$$I_{cc} = \frac{E_{red}}{Z_{total}}$$

La impedancia de la línea, asumiendo un modelo inductivo de la misma, es decir, sin considerar los parámetros transversales, son los obtenidos en el capítulo anterior en el apartado correspondiente.

Los resultados del estudio de cortocircuito para los puntos indicados se detallan en la siguiente tabla que recoge los valores de cada una de las impedancias consideradas referidas al primario o al secundario del transformador para diferenciar el cálculo en cada tramo, así como la corriente de cortocircuito obtenida en dichos puntos.

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO		
Parámetro	Tramo A	Tramo B
U_n	400 V	20 kV
E_{red}	254,03 V	12701,706 V
R_{red}	0,00005003 Ω	0,125 Ω
X_{red}	0,00050034 Ω	1,251 Ω
R_{7km}	0,00171808 Ω	4,2952 Ω
X_{7km}	0,00112000 Ω	2,8 Ω
$R_{2,4km}$	0,00073160 Ω	1,829 Ω
$X_{2,4km}$	0,00040602 Ω	1,015 Ω
R_{cc}	0,0016 Ω	-
X_{cc}	0,0096 Ω	-
Z_{total}	0,0123 Ω	8,045 Ω
I_{cc}	20,606 kA	1,579 kA

Tabla 44 - "Resultados del estudio de cortocircuito"

Una vez obtenida la corriente de cortocircuito permanente queda por conocer la corriente de cresta (I_S) y la corriente en régimen permanente ($I_{reg.perm}$) para comprobar las condiciones avanzadas en la selección de las celdas de MT. La corriente en régimen permanente depende de la potencia de la línea de distribución, es un dato que debe suministrar la compañía eléctrica y dado que no se tiene el dato, se asume un valor habitual de 600 A. La corriente de cresta se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$I_S = \sqrt{2} \chi I_{cc}$$

El parámetro χ es un coeficiente que depende de la relación R/X de la impedancia de defecto considerada, que en este caso tiene un valor de 1,23. Utilizando la tabla de la normativa correspondiente se obtiene $\chi = 1,05$. Este valor entra dentro de lo esperado ya que se está considerando un valor de resistencia elevado, por tanto, la corriente de cresta no será mucho más elevada que la corriente de cortocircuito permanente obtenida. Particularizando la ecuación para el secundario del transformador, se tiene:

$$I_S = \sqrt{2} \chi I_{cc} = \sqrt{2} * 1,05 * 1,579 = 2,3445 \text{ kA}$$

Por último, se comprueban las siguientes condiciones, avanzadas en el Capítulo 3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN para validar cada uno de los equipos seleccionadas:

$$I_{n,celda} > I_{reg,perm} = 600 \text{ A}$$

$$I_{n,pico} > I_S = 2,34 \text{ kA}$$

$$I_{n,th} > I_k = 1,579 \text{ kA}$$

Como se puede observar en los parámetros de las celdas especificados en la selección de equipos del Capítulo 3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, las celdas seleccionadas cumplen

ampliamente con las condiciones eléctricas requeridas. Por tanto, su selección se considera adecuada.

5.1.3 Protecciones en media tensión y línea eléctrica

Por último, para finalizar el apartado quedan por describir las protecciones dispuestas en el entronque aéreo-subterráneo que supone el comienzo de la línea eléctrica. Estas protecciones, las cuales están situadas en el entronque, son:

- Descargadores de sobretensiones de resistencia variable, para proteger frente a sobretensiones de tipo atmosférico
- Fusibles explosores para la protección frente a cortocircuitos
- Seccionadores unipolares para aislar la instalación de la red en caso de que sea necesario. Se asume que el corte unipolar de la línea no provoca fenómenos de ferresonancia por asociación de las corrientes capacitivas de la línea y las magnetizantes del transformador.

Fusible explosor

El fusible explosor es el encargado de proteger la instalación de frente a cortocircuitos que se produzcan en la línea aérea. Este tipo de fusible es de tipo k (rápido) y debe cumplir las condiciones especificadas en el apartado anterior para los fusibles de baja tensión con la salvedad de se encuentra en media tensión, por tanto, las condiciones vienen especificadas en la ITC-LAT 06 “Líneas subterráneas con cables aislados”.

El fusible debe ser capaz de cortar la corriente de cortocircuito máxima en un tiempo que no permita que se alcance la temperatura máxima del aislante. Esta corriente se corresponde con la obtenida en el apartado anterior para el tramo B.

$$I_{cc} = 1,579 \text{ kA}$$

El tiempo que tarda el aislante en alcanzar su temperatura máxima al igual que en baja tensión se obtiene mediante la siguiente ecuación, que depende del parámetro k, el cual se obtiene de la citada instrucción técnica, en la Tabla 26 para un conductor de aluminio con aislamiento HEPR.

$$t = (k * S/I)^2 = \left(\frac{160 * 50}{1579}\right)^2 = 25,67 \text{ s}$$

Teniendo en cuenta la corriente nominal del tramo y el poder de corte necesario se selecciona el fusible explosor comercial.

Descargador de sobretensiones

Por último, queda por dimensionar el descargador de sobretensiones que será el encargado de proteger la instalación frente a impactos tipo rayo en la línea aérea, así como de cualquier tipo de sobretensión proveniente de la red. Dado el carácter académico del proyecto y la extensión del mismo se ha decidido describir el procedimiento para comprobar la validez del descargador una vez seleccionado, sin embargo, la selección del mismo y los cálculos detallados se consideran fuera del alcance de este TFM.

El primer paso es conocer las sobretensiones normalizadas sobre las que el descargador deberá actuar, estas pueden ser de baja o frecuencia o de régimen transitorio, las principales son:

- Sobretensiones temporales
Son de larga duración (ms a s) y de frecuencia igual o próxima a la de operación
- Sobre tensiones de frente lento
Son las originadas por maniobras en AT, tienen una corta duración (pocos ms) y su frecuencia es el del orden de kHz
- Sobretensiones de frente rápido
Son causadas principalmente por impactos tipos rayo y se caracterizan por una amplitud de cresta muy superior a la de la tensión nominal

Conocidas las sobretensiones a analizar, el procedimiento se basa en obtener de cada una ellas las siguientes tensiones definidas por la norma UNE-EN IEC 60071-1:2020 “Coordinación de aislamiento”:

- Sobretensión representativa (U_{rp})
Son cada una de las tensiones normalizadas por la norma teniendo en cuenta las características del aislamiento y la forma de onda de la sobretensión analizada. Según el tipo de sobretensión analizado esta tensión representativa se puede caracterizar por; un valor máximo asumido; un conjunto de valores de cresta; o una distribución estadística completa de valores de cresta.
- Sobretensión soportada de coordinación ($U_{cw}=K_c*U_{rp}$)
Tiene en cuenta la exactitud de la evaluación de las tensiones representativas y dependiendo del tipo de sobretensión se obtendrá considerando estimaciones empíricas o estadísticas.
- Sobretensión soportada de coordinación ($U_{rw}=K_t*U_{cw}$)
Consiste en la conversión de las tensiones soportadas de coordinación a las condiciones de ensayo normalizadas. Esto se consigue multiplicando los valores obtenidos por factores que compensan las diferencias entre las condiciones reales de servicio del aislamiento y aquellas de los ensayos de tensión que se encuentran en la norma.

Finalmente, conocidos estos valores para cada tipo de sobretensión diferenciando su origen (pueden existir desde 1 a 5 tipos de origen distintos de un tipo de sobretensión y todos deben ser analizados), se obtiene el nivel de aislamiento requerido (U_w). Este valor definirá la tensión más elevada del material U_s , así como los niveles de protección U_{pl} y U_{ps} que deberá tener el descargador de sobretensiones seleccionado.

5.2 SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA

Como se sabe, toda instalación eléctrica requiere de un estudio para la implementación de un sistema de puesta a tierra. Las funciones principales de este sistema son por un lado evitar la aparición de diferencias de tensión elevadas que puedan suponer un peligro para la seguridad del personal con acceso a la instalación y por otro, constituir un camino de baja impedancia para las corrientes de origen atmosférico capaces de dañar los dispositivos o suponer un peligro para las personas.

El diseño de cada una de ellas depende de la conexión del neutro del transformador ya que determina el sistema de distribución, como se ha indicado en capítulos anteriores se ha implementado un sistema de distribución IT. En este esquema de distribución, el neutro del

transformador en el lado de baja tensión se aísla de tierra mediante una impedancia variable que, si no existe defecto alguno, tiene un valor muy elevado, mientras que las masas de la instalación se conectan a tierra. De este modo, como las masas no tienen un potencial de referencia respecto de tierra, se consigue que un primer fallo de aislamiento no interrumpa el funcionamiento de la instalación, pues las masas adquieren el potencial de la fase que provoca el fallo, por tanto, no hay diferencia de potencial ni corriente de defecto, por lo que no hay peligro para las personas ni para la instalación.

Sin embargo, un segundo fallo de aislamiento provoca que la instalación se comporte como si el esquema de distribución fuese TN en un primer fallo, donde si existe peligro para los trabajadores de la planta. Por tanto, el esquema de distribución IT exige costes adicionales en dispositivos capaces de detectar este primer fallo, manteniendo la instalación en funcionamiento, pero activando una alarma para realizar una desconexión manual que elimine dicho fallo cuando sea posible, evitando los peligros de un segundo.

Para el diseño de la puesta a tierra de toda la instalación se recurre a la siguiente normativa:

- Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) del REBT: 08, 18 y 40
- Instrucción Técnica Complementaria 13 del MIE RAT (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 07 del RLAT (Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas de Alta Tensión)

5.2.1 Puesta a tierra de las masas de BT

En este apartado se pretende detallar el sistema de puesta a tierra de los seguidores. Al tratarse de una instalación IT, las masas deberán conectarse a tierra por lo que se debe implementar un sistema adecuado para conectar estas estructuras a tierra, pues son las únicas masas en la parte de baja tensión.

Además, se consideran también masas de la red de baja tensión los inversores. Sin embargo, observando el esquema eléctrico de estos equipos proporcionado por el fabricante, estos no requieren puesta a tierra, pues se fabrican únicamente para sistemas de distribución IT.

Por tanto, el primer paso para el diseño de la puesta a tierra de las masas de baja tensión es conectar entre sí los seguidores contiguos para formar una única masa tal y como se muestra en la siguiente imagen. En esta imagen se puede observar cómo los conductores de salida de los string recorren la estructura por el eje de la misma (TRAMO 1) y cómo dos estructuras contiguas se conectan para formar una única masa con respecto a tierra.

Como se sabe, el cálculo de resistencias de puesta a tierra, precisa de herramientas matemáticas complejas pues el terreno no se



Figura 40 - "Conexión entre seguidores"

comporta de la misma forma en cualquier caso. Para facilitar el cálculo existen tablas que simplifican dicho procedimiento para los electrodos más comunes en función de las dimensiones de los mismos y la resistividad del terreno.

En el caso de las masas de baja tensión se pretende utilizar un conductor horizontal enterrado de cobre, con una sección de 35 mm² enterrado a 1 m de profundidad. Este conductor se dispondrá en el pasillo central de la instalación facilitando la conexión de los seguidores al mismo.

Se debe tener en cuenta que el sistema de puesta a tierra de la instalación no está formado únicamente por las masas de baja tensión. El centro de transformación también tendrá su propio sistema de puesta a tierra y se deberá analizar la posibilidad de realizar una puesta a tierra común para evitar interacciones no contempladas entre ambos sistemas en caso de defecto en alta tensión.

La ecuación que permite estimar la resistencia de puesta a tierra del electrodo descrito para las masas de baja tensión es:

$$R_{t_BT} = \frac{2 \rho}{L}$$

Donde,

- ρ (Ωm), resistividad del terreno
- L (m), longitud del electrodo enterrado.

La resistividad del terreno es un parámetro que se obtiene tras un estudio geológico del terreno seleccionado para la instalación. Depende de factores como la humedad, el contenido en sales, la temperatura, la estratificación e incluso la estacionalidad de la zona. El valor propuesto de ρ (Ωm) según los técnicos de SERSUMA para el terreno seleccionado es de 150 Ωm .

$$R_{t_BT} = \frac{2 \rho}{L} = \frac{300}{91,92} = 3,26 \Omega$$

Una vez obtenido este valor, el siguiente paso para el diseño de la puesta a tierra, es obtener la resistencia de puesta a tierra de las masas del centro de transformación para realizar el análisis de la puesta a tierra común.

5.2.2 Puesta a tierra masas del CT

Al igual que su dimensionamiento, el sistema de puesta a tierra de los C.T. está muy normalizado debido a la complejidad matemática y al amplio uso que tienen este tipo de infraestructuras. En este apartado se pretende describir y dimensionar el sistema de puesta a tierra de las masas del C.T. y analizar la viabilidad de unirlo a la puesta a tierra de las masas de baja tensión. Si no se cumplen las condiciones para unir ambas puestas a tierra, se deberán separar para evitar interacciones entre ambas en caso de defecto.

Teniendo en cuenta las dimensiones de la caseta empleada para alojar el C.T. se ha optado por emplear como puesta a tierra un electrodo formado por un rectángulo de dimensiones 5 x 2.5 m, la sección de dicho conductor será de 50 mm². Además, en las esquinas de dicho rectángulo, se encontrará una pica de 4m de longitud con un diámetro de 14 mm. El sistema de puesta a

tierra del C.T. se encuentra a 0,8 m de profundidad. Las ecuaciones que permiten el cálculo de la puesta a tierra descrita, son:

$$R = K_r * \rho$$

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

Donde R y K_r son parámetros que dependen de la configuración escogida. Para conocer el valor de dichas variables se recurre a las tablas de las recomendaciones UNESA, concretamente la situada en el Anexo 2, página 14, donde se especifica que el parámetro $K_r=0,075$. Por tanto, teniendo una resistividad del terreno de $150 \Omega m$, la cual se ha obtenido el capítulo anterior, se tiene:

$$R = K_r * \rho = 11,25 \Omega$$

$$R_{t_CT} = \frac{R^2}{2R} = 5,625 \Omega$$

Una vez obtenida la resistencia de puesta a tierra de las masas del C.T., el siguiente paso es analizar si es posible unir la puesta a tierra diseñada en este capítulo con el sistema de puesta a tierra de las masas de baja tensión. La principal ventaja de poder unir las tomas a tierra es evitar estudiar la tensión de defecto que se induce en una cuando se produce un fallo a tierra en la otra. La condición para poder unir ambas tomas de tierra, tal y como se indica en la ITC-BT-18, es que la tensión de defecto generada sea inferior a la tensión de contacto máxima admisible, es decir:

$$I_d * R_{t_común} < V_{c,adm}$$

En esta condición interviene la tensión de contacto pues, como se sabe, la tensión de contacto es más peligrosa que la tensión de paso ya que en un contacto directo la corriente atraviesa zonas del cuerpo donde se encuentran órganos vitales. La conexión de ambas puestas a tierra, implica eléctricamente conectar en paralelo ambas resistencias de puesta a tierra, por tanto, la resistencia de puesta a tierra común se obtiene de la siguiente forma:

$$R_{t_común} = \frac{R_{t_BT} * R_{t_CT}}{R_{t_BT} + R_{t_CT}} = 2,06 \Omega$$

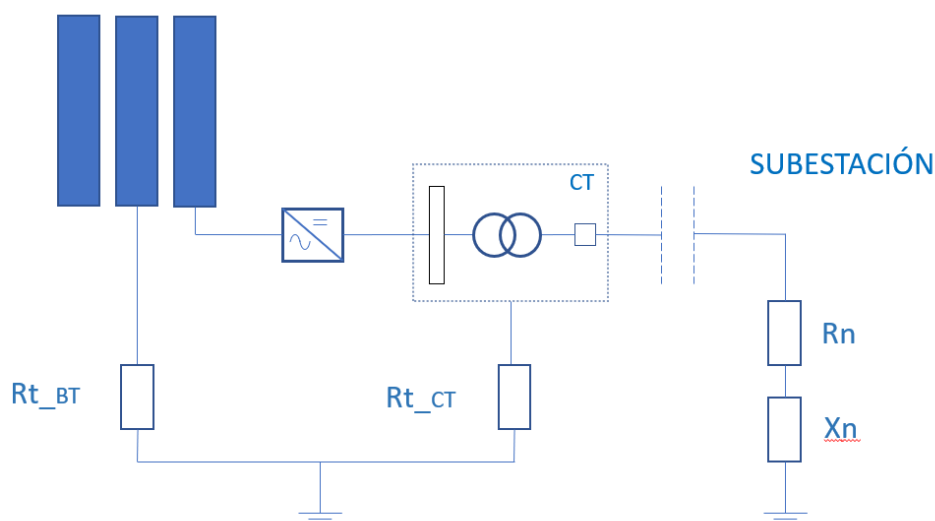


Figura 41 - "Esquema eléctrico de puesta a tierra común"

Para estimar la corriente de defecto máxima que puede darse en la instalación tras un defecto en alta tensión, es necesario considerar la puesta a tierra de la subestación que abastece la instalación. Según la empresa distribuidora de la zona, Iberdrola, la puesta a tierra de cualquier subestación de su propiedad puede considerarse como una resistencia de puesta a tierra (R_n) de valor 0Ω y una reactancia limitadora (X_n) de valor 25Ω . Con estos valores, a partir del esquema eléctrico anterior se puede obtener la corriente de defecto máxima como:

$$I_d = \frac{U_L}{\sqrt{3} \sqrt{(R_{t_{común}} + R_n)^2 + X_n^2}} = 460,32 \text{ A}$$

El siguiente paso para comprobar la condición expuesta, es definir la tensión de contacto admisible. El esquema eléctrico definido en la ITC MIE-RAT 13 para una tensión de contacto es el siguiente:

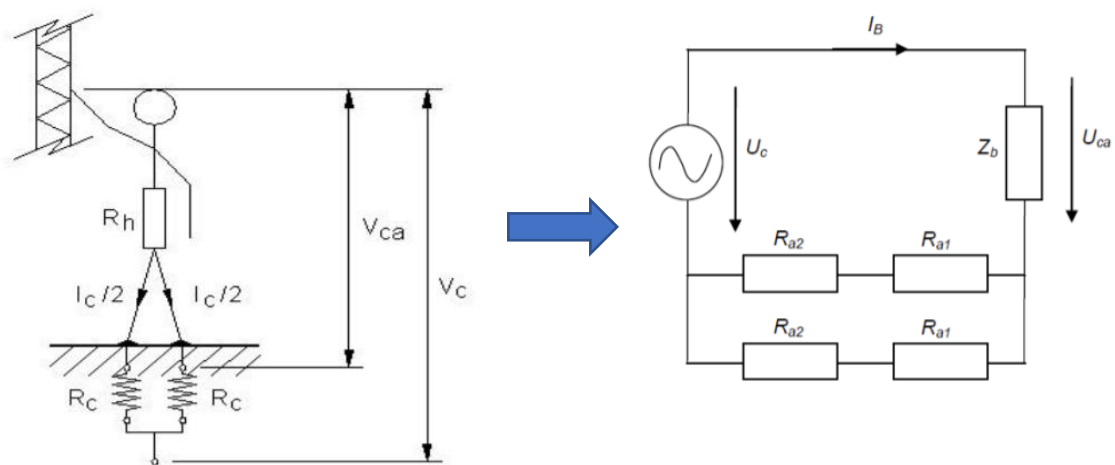


Figura 42 - "Tensión de contacto y tensión de contacto aplicada"(Fuente: ITC-MIE RAT 13)

Donde,

- $R_h=Z_b$, impedancia del cuerpo humano = 1000Ω
- $R_c=R_{a1}$, resistencia del calzado = 2000Ω
- R_{a2} , resistencia en el punto de contacto = $3 \cdot \rho$

Para obtener la tensión de contacto se plantea el esquema eléctrico presentado, tal y como se muestra en la norma, la ecuación es la siguiente:

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

El valor de tensión de contacto aplicada está establecido por la norma a partir de la duración de la corriente de falta. Este valor podría obtenerse de forma muy aproximada conociendo las características de equipos de protección de la subestación. Dado que no se tienen dichos datos, se asume que se cumplen los requisitos establecidos por la empresa distribuidora de la zona, según la cual, el tiempo de actuación de los elementos de la subestación se puede obtener utilizando la siguiente ecuación:

$$I_d * t = 400 \rightarrow t = \frac{400}{460,32} = 0,869 \text{ s}$$

Acudiendo a las tablas de la ITC MIE RAT-13, se obtiene una tensión de contacto aplicada de valor 132 V, por tanto, particularizando la ecuación de la tensión de contacto y sustituyendo los valores obtenidos en la condición planteada, se tiene:

$$V_{c,adm} = V_{ca,adm} * \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 Z_B}\right) = 132 * \left(1 + \frac{2000 + 3 * 300}{2 * 1000}\right) = 323,4 \text{ V}$$

$$I_d * R_{t_{común}} < V_{c,adm} \rightarrow 460,32 * 2,06 > 323,4 \quad \text{NO CUMPLE}$$

Por tanto, no es posible unir ambas tomas de tierra. Se acude a la instrucción técnica MIE BT-039, la cual especifica que para considerar dos tomas de tierra como independientes, respecto de un punto de potencial 0, no se deben dar tensiones superiores a 50 V cuando la otra toma disipe la máxima corriente de tierra prevista. Sin embargo, esta medida es muy restrictiva y obligaría a separar demasiado las tomas de tierra, por tanto, el reglamento deja un margen de maniobra, en el cual, se puede reducir esta distancia siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- No existe canalización metálica conductora (cubierta metálica de cable no aislada especialmente, canalización de agua, gas, etc.) que una la zona de tierras del centro de transformación con la zona donde se encuentran los aparatos de utilización.
- La distancia entre las tomas de tierra del centro de transformación y las tomas de tierra u otros elementos conductores enterrados en los locales de utilización, es al menos igual a 15 metros para terrenos cuya resistividad no sea elevada (100 Ωm). Cuando el terreno sea muy mal conductor, esta distancia será aumentada.

La primera de estas condiciones se cumple pues no existe elemento enterrado en la instalación más allá de las puestas a tierra o los cables de la propia instalación. En cuanto la segunda condición, dado que la resistividad del terreno en este caso, no es la misma que la especificada en la norma, se debe aplicar la siguiente ecuación para conocer la distancia a la que se deben colocar ambas tomas de tierra para considerarlas independientes.

$$D = \frac{\rho * I_d}{2\pi * U}$$

Donde,

- D (m), es la distancia entre electrodos
- U (V), tensión inferior a dos veces la tensión de contacto admisible de la instalación = $2 * V_{c,adm}$

Particularizando esta ecuación para los valores obtenidos en el cálculo anterior se obtiene la siguiente distancia entre electrodos para considerar ambas tomas de tierra como independientes.

$$D = \frac{\rho * I_d}{2\pi * U} = \frac{150 * 460,32}{2\pi * 2 * 323,4} = 16,99 \sim 17 \text{ m}$$

Como se puede observar en el plano de tomas de tierra esta distancia se cumple pues el centro de transformación se encuentra a una distancia superior de 17 m con respecto al conductor que constituye el sistema de puesta a tierra de las masas de baja tensión. Por tanto, quedan dimensionados ambos sistemas de puesta a tierra.

Con las puestas a tierras separadas la distancia indicada se debe resaltar:

- Al haber dispuesto un sistema de distribución IT no se dispone de puesta a tierra de servicio en la parte de baja tensión. Las tomas de tierra dimensionadas se corresponden con la toma de tierra de protección.
- Los inversores cuentan con sistema de detección de fallos de aislamiento por lo que no se requiere el análisis de un segundo fallo.
- Dado que se han dispuesto autovalvulares en lado de MT y los inversores cuentan con protección frente a sobretensiones, se considera que no habrá transferencia de sobretensiones originadas por impactos tipo rayo debidas a las capacidades parásitas entre los equipos y tierra.

5.2.3 Puesta a tierra de los apoyos de la línea aérea

Por último, queda valorar la puesta a tierra de cada uno de los apoyos de la línea. El reglamento establece distintas condiciones dependiendo si el apoyo va ser frecuentado por personal de mantenimiento (o por personas ajenas a la instalación) o si no va ser frecuentado. Para diseñar esta puesta a tierra se recurre al documento técnico de Iberdrola ^[21] además de las normas comentadas al comienzo del capítulo.

Dada la ubicación de los apoyos se consideran la mayoría de ellos como no frecuentados. Sin embargo, en los apoyos de inicio y fin de línea se cuenta con protecciones como fusibles que deben cambiarse tras un fallo, por tanto, estos apoyos se pueden considerar como frecuentados por personal autorizado que portará el calzado adecuado.

A continuación, se describe la puesta a tierra dispuesta en cada tipo de apoyo y el procedimiento detallado para su obtención se encuentra en el Anexo VI, adjunto a este documento.

Apoyos no frecuentados

La diferencia entre el apoyo frecuentado y no frecuentado es que en este caso se asume que no van a ver personas en los alrededores en caso de falta. Por ello, no es necesario comprobar las tensiones aplicadas, únicamente, que la falta se disipa en un tiempo adecuado.

La solución empleada para este tipo de apoyos, concretamente del 2 al 19, se trata de dos picas verticales de acero cobrizado de 1,5 m de longitud y 14 mm de diámetro enterradas a 0,5 m de

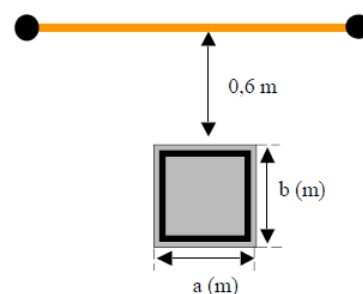
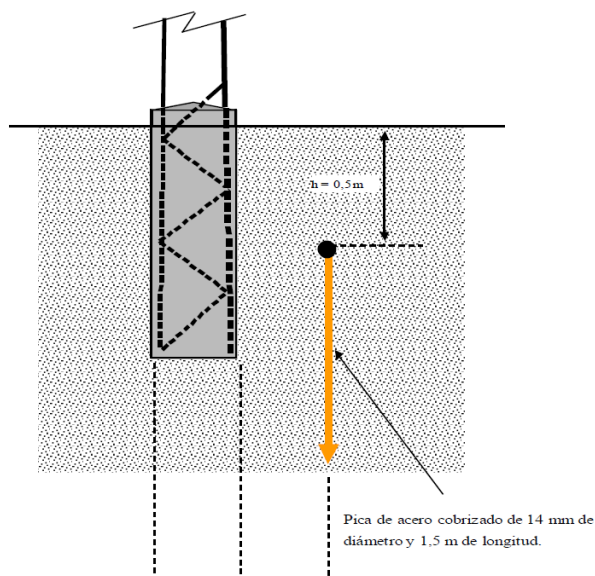


Figura 43 - "Solución de puesta a tierra empleada para los apoyos no frecuentados" (Fuente: Iberdrola ^[21])

profundidad. Estas picas se disponen alrededor del apoyo tal y como muestra la siguiente imagen unidas por un conductor de cobre de 50 mm² de sección.

Con esta disposición el tiempo de actuación de las protecciones no supera los tiempos establecidos en el documento de Iberdrola, pues es menor de 1s para la corriente de defecto máxima.

$$t_{1F} = \frac{400}{500} = 0,8 \text{ s}$$

Apoyos frecuentados

El diseño de la puesta a tierra para un apoyo frecuentado en primer lugar exige disponer una acera de hormigón alrededor del apoyo. Todas las comprobaciones para el diseño que se muestra a continuación han sido incluidas en el anexo adjunto.

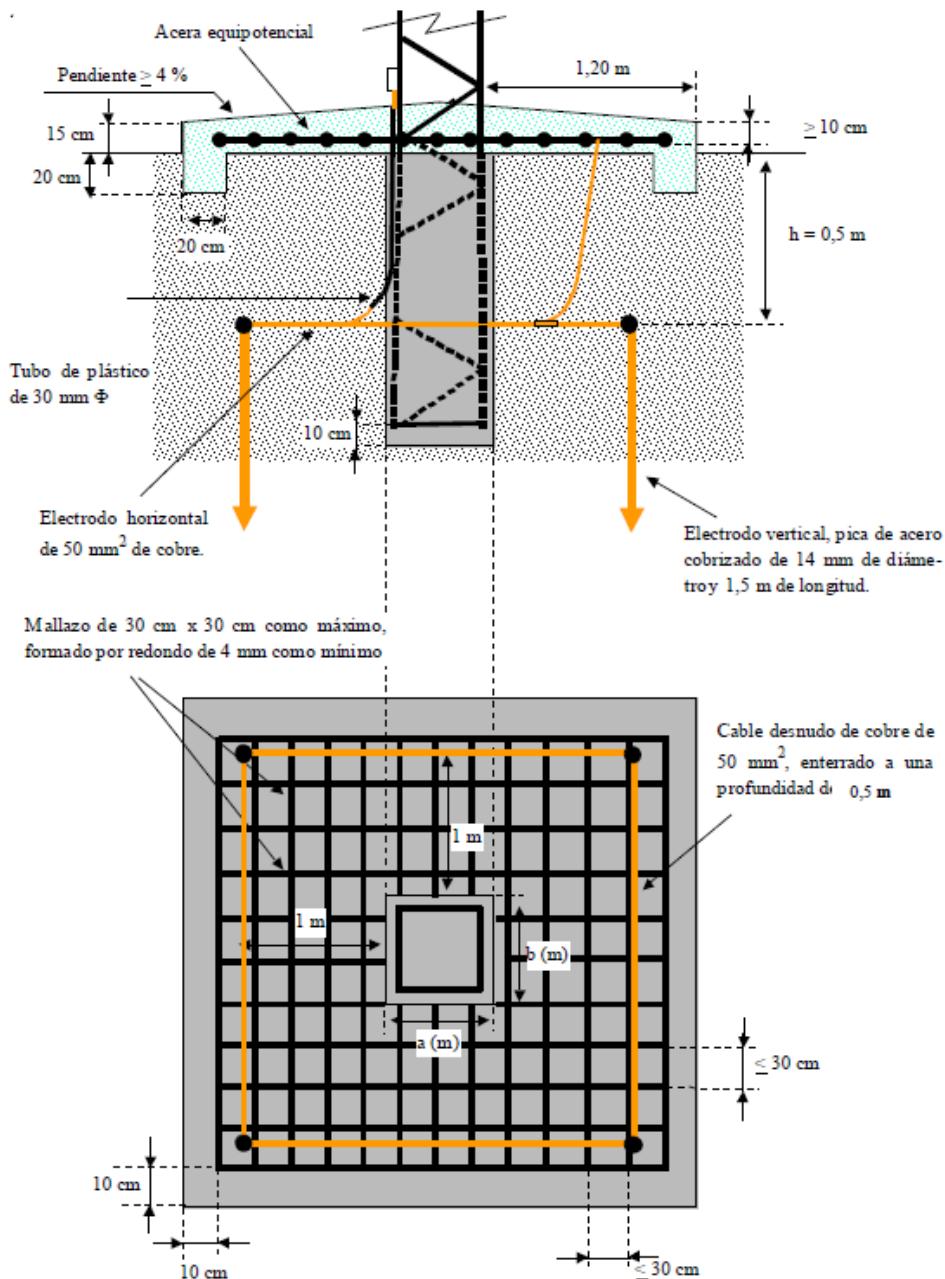


Figura 44 - "Solución de puesta a tierra empleada en los apoyos frecuentados"
 (Fuente: Iberdrola [21])

La solución empleada para los apoyos 1 y 20, los de inicio y fin de línea, es un conductor de cobre de sección 50 mm^2 en forma de cuadrado alrededor del apoyo con picas de 1,5 m de longitud y 14 mm de diámetro en sus esquinas. Durante las comprobaciones oportunas se debió incluir en la acera de hormigón un mallazo equipotencial al que se conecta el electrodo. Este mallazo está constituido por acero corrugado de 4 mm de diámetro formando una retícula de 30 x30 cm.

Capítulo 6. ESTUDIO ECONÓMICO

Este último capítulo, está dedicado a de obtener el tiempo de retorno de la inversión y con él la viabilidad económica del proyecto. Para ello, en primer lugar se desarrolla el procedimiento necesario para obtener la producción anual del huerto fotovoltaico diseñado. Esta energía se corresponderá con el ingreso anual en cada uno de los años de vida útil de la planta. En segundo lugar, se muestra el resumen del presupuesto, el cual dividido en los años de vida útil de la planta supondrá un coste al que se deberá añadir los costes de mantenimiento del huerto fotovoltaico. De esta forma, aplicando el método del pay-back dinámico se obtendrá el año de retorno de la inversión.

6.1 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

La idea inicial para obtener la producción anual del huerto, fue seguir el procedimiento descrito en el Pliego de Condiciones del IDAE y para obtener los valores de irradiancia en la zona, utilizar el software de simulación PVGIS.

Sin embargo, tal y como indica Anrrubia Maldonado, M. ^[15]: “Se observa como la simulación arroja una producción anual esperada [...] 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.” Por tanto, se decidió únicamente utilizar el software de PVGIS para estimar la producción de la planta.

El primer paso para realizar la simulación es introducir las coordenadas de la parcela, las cuales son (39.951, -1.147) o lo que es lo mismo 39°57'03.3" N 1°08'44.1" W. Tras localizar la instalación en el mapa, los siguientes datos a introducir en el programa son los mostrados en la siguiente imagen, donde se muestra la interfaz del mismo.

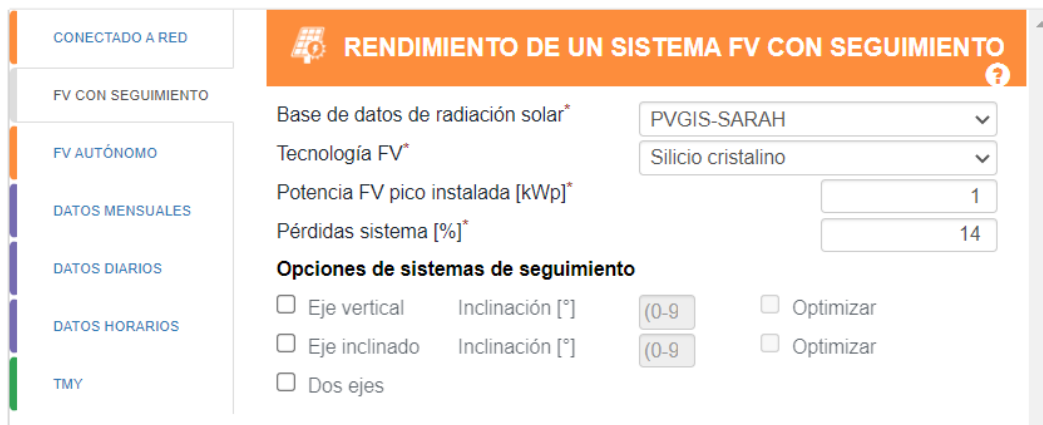


Figura 45 - "Interfaz del software PVGIS" (Fuente: PVgis ^[22])

Como se muestra en la imagen se ha seleccionado de entre las posibles herramientas de simulación que ofrece el software la de “FV CON SEGUIMIENTO” para simular lo más fielmente posible la instalación proyectada. Los datos a introducir en el resto de campos son los siguientes:

- Potencia FV pico instalada [kWp] = 899,94 kWp
- Pérdidas del sistema, se obtienen a continuación
- Eje inclinado seleccionando la casilla de optimizar ya que la orientación de los seguidores es sur y por tanto el ángulo β está optimizado

En cuanto las pérdidas, se acude al Pliego de Condiciones del IDAE para conocer las posibles pérdidas que pueden afectar a la instalación fotovoltaica. Esta normativa el parámetro PR como estimación de todas las pérdidas posibles que se pueden dar en una instalación fotovoltaica. Por tanto, su cálculo con precisión resulta extremadamente complejo ya que estas pérdidas pueden variar con el paso del tiempo y el deterioro tanto de materiales como de equipos. Para obtener este parámetro de forma exacta se requieren medidas experimentales de la planta y dado el carácter académico del proyecto no se dispone de dichos datos. Es por ello que su estimación en ciertos casos no puede argumentarse de forma sólida. La ecuación establecida por el pliego de condiciones del IDAE es la siguiente:

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

Cada una de estas variables engloba un tipo de pérdidas con el objetivo de considerar todos los elementos que pueden suponer una pérdida de eficiencia. A continuación, se describen y estiman cada una de ellas.

- $A = 100 * (A1 + A2 + A3 + A4)$
 - Pérdidas por dispersión entre los módulos (A1)
Este parámetro considera que a pesar de que todos los módulos son provistos por el mismo fabricante, no todas las células se comportan de igual modo pues su estructura molecular o la orientación de los granos de silicio, no es exactamente igual en todos los casos. En este caso se toma un valor del 1,5%.
 - Pérdidas por suciedad y polvo (A2)
Las partículas de polvo o suciedad que puedan depositarse sobre los módulos suponen grandes pérdidas que deben considerarse. Para evitarlas se establecen itinerarios de limpieza de los módulos cuya frecuencia varía a lo largo del año según las precipitaciones de la zona. Suponiendo que dichas tareas se cumplen estrictamente se asumen unas pérdidas del 1%.
 - Pérdidas por reflectancia espectral y angular (A3)
Una pequeña parte la radiación que incide sobre los módulos se ve reflejada por la capa externa de cristal templado y según el ángulo de elevación del sol la cantidad de energía reflejada varía a lo largo del año. Sin embargo, como se ha explicado en la elección del módulo, estas pérdidas se reducen debido al tipo de tecnología empleada, por tanto, se estima unas pérdidas del 0,5%.
 - Pérdidas por sombras (A4)
Este parámetro considera las pérdidas ocasionadas por la proyección de sombras sobre los módulos, ya sea por la topografía del terreno o por objetos cercanos. Dado que se han seleccionado seguidores solares; se ha realizado un estudio para evitar la proyección de sombras y no hay árboles de gran envergadura en las proximidades de la instalación; las únicas posibles sombras a considerar son las proyectadas por los vehículos o el personal de mantenimiento durante labores de limpieza o reparación. El cálculo propuesto por el Pliego de Condiciones del IDAE resulta excesivamente complejo, por tanto, se decide estimar el número basando dicha estimación en proyectos similares. El valor propuesto es de un 0,1%.

Por tanto, el parámetro A tiene un valor de:

$$A = 100 * (0,015 + 0,01 + 0,005 + 0,001) = 3,1\%$$

- Pérdidas por temperatura de las células (P_{temp})

Como se sabe, el rendimiento de los módulos depende de la temperatura de células fotovoltaicas. El IDAE define la siguiente ecuación para obtener este parámetro:

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

Donde,

- k (%/°C), es el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura del módulo fotovoltaico seleccionado = -0.37 %/°C
- T_{cel} (°C), es la temperatura de trabajo de la célula obtenida mensualmente de los valores de irradiancia media mensual obtenidos del software PVGIS

Los valores considerados para el cálculo mensual de este parámetro se muestran en la siguiente tabla. Los valores de irradiancia sobre el plano óptimo y la temperatura media de cada uno de los meses se han obtenido promediando los valores mensuales desde el año 2005 a 2016, datos que han sido extraídos del software de PVgis.

PARAMETRO P_{temp}				
Mes	$G_{opt}(W/m^2)$	T Media (°C)	T célula (°C)	P_{temp}
Jan	188,18	2,90	8,781	-0,060
Feb	181,03	3,37	9,024	-0,059
Mar	236,11	6,58	13,962	-0,041
Apr	241,56	10,09	17,641	-0,027
May	269,16	14,26	22,670	-0,009
Jun	281,42	19,25	28,044	0,011
Jul	310,17	23,04	32,735	0,029
Aug	298,62	21,89	31,223	0,023
Sep	249,15	16,88	24,669	-0,001
Oct	221,51	12,42	19,339	-0,021
Nov	176,78	6,32	11,841	-0,049
Dec	180,99	3,48	9,139	-0,059

Tabla 45 - "Obtención del parámetro P_{temp} "

- Pérdidas por el cableado en la parte de corriente continua (B)

Para estimar este coeficiente se plantean las pérdidas resistivas del tramo más desfavorable de la instalación y a partir de él, se extrapola a nivel general ya que todos los cables de la red de corriente continua manejan la misma potencia. Los tramos más desfavorables, es decir, los de mayor resistencia serán los de mayor longitud ya que todos los cables transportan la misma corriente. Las ecuaciones empleadas y los resultados del cálculo, teniendo en cuenta una resistividad del cobre $\rho=0,0172(\Omega mm^2/m)$, se muestran a continuación:

$$R = \frac{\rho * L}{S}$$

$$P_{pérdidas} = R * I^2$$

$$P_{trans} = V * I$$

RESISTENCIA DE LOS TRAMOS MÁS DESFAVORABLES DC						
TRAMO	L(m)	S(mm ²)	R (Ω)	P _{perd} (W)	P _{trans} (W)	P _{perd} /P _{trans} (%)
1 - A/B-BOX	78,72	25	0,0542	7,327	11631	0,06
2 - BOX12-INV	154,645	120	0,0222	191,905	93047	0,21

Tabla 46 - "Pérdidas en DC"

En el peor de los casos, se pierde el 0,27%, por tanto, el parámetro B tiene un valor en tanto por uno, de:

$$B = 1 - 0,0027 = 0,9973$$

- Pérdidas en la parte de corriente alterna (C)

Las únicas pérdidas consideradas en la parte de corriente alterna son las pertenecientes a la parte de media tensión, ya que los tramos 3 y 4, como se ha comentado en su dimensionamiento, son tramos muy cortos en los que apenas habrá caída de tensión. La caída de tensión obtenida en la parte de media tensión es de 0,0054% para el tramo subterráneo y 0,7057% para el tramo aéreo, por tanto, el parámetro C tiene un valor de:

$$C = 1 - 0,007111 = 0,992889$$

- Pérdidas por paradas de la instalación (D)

El tanto por ciento de paradas se recomienda que sea inferior al 5% del tiempo de producción de la instalación fotovoltaica, en este caso se toma un 3%. Por tanto, de nuevo en tanto por uno:

$$D = 1 - 0,03 = 0,97$$

- Pérdidas por el rendimiento del inversor (E)

Las pérdidas del inversor seleccionado se pueden encontrar en el catálogo del fabricante. El proveedor fija un rendimiento europeo de 98,4% para el inversor de 220 kVA y de 97,7 para el inversor de 110 kVA. Realizando el promedio, teniendo en cuenta el número de inversores seleccionados, se obtiene un valor de 98,12%, por tanto:

$$E = 0,9812$$

- Pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia y arranque del inversor (F)

Según referencias, el rendimiento del MPPT suele encontrarse entre el 90 y el 95%, por tanto, el parámetro F se estima:

$$F = 0,925$$

Finalmente, se obtiene el promedio del parámetro PR para estimar las pérdidas de la instalación e introducir dicho dato en el software PVgis.

ESTIMACIÓN PÉRDIDAS INSTALACIÓN								
Mes	A	Ptemp	B	C	D	E	F	PR(%)
Enero	3,1	-0,06	0,9973	0,9929	0,97	0,9812	0,925	84,526
Febrero	3,1	-0,059	0,9973	0,9929	0,97	0,9812	0,925	84,525
Marzo	3,1	-0,041	0,9973	0,9929	0,97	0,9812	0,925	84,509
Abril	3,1	-0,027	0,9973	0,9929	0,97	0,9812	0,925	84,497
Mayo	3,1	-0,009	0,9973	0,9929	0,97	0,9812	0,925	84,482
Junio	3,1	0,011	0,9973	0,9929	0,97	0,9812	0,925	84,464
Julio	3,1	0,029	0,9973	0,9929	0,97	0,9812	0,925	84,448
Agosto	3,1	0,023	0,9973	0,9929	0,97	0,9812	0,925	84,454
Septiembre	3,1	-0,001	0,9973	0,9929	0,97	0,9812	0,925	84,475
Octubre	3,1	-0,021	0,9973	0,9929	0,97	0,9812	0,925	84,492
Noviembre	3,1	-0,049	0,9973	0,9929	0,97	0,9812	0,925	84,516
Diciembre	3,1	-0,059	0,9973	0,9929	0,97	0,9812	0,925	84,525
PROMEDIO								84,493

Tabla 47 - "Estimación pérdidas de la instalación"

Introduciendo las pérdidas, los resultados del software empleado son los siguientes:

Resumen

Datos proporcionados:

Localización [Lat/Lon]:	39.951, -1.148
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	900
Pérdidas sistema [%]:	15.507

Resultados de la simulación

Eje inclinado

Slope angle [°]:	39 (opt)
Producción anual FV [kWh]:	1902679.2
Irradiación anual [kWh/m ²]:	2696.16
Variación interanual [kWh]:	59012.7
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-1.37
Efectos espectrales [%]:	0.55
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-6.42
Pérdidas totales [%]:	-21.59

Producción energética mensual del sistema FV con seguimiento

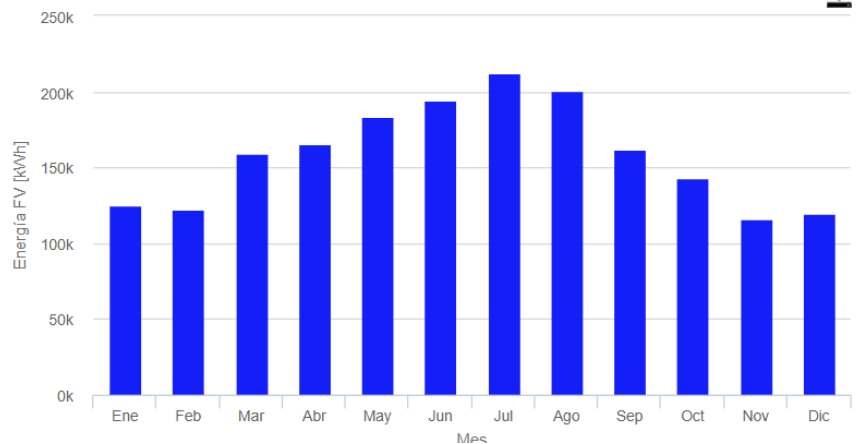


Figura 46 - "Resultados del software PVgis"

La producción anual esperada de la instalación diseñada en el proyecto es de 1,9 GWh al año.

6.2 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

A continuación, se resumen las conclusiones extraídas del Documento II del proyecto:

1. Actuaciones previas.	64705.810 €
2. Huerto Fotovoltaico.	2362997.134 €
3. Centro de Transformación.	72468.448 €
4. Línea Aérea.	64010.745 €
<hr/>	
Presupuesto de ejecución material (PEM)	2564182.137 €
Gastos generales (13%)	333343.6778 €
Beneficio industrial (6%)	153850.928 €
Suma	3051376.743 €
IVA (21%)	640789.166 €
<hr/>	
Presupuesto de ejecución por contrata (PEC)	3692165.859 €

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de TRES MILLONES SEICIENTOS NOVENTA Y DOS MIL CIENTO SESENTA Y CINCO EUROS CON OCHENTA Y SEIS CÉNTIMOS.

6.3 AMORTIZACIÓN

El análisis de viabilidad económica del proyecto se realiza mediante el método del pay-back dinámico, partiendo de las consideraciones descritas en los siguientes puntos que facilitan el supuesto. Además, se obtendrán los indicadores VAN y TIR, ya que son los métodos de análisis de inversiones más aceptados por el mercado actual.

Se debe destacar que hacer este análisis con precisión es realmente complicado pues no se conoce el precio de la energía futura, ni posibles beneficios o perjuicios fiscales que pudieran derivarse de esta inversión. Las consideraciones que permiten llevar a cabo este estudio de viabilidad económica son:

- Se asume que la tarificación de la energía eléctrica generada no va cambiar por la introducción de ninguna nueva normativa durante el periodo de la inversión.
- Se asume creciente el precio de la energía siguiendo la tendencia de los últimos años. Partiendo de un precio inicial de 77,8 €/MWh (precio medio anual obtenido del barómetro energético del AEGE^[23]) que aumentará un 8% anual. Se trata de un incremento prudente puesto que en los últimos 4 años el precio de la energía ha alcanzado aumentos medios entorno al 11%.
- La energía generada por los módulos disminuye progresivamente con el avance de su vida útil. En el catálogo del fabricante puede encontrarse la gráfica que muestra una reducción de energía generada de -0,55% por año de vida útil.
- La vida útil de la planta se corresponde con la vida útil de los módulos, la cual según el fabricante se estima aproximadamente en 25 años.
- Se considera que la empresa que realiza la inversión se reconocerá anualmente el gasto correspondiente con 1/25 del total de la misma.

AÑO	PRECIO MEDIO MERCADO DIARIO (€/MWh)	INCREMENTO ANUAL
2018	57,3	10%
2019	47,7	-17%
2020	34,0	-29%
2021	60,7	79%
	PROMEDIO	11%

Tabla 48 - "Incremento del precio de la energía en los últimos 4 años" (Fuente: AEGE^[23])

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, la producción anual esperada, un coste de mantenimiento de 4000 €/año y el coste del presupuesto de ejecución por contrata, se plantea la siguiente tabla con los flujos de caja estimados y con ella, la gráfica del método de análisis planteado.

AÑO	ENERGIA (MWh)	PRECIO (€/MWh)	INGRESOS	GASTOS		FLUJO DE CAJA
				Amortización	Fijos	
1	1.902,68	77,80	148.028,43	147.686,63	4.000,00	-3.658,21
2	1.892,21	84,02	158.991,41	147.686,63	4.000,00	7.304,78
3	1.881,81	90,75	170.766,32	147.686,63	4.000,00	19.079,68
4	1.871,46	98,01	183.413,27	147.686,63	4.000,00	31.726,63
5	1.861,16	105,85	196.996,86	147.686,63	4.000,00	45.310,22
6	1.850,93	114,31	211.586,44	147.686,63	4.000,00	59.899,81
7	1.840,75	123,46	227.256,53	147.686,63	4.000,00	75.569,90
8	1.830,62	133,34	244.087,15	147.686,63	4.000,00	92.400,52
9	1.820,56	144,00	262.164,25	147.686,63	4.000,00	110.477,61
10	1.810,54	155,52	281.580,13	147.686,63	4.000,00	129.893,50
11	1.800,58	167,96	302.433,96	147.686,63	4.000,00	150.747,32
12	1.790,68	181,40	324.832,22	147.686,63	4.000,00	173.145,58
13	1.780,83	195,91	348.889,29	147.686,63	4.000,00	197.202,66
14	1.771,04	211,59	374.728,03	147.686,63	4.000,00	223.041,40
15	1.761,30	228,51	402.480,39	147.686,63	4.000,00	250.793,75
16	1.751,61	246,79	432.288,09	147.686,63	4.000,00	280.601,45
17	1.741,98	266,54	464.303,34	147.686,63	4.000,00	312.616,71
18	1.732,39	287,86	498.689,65	147.686,63	4.000,00	347.003,01
19	1.722,87	310,89	535.622,60	147.686,63	4.000,00	383.935,97
20	1.713,39	335,76	575.290,81	147.686,63	4.000,00	423.604,18
21	1.703,97	362,62	617.896,85	147.686,63	4.000,00	466.210,22
22	1.694,60	391,63	663.658,29	147.686,63	4.000,00	511.971,66
23	1.685,28	422,96	712.808,82	147.686,63	4.000,00	561.122,19
24	1.676,01	456,80	765.599,44	147.686,63	4.000,00	613.912,81
25	1.666,79	493,34	822.299,74	147.686,63	4.000,00	670.613,10

Tabla 49 - "Flujos de cajas, método Pay-Back dinámico"

Obteniendo el flujo de caja acumulado, se obtiene la siguiente gráfica, donde se puede observar el año de recuperación de la inversión.

Pay-Back Dinámico

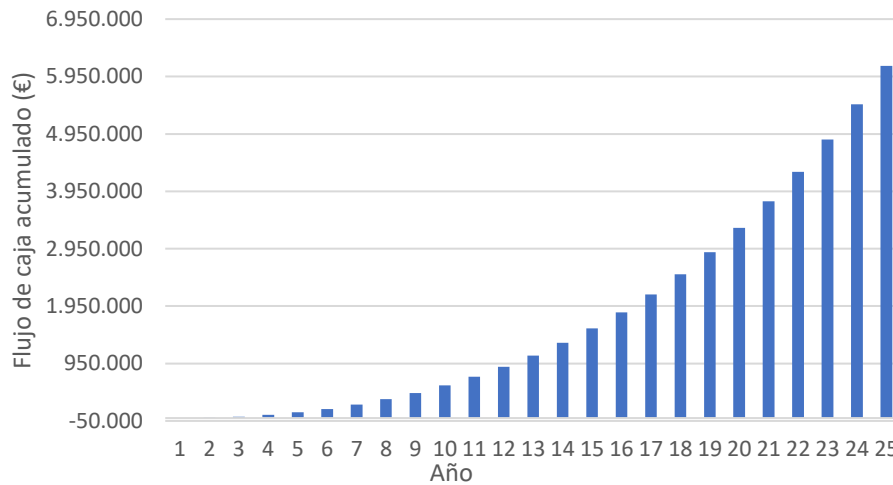


Figura 47 - "Resultados del método de Pay-Back dinámico"

Como puede observarse en el gráfico, el proyecto comenzará a dar beneficios a partir del segundo año. Una vez obtenido el tiempo de retorno de la inversión se obtienen los indicadores VAN y TIR, los cuales reducen el riesgo de cara a conseguir financiación de posibles inversores externos.

El VAN (Valor Actual Neto) consiste en la suma de todos los flujos de caja netos esperados del proyecto, restando el coste inicial de la inversión. Si el valor es positivo indica que la inversión es rentable y viceversa. Este indicador se obtiene utilizando la siguiente ecuación, cuyo resultado coincidirá con el último valor de la tabla obtenida para el método de Pay-Back dinámico.

$$VAN = -I_0 \sum_1^n \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + d)^n}$$

Siendo,

- n, número de períodos de tiempo
- d, tasa de descuento = 2,4% (obtenida del documento del Banco de España ^[24] de acuerdo con los datos publicados por el banco central, como la media ponderada para grandes empresas)
- I₀, coste inicial de la inversión

Con ello, particularizando la ecuación a los valores de la tabla se obtiene:

$$VAN = 275291,92$$

A continuación, se aplica el método TIR (Tasa Interna de Rentabilidad) el cual, hace referencia a la tasa de descuento que hace 0 el VAN, es decir, aporta una medida relativa de la rentabilidad del proyecto, por tanto, vendrá expresada en %. De acuerdo, con este método se recomienda realizar la inversión cuando el valor de tasa de descuento obtenido sea mayor que la tasa de descuento considerada para obtener el Valor Actual Neto, es decir, un 2,4%. Utilizando la herramienta Excel, el valor del TIR es de:

$$TIR = 2.81\%$$

Capítulo 7. CONCLUSIONES

Este documento finaliza con este capítulo donde se pretende verificar si se han cumplido los objetivos marcados al inicio del trabajo.

En primer lugar, el diseño del huerto fotovoltaico se realizó casi por completo en el Capítulo 2. HUERTO FOTOVOLTAICO. Se comenzó con el movimiento de tierras y la selección de equipos para terminar con el dimensionamiento del mismo. Los objetivos específicos completados en este capítulo fueron la obtención de la distancia de separación entre módulos necesaria, la selección de cada uno de los equipos y el dimensionamiento del parque. Finalmente se obtuvo una potencia de 900 kWp, superior a la inicial esperada.

En segundo lugar, siguiendo con los objetivos principales se dimensionó el centro de transformación durante el Capítulo 3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN. Los objetivos específicos cumplidos en este capítulo son; localización de las casetas de inversión y transformación y dimensionamiento de las celdas y tramos necesarios para trasegar la energía producida por las plantas de biomasa, eólica y fotovoltaica trabajando de forma conjunta.

Estos dos primeros capítulos ayudaron a conocer en profundidad el funcionamiento y requerimientos de un huerto fotovoltaico de las dimensiones mostradas, desde la conexión de los módulos en corriente continua hasta elevar la tensión para la conexión con la red.

En tercer lugar, se dimensionó la conexión de las plantas con la red actual que abastece Aras de los Olmos, para ello se utilizó el software DMElect y se pudo comprobar la gran potencia de cálculo del mismo y las grandes diferencias en cuanto mano de obra requerida para hacer el cálculo manual frente a un software profesional. Con la línea dimensionada, el último objetivo se cumplió mediante la descripción y comprobación de las protecciones y puestas a tierra de la instalación.

Finalmente, del análisis económico del proyecto teniendo en cuenta los métodos empleados se destaca. De los 25 años de vida útil del proyecto estimados, la inversión se recupera en el año 2 generando beneficios de ahí en adelante. Este beneficio se refleja en el VAN, indicador que motiva a invertir en este proyecto. Al igual que el TIR, ya que se ha obtenido una tasa de descuento superior a la considerada.

Así, da por finalizado el primer documento de este TFM, constatando que todos los objetivos principales se han llevado a cabo cumpliendo con los objetivos específicos en cada uno de los apartados. Destacar por último el fomento a las energías renovables que suponen trabajos como este, ayudando a España hacia la transición a la utilización de energías limpias y al ayuntamiento de Aras de los Olmos a dar un paso más hacia una autosuficiencia que mejore la calidad de vida de sus habitantes.

Bibliografía

- [1] Ayuntamiento de Aras de los Olmos (Valencia, 29/10/2015). El Consell apoya a Aras de los Olmos para conseguir la autosuficiencia energética mediante energías renovables <https://www.arasdelosolmos.es/el-consell-apoyara-a-aras-de-los-olmos-para-conseguir-su-objetivo-de-autosuficiencia-energetica-mediante-energias-renovables/>
- [2] Serra, Héctor. (Valencia, 03/12/2019). Diario Público. El revolucionario plan de un pueblo valenciano: conseguir el autoabastecimiento energético 100% renovable <https://www.publico.es/sociedad/revolucionario-plan-pueblo-valenciano-a-toutoabastecimiento-energetico-100-renovable.html>
- [3] Alcázar Ortega, Manuel (s.f.). Interacción PF y QV. [SEP_Tema_6_Interacción PF y QV.pdf]
- [4] Comunidad Valenciana (s.f.). Sede Electrónica del Catastro: <https://www1.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiud.aspx?del=46&mun=41&UrbRus=R&RefC=46041A002000470000XM&Apenom=&esBice=&RCBice1=&RCBice2=&DenoBice=&from=nuevoVisor&ZV=NO>
- [5] Meteoblue (s.f.). Clima de Aras de los Olmos https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/aras-de-los-olmos_esp%C3%B1a_2521690
- [6] Sersuma SLU. (s.f.). <https://sersuma.es/>
- [7] Blog TecnoSol. (s.f.). Tipos de paneles solares. La elección del panel adecuado. <https://tecnosolab.com/noticias/tipos-de-paneles-solares/>
- [8] Blog TecnoSol. (s.f.). Tecnologías PERC y Half Cell en paneles solares. <https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/>
- [9] [Seguidores Solares] Tébar Martínez, Enrique M. (Piansky, 2018). Polonia
- [10] Tébar Martínez, Enrique M. (s.f.). Estructuras - Bloque I: Generalidades. Seguridad y cálculo de estructuras en renovables. [Quique Tébar-Master UMH 19-20 - Bloque I - Generalidades.pdf]
- [11] Martínez Román, Javier Andrés (s.f.). Inversores. Métodos modernos de regulación de máquinas eléctricas [INVERSORES TEORIA.pdf]
- [12] Sánchez Díaz, Carlos (s.f.). Tema 6 Inversores. Centrales Termosolares y Fotovoltaicas [CTF1920 T6 Inversores.pdf]
- [13] Danfoss. Documento de resumen. Inversores de cadenas para plantas de energía fotovoltaica. Módulos cristalinos. (Mayo 2009) [DANFOSS-documento-referencia-inversores-strings-paneles-cristalinos-ES.pdf]

- [14] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” (Julio 2011) [PTC-C-REV-julio2011.pdf]
- [15] Maldonado Anrrubia, Miguel (Curso académico: 2018-2019). Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 10 MWp con evacuación a red de 20 kV, situada en el municipio de Abrucena (Almería) [Tipo: Trabajo de Fin de Máster] Universidad Politécnica de Valencia, Valencia
- [16] Prysmian Group (2018). Cables y accesorios para Instalaciones Fotovoltáicas [2018_Prysmian_Soluciones_Fotovoltáicas.pdf]
- [17] Roger Folch, José / Riera Guasp, Martín / Roldán Porta, Carlos (3ª Edición: Marzo, 2010). Tecnología Eléctrica, España, Editorial Sintesis.
- [18] Roldán Porta, Carlos / Roldán Blay, Carlos (2016) Apuntes de líneas y redes de Alta Tensión, España, Editorial Universidad Politécnica de Valencia
- [19] Bussmann (s.f.). Guía de aplicaciones fotovoltaicas de Bussmann. Protección de circuitos solares completa y fiable. [Selección calibre fusibles integrados.pdf]
- [20] Grupo Iberdrola (Mayo, 2019) PROYECTO TIPO LINEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN. Simple circuito con conductor de aluminio acero 47-AL1/8ST1A (LA56) [MT 2.21.60_E06_may19-.pdf]
- [21] Iberdrola Distribución Eléctrica (Febrero, 2014) DISEÑO DE PUESTAS A TIERRA EN APOYOS DE LAAT DE TENSIÓN NOMINAL IGUAL O INFERIOR A 20 kV [MT 2.23.35_3_FEB14-.pdf]
- [22] Herramienta PVgis (s.f.) https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP
- [23] Barómetro Energético del AEGE (Asociación de Empresas de Gran Consumo de Energía) <https://www.aege.es/barometro-energetico-espana/>
- [24] Banco de España (2021). Datos Agregados del Trimestre 2021/03 [0000_Descuento_202103.pdf]

Catálogos de equipos seleccionados:

- Atersa. Grupo Elecnor (s.f.) Módulo fotovoltaico A-320P/ A-325P / A-330P (TY 3.2) [MU-6P-(6)-6x12-F-(A320-325-330P)-TY-3.2.pdf]
- LONGI Solar (s.f.) LR4-60HPH 350-370M [20190509-Draft.pdf]
- JINKO Solar (s.f.) Eagle 60P 260-280 Watt POLY CRYSTALLINE MODULE [Ficha-Técnica-Módulo-Policristalino-Jinko-Solar-Eagle-260-280W.pdf]
- Soltec (s.f.) SF7 One Track Zero Gap [Datasheet-SF7-EU-2018.pdf]
- HIS (s.f.) HISbox DC Combiner [HISbox_DC_Combiner_Overview_EN_2018.pdf]
- ABB (s.f.) ABB string inverters PVS-175-TL [PVS-175-TL_9AKK107046A3492_EN_Rev_C.pdf]

- ABB (s.f.) ABB central inverters PVS800-500 to 1000 kW [PVS800_central_inverters_flyer_3AUA0000057380_RevN_EN_lowres.pdf]
- Ingeteam (s.f.) INGECON SUN Power. Sin transformador [ingecon-sun-power-tl.pdf]
- Prysmian Group (s.f.) CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS. P-SUN 2.0 ZZ-F [_PRY-P-Sun 2.0 CPRO_0.pdf]
- Prysmian Group (s.f.) CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS. AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS) [_PRY-Afumex Class 1000 V (AS).pdf]
- Pronutec (s.f.) Cuadros de distribución para Centros de Transformación [CGBT.pdf]
- Schneider Electric (2015) Trihal. Transformadores de distribución. Transformadores secos hasta 36 kV [ESMKT01175G15_TRIHAL.pdf]
- Scheneider Electric (s.f.) Celda SM6-24 GBCA 630 A 20 kA con 3 TI's y 3 TT's [SM62EGBCAT62.pdf]
- Scheneider Electric (s.f.) Celda SM6-24 DM1A 630 A 20 kA Sepam T20 bobina 230 Vca enclavamiento E2 [SM62EDM1A62T20.pdf]
- Ibérica de aparellajes (s.f.) CELDAS COMPACTAS CON AISLAMIENTO TOTAL SF6 IA500 [SF.I.01.06.A/E.pdf]
- Ormazábal (s.f.) Centros de Transformación Prefabricados hasta 36 kV
- Prysmian Group (2020) CABLES PARA MEDIA TENSIÓN. AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA) [_PRY-AI Eprotenax H Compact2020.pdf]

ANEXOS

Índice de Anexos

Anexo I. Parámetros del modelo eléctrico de la línea	2
Resistencia efectiva (R_{ef})	2
Inductancia aparente (L_{ap}).....	4
Capacidad aparente (C_{ap})	5
Conductancia (G).....	6
Matriz del cuadripolo. Caída de tensión en el tramo aéreo	6
Anexo II. Cálculo mecánico de las hipótesis más desfavorables.....	9
Tensión máxima en un vano	9
Ecuación de Cambio de Condiciones. Obtención de tensiones y flechas	10
Cálculo de esfuerzos en los apoyos según hipótesis más desfavorables.....	11
Anexo III. Tablas de tendido	18
Anexo IV. Cimentaciones.....	20
Momento debido al esfuerzo en punta	20
Momento debido al viento sobre el apoyo.....	20
Zapatas monobloque	20
Anexo V. Cadena de aisladores	23
Cálculo eléctrico	23
Cálculo mecánico	23
Anexo VI. Puesta a tierra de los apoyos.....	25
Apoyo no frecuentado	25
Apoyo frecuentado.....	26
Anexo VIII. Gráficas del movimiento de tierras.....	28

Anexo I. Parámetros del modelo eléctrico de la línea

Presentados los parámetros del modelo en π en su apartado correspondiente, este anexo se dedica a describir el procedimiento llevado a cabo para obtener los valores de los mismos. A modo de recordatorio se presentan de nuevo los parámetros de la línea:

- Resistencia efectiva, R_{ef} (Ω)
- Inductancia aparente, L_{ap} (H)
- Capacidad, C (F)
- Conductancia, G (S)

Resistencia efectiva (R_{ef})

La resistencia efectiva hace referencia a la resistencia de un conductor teniendo en cuenta los efectos producidos por la corriente alterna a nivel industrial que se maneja. Como se sabe, en corriente continua, la resistencia del conductor depende de la resistividad del material con el que está constituido y a su vez, esta depende la temperatura del mismo. Esta resistencia se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$R = \rho \frac{l}{S}$$

Donde,

- ρ ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$), resistividad propia del material a la temperatura de trabajo, en este caso, aluminio a 85 °C
- l (m), longitud del conductor
- S (mm^2), sección del conductor

Sin embargo, en alta tensión se manejan conductores de aluminio con alma de acero por cuestiones mecánicas y este material tiene una resistividad muy elevada. Por tanto, es necesario considerar los efectos magnéticos que se producen en el cable con el paso de corriente. Los más relevantes son el efecto pelicular y el efecto de proximidad.

El efecto pelicular tiene en cuenta que en el centro del cable hay más resistencia debido al desfase de las corrientes generadas por el paso de corriente alterna, por tanto, la densidad de corriente en un diferencial de conductor no es la misma en toda su superficie tal y como se muestra en la siguiente figura. Al estar la corriente interior retrasada con respecto a la exterior se produce un aumento de resistencia en el centro del cable por lo que aumentan las pérdidas de potencia con respecto a un conductor recorrido por corriente continua.

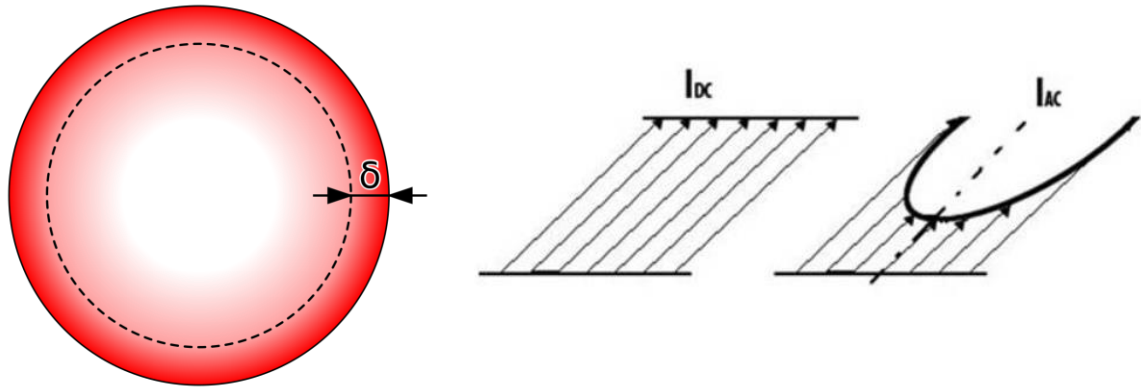


Figura 1 - "Gráficas densidad de corriente debidas al efecto pelicular" (Fuente: https://repositorio.innovacionmh.es/Proyectos/P_22CursoMateriales/Carmen_Rocamora/calculo_electrico/page_02.htm)

El efecto de proximidad tiene en cuenta que el flujo magnético generado por el paso de corriente alterna es capaz de inducir una mayor corriente de la esperada en un conductor próximo. Dado que no se producen paralelismos significativos en el recorrido de la línea este efecto no se tendrá en cuenta.

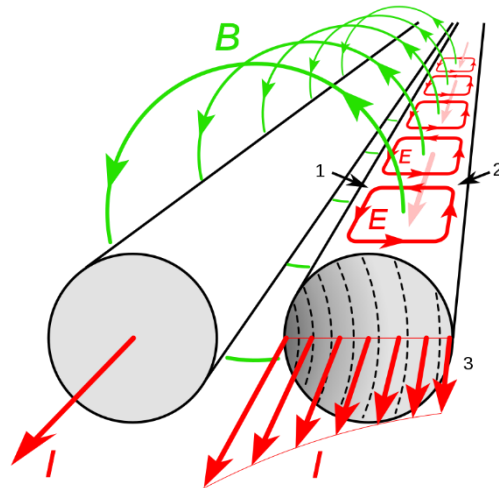


Figura 2 - "Efecto de proximidad" (Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_proximidad_electromagnetismo)

Las ecuaciones facilitadas por la norma UNE 21144 para el cálculo de la resistencia efectiva de una línea son:

$$R_{ef} = R_{cc} * (1 + y_s)$$

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 * x_s^4}$$

$$x_s = \frac{10^{-7} * f * 8\pi * k_s}{R_{cc}}$$

Donde,

- R_{cc} (Ω/m), resistencia por metro de longitud en corriente continua
- f (Hz), frecuencia de la red
- k_s , coeficiente establecido por la norma de valor 1 para conductores circulares

Se debe tener en cuenta que estas ecuaciones solo son válidas si $x_s < 2,8$, por tanto, esta condición debe ser validada. Los resultados de estas ecuaciones aplicadas a la línea del proyecto se muestran en la siguiente tabla:

Resistencia efectiva	
ρ	0,03566 $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$
S	46,8 mm^2
n	1 cond/fase
R_{cc}	0,000761966 Ω/m
f	50 Hz
x_s	0,16 <2,8 CUMPLE
y_s	1,42E-04
R_{cc}	0,7620 Ω/km
R_{ef}	0,7621 Ω/km
Long.	2,4 km
R_{ef}	1,829 Ω

Tabla 1 - "Cálculo de resistencia efectiva"

Inductancia aparente (L_{ap})

La inductancia del conductor en una línea aérea depende tanto de la inductancia propia del conductor como de la inductancia inducida en dicho conductor por el resto, conocida como inductancia mutua. Por tanto, es preciso conocer la posición exacta de cada una de las fases en la línea. Para el diseño de la línea se han seleccionado crucetas de bóveda plana las cuales se muestran en los planos del documento. Como se puede observar en el plano, la distancia de separación no es la misma en todos los apoyos, por lo que se ha seleccionado la mayor distancia para situar el cálculo del lado de la seguridad.

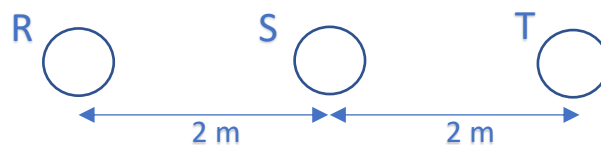


Figura 3 - "Disposición de las fases en la línea"

Conocida la disposición de las fases en los apoyos, la ecuación que permite obtener la inductancia aparente por kilómetro de línea (H/km) es la siguiente:

$$L_{ap} = \left[\frac{\mu}{2\pi n} * \ln \left(\frac{D_g}{R_g} \right) \right]$$

Donde,

- n, número de conductores por fase, en este caso 1
- D_g (m), distancia media geométrica
- R_g (m), radio medio geométrico
- μ (H/m), permeabilidad magnética del material = $\mu_r * \mu_0$
 - μ_r , permeabilidad relativa, en este caso se toma igual a 1
 - μ_0 , permeabilidad magnética en vacío = $4\pi * 10^{-7}$ H/m

El radio medio geométrico para un conductor circular macizo se obtiene mediante la siguiente ecuación en función del radio (r) de la sección de aluminio del conductor.

$$R_g = r * e^{-1/4}$$

La distancia media geométrica se obtiene a partir de la disposición de las fases en el apoyo, teniendo en cuenta que existe transposición. La trasposición es un método de montaje para igualar las caídas de tensión en todas las fases, consiste en intercambiar la posición de los conductores entre sí para que no ocupen la misma posición en todo el recorrido de la línea, de forma que las tres fases ocupen las tres posibles posiciones en el apoyo a lo largo del recorrido de la línea. Asumiendo que los conductores se transponen, la ecuación para obtener la distancia geométrica es la siguiente:

$$D_g = \sqrt[3]{d_{RS} * d_{ST} * d_{TR}}$$

Los resultados de cada una de estas ecuaciones particularizadas para el caso de estudio se muestran en la siguiente tabla:

Inductancia aparente	
μ_r	1
μ_0	1,257E-06 H/m
r	3,86 mm
R_g	3,006 mm
d_{RS}	2 m
d_{ST}	2 m
d_{TR}	4 m
D_g	2,52 m
L_{ap}	1,346 mH/km
Long	2,4 km
Lap	3,231 mH

Tabla 2 - "Resultados inductancia aparente"

Capacidad aparente (C_{ap})

Debido a la tensión de la línea se deben considerar las capacidades entre conductores y de estos con tierra. Tal y como se estudió en la asignatura de Líneas y Redes de Alta Tensión la capacidad de los conductores con respecto de tierra aumenta cuando la altura a la que se sitúan los mismos no es muy elevada, mientras que se considera despreciable cuando la altura supera los 6m de altura. Los apoyos seleccionados para el proyecto tienen una altura entre 12 y 16m por lo que únicamente se considera la capacidad entre los conductores. La ecuación para obtener este parámetro es la siguiente:

$$C_{ap} = \frac{2\pi * \epsilon_0 * \epsilon_r}{\ln\left(\frac{D_g}{r}\right)}$$

Donde,

- ϵ_0 (F/m), permitividad eléctrica del vacío = $1/36\pi * 10^9$ F/m
- ϵ_r (F/m), permitividad relativa del material, en este caso se toma con valor 1

Los resultados obtenidos particularizando esta ecuación para el caso de estudio se muestran en la siguiente tabla:

Capacidad aparente L. AÉREA	
ϵ_r	1
ϵ_0	8,84E-12 F/m
r	3,86 mm
d_{RS}	2 m
d_{ST}	2 m
d_{TR}	4 m
D_g	2,52 m
C	8,572 nF/km
Long.	2,4 km
C_{ap}	20,572 nF

Tabla 3 - "Resultados capacidad entre conductores"

Conductancia (G)

La conductancia es un parámetro transversal del modelo en PI que representa las pérdidas de potencia debidas a las corrientes de fuga que circulan por los aisladores y por el efecto corona. El efecto corona se produce por la ionización del aire que rodea el cable produciendo un halo luminoso normalmente en la superficie del conductor o del aislador.

Sin embargo, la influencia de este parámetro es mínima y su cálculo matemático complejo. El valor de este parámetro se obtiene a partir de ecuaciones empíricas que dependen de gran variedad de factores que deben estimarse con precisión. Por tanto, este parámetro se considera despreciable y no se considerará para el resto de cálculos relacionados con el modelo de la línea.

Matriz del cuadripolo. Caída de tensión en el tramo aéreo

Por último, para poder realizar cálculos precisos con el modelo seleccionado, se plantea el equivalente monofásico presentado en el apartado correspondiente en la memoria.

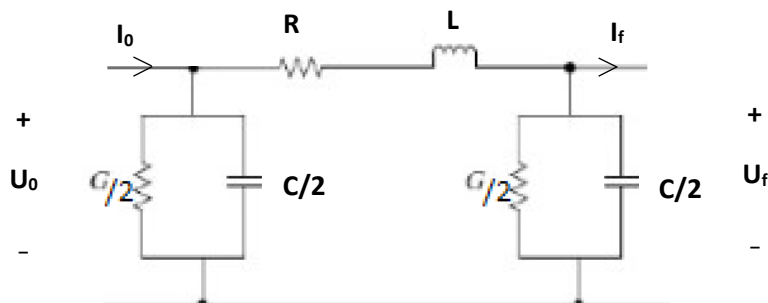


Figura 4 - "Modelo en pi de la línea aérea"

Agrupando los parámetros obtenidos en el apartado anterior en una impedancia y una admitancia se tiene:

$$\bar{Z} = R + jX_L$$

$$\bar{Y} = G + j\omega C$$

La relación de entre la impedancia y la admitancia con las variables de tensión y corriente al inicio y fin de la línea se plantea a través de la matriz del cuadripolo, la cual se define como:

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_0 \\ \bar{I}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{U}_f \\ \bar{I}_f \end{bmatrix}$$

Donde,

- $\bar{A} = \bar{D} = \frac{\bar{Z} * \bar{Y}}{2} + 1$
- $\bar{B} = \bar{Z}$
- $\bar{C} = \frac{\bar{Z} * \bar{Y}^2}{2} + \bar{Y}$

El resultado teniendo en cuenta los valores obtenidos en el apartado anterior es el siguiente:

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_0 \\ \bar{I}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,999 + 5,91 * 10^{-6}i & 1,829 + 1,015i \\ -1,91 * 10^{-11} + 6,463 * 10^{-6}i & 0,999 + 5,91 * 10^{-6}i \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{U}_f \\ \bar{I}_f \end{bmatrix}$$

Los valores finales de tensión y corriente se obtienen a partir del factor de potencia que genere la planta fotovoltaica. Acudiendo al catálogo del fabricante del inversor se toma el factor de potencia dado por el mismo, ya que no se podrá conocer con exactitud dicho valor hasta que el proyecto sea llevado a cabo y se puedan tomar las medidas correspondientes. Dicho valor, es igual a 1, sin embargo, suponiendo que, con el paso del tiempo el deterioro de los equipos puede modificar dicho valor se han realizado los cálculos presentados para un rango de factor de potencia desde 0,9 inductivo al 1 ideal.

A partir de este valor, la corriente al inicio se obtiene utilizando la siguiente ecuación. La tensión se suponen los 20 kV del secundario del transformador menos la caída de tensión en el tramo subterráneo obtenida en el Capítulo 3 de este documento y de valor, 0,0054%. Se deberá comprobar que la caída de tensión no supera el 5% que es la caída de tensión permitida hasta el punto de entronque.

$$\bar{I}_0 = \left(\frac{\bar{S}}{\bar{U}_0} \right)^*$$

Estimados los valores iniciales de tensión y corriente y resolviendo el sistema de ecuaciones matricial para los factores de potencia indicados, finalmente se aplica la ecuación mostrada a continuación para obtener la caída de tensión en la línea. Los resultados de este procedimiento se muestran en la siguiente tabla:

$$\Delta U_{LA}(\%) = \sqrt{3} \frac{(|\bar{U}_0| - |\bar{U}_f|)}{U_n} * 100$$

CAIDA DE TENSIÓN LÍNEA AEREA					
cos(φ)	U ₀ (kV)	I ₀ (A)	U _r (V)	I _r (V)	ΔU (%)
1	19,892	34,83	11420,97/-0,177°	34,83/-0,122°	0,5515
0,9 ind	19,892	38,7	11403,79/-0,0222	38,73/-25,94°	0,7003

Tabla 4 - "Resultados caída de tensión línea aérea"



Queda demostrado que en ningún caso se superará el 5% de caída tensión permitida por el reglamento, por lo que el diseño de la línea queda validado eléctricamente.

Anexo II. Cálculo mecánico de las hipótesis más desfavorables

Este anexo pretende justificar los resultados mostrados en el capítulo 4 de la memoria. Dado que este proyecto se centra en la parte eléctrica del mismo se ha decidido incluir en anexos las ecuaciones y el procedimiento detallado para la parte mecánica del mismo. Por tanto, en este anexo se detallará como obtener todos y cada uno de los esfuerzos mostrados en la memoria que son necesarios para el proyecto de la línea.

Tensión máxima en un vano

La tensión máxima en un vano, dada la forma geométrica de la catenaria, se produce en los puntos de anclaje del conductor al apoyo. Para obtener dicha tensión deben emplearse las siguientes ecuaciones:

$$T_A = P_0 \cdot Y_A = P_0 \cdot c \cdot \cosh\left(\frac{X_A}{c}\right) = P_0 \cdot c \cdot \cosh[(X_m - a/2) / c]$$

$$T_B = P_0 \cdot Y_B = P_0 \cdot c \cdot \cosh\left(\frac{X_B}{c}\right) = P_0 \cdot c \cdot \cosh[(X_m - a/2) / c]$$

$$P_v = K \cdot d / 1000 \quad (K = 60 \text{ daN/m}^2 \text{ si } d \leq 16 \text{ mm y } v \geq 120 \text{ km/h})$$

$$P_{vh} = K \cdot D / 1000 \quad (K = 60 \text{ daN/m}^2 \text{ si } d \leq 16 \text{ mm y } v \geq 120 \text{ km/h})$$

$$P_h = k \cdot \sqrt{d} \quad (k = 0,18 \text{ para zona B})$$

$$P_0 = \sqrt{(P_p^2 + P_v^2)} \quad \text{Hipótesis de viento zonas A, B y C}$$

$$P_0 = P_p + P_h \quad \text{Hipótesis de hielo zonas B y C}$$

$$P_0 = \sqrt{[(P_p + P_h)^2 + P_{vh}^2]} \quad \text{Hipótesis hielo + viento zonas B y C}$$

*Cuando sea requerido por la empresa eléctrica

$$c = T_{0h} / P_0$$

$$X_m = c \cdot \ln[z + \sqrt{(1 + z^2)}]$$

$$z = h / (2 \cdot c \cdot \sinh a/2c)$$

Donde,

- v (km/h), Velocidad del viento
- T_A (daN), Tensión total del conductor en el punto de fijación al primer apoyo del vano
- T_B (daN), Tensión total del conductor en el punto de fijación al segundo apoyo del vano
- P₀ (daN/m), Peso total del conductor en las condiciones más desfavorables
- P_p (daN/m), Peso propio del conductor
- P_v (daN/m), Sobrecarga de viento
- P_{vh} (daN/m), Sobrecarga de viento incluido el manguito de hielo
- P_h (daN/m), Sobrecarga de hielo
- d (mm), diámetro del conductor

- D (mm), diámetro del conductor incluido el espesor del manguito de hielo
- $Y = c \cdot \cosh(x/c)$, Ecuación de la catenaria.
- c, constante de la catenaria.
- Y_A (m), Ordenada correspondiente al primer apoyo del vano
- Y_B (m), Ordenada correspondiente al segundo apoyo del vano
- X_A (m), Abcisa correspondiente al primer apoyo del vano
- X_B (m), Abcisa correspondiente al segundo apoyo del vano
- X_m (m), Abcisa correspondiente al punto medio del vano
- a (m), Proyección horizontal del vano
- h (m), Desnivel entre los puntos de fijación del conductor a los apoyos
- T_{0h} (daN), Componente Horizontal de la Tensión en las condiciones más desfavorables o Tensión Máxima Horizontal. Es constante en todo el vano.

Ecuación de Cambio de Condiciones. Obtención de tensiones y flechas

Una vez obtenida la tensión máxima horizontal en un vano (T_{0h}), empleando la ecuación de cambio de condiciones se puede obtener la tensión horizontal final (T_h) y la flecha (F) en otras condiciones de temperatura y carga para cada vano de regulación (tramo ideal de línea). Las ecuaciones que permiten aplicar la Ecuación del Cambio de condiciones, a partir de unas condiciones finales dadas, son las siguientes:

$$[\delta \cdot L_0 \cdot (t - t_0)] + \left[\frac{L_0}{S \cdot E} \cdot (T_h - T_{0h}) \right] = L - L_0$$

$$L_0 = c_0 \cdot \sinh[(X_{m0} + a/2) / c_0] - c_0 \cdot \sinh[(X_{m0} - a/2) / c_0]$$

$$c_0 = T_{0h}/P_0$$

$$X_{m0} = c_0 \cdot \ln [z_0 + \sqrt{(1 + z_0^2)}]$$

$$z_0 = h / (2 \cdot c_0 \cdot \sinh a/2c_0)$$

$$L = [c \cdot \sinh[(X_m + a/2) / c] - c \cdot \sinh[(X_m - a/2) / c]$$

$$c = T_h/P$$

$$X_m = c \cdot \ln [z + \sqrt{(1 + z^2)}]$$

$$z = h / (2 \cdot c \cdot \sinh a/2c)$$

Donde,

- δ , Coeficiente de dilatación lineal
- L_0 (m), Longitud del arco de catenaria en las condiciones iniciales para el vano de regulación
- L (m), Longitud del arco de catenaria en las condiciones finales para el vano de regulación
- t_0 (°C), Temperatura en las condiciones iniciales
- t (°C), Temperatura en las condiciones finales

- S (mm^2), Sección del conductor
- E (daN/mm^2), Módulo de elasticidad
- T_{0h} (daN), Componente Horizontal de la Tensión en las condiciones más desfavorables o Tensión Máxima Horizontal
- T_h (daN), Componente Horizontal de la Tensión o Tensión Horizontal en las condiciones finales consideradas, para el vano de regulación
- a (m), igual a a_r (vano de regulación)
- h (m), Desnivel entre los puntos de fijación del conductor a los apoyos, en tramos de un solo vano. Sabiendo que $h = 0$, para tramos compuestos por más de un vano

Una vez obtenida la tensión horizontal final en cada vano en las condiciones dadas las ecuaciones para obtener la flecha (F) en cada vano real de la línea son las siguientes:

$$F = Y_B - [h/a \cdot (X_B - X_{fm})] - Y_{fm}$$

$$X_{fm} = c \cdot \ln [h/a + \sqrt{(1 + (h/a)^2)}]$$

$$Y_{fm} = c \cdot \cosh (X_{fm}/c)$$

Donde,

- Y_B (m), Ordenada de uno de los puntos de fijación del conductor al apoyo
- X_B (m), Abcisa de uno de los puntos de fijación del conductor al apoyo
- Y_{fm} (m), Ordenada del punto donde se produce la flecha máxima
- X_{fm} (m), Abcisa del punto donde se produce la flecha máxima
- h (m), Desnivel entre los puntos de fijación del conductor a los apoyos
- a (m), proyección horizontal del vano

Cálculo de esfuerzos en los apoyos según hipótesis más desfavorables

A continuación, se detalla el procedimiento aplicado en cada una de las hipótesis más desfavorables para obtener los esfuerzos en cada uno de los apoyos, para finalmente describir los esfuerzos máximos que deberá soportar el apoyo seleccionado.

1. Cargas permanentes

Considera los esfuerzos verticales debidos al peso de los distintos elementos, conductores considerando la sobrecarga (según hipótesis), aisladores y herrajes. En la hipótesis de viento en zona B el peso gravita sobre los apoyos debido al conductor y su sobrecarga P_{cv} (daN) se obtiene:

$$P_{cv} = L_v \cdot P_{pv} \cdot \cos \alpha \cdot n$$

$$P_{cvr} = L_v \cdot P_{pv} \cdot \cos \alpha \cdot nr$$

Donde,

- L_v (m), Longitud del conductor que gravita sobre el apoyo en las condiciones de -10°C (zona B) o -15°C (zona C) con sobrecarga de viento
- P_{pv} (daN/m), Peso propio del conductor con sobrecarga de viento

- P_{cvr} (daN), Peso que gravita sobre los apoyos de los conductores rotos con sobrecarga de viento para la 4ª hipótesis
- α (°), Ángulo 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

Para el resto de hipótesis en las zonas B y C, el peso que gravita sobre los apoyos debido al conductor y su sobrecarga será P_{ch} (daN), que se obtiene:

$$P_{ch} = L_h \cdot P_{ph} \cdot n$$

$$P_{chr} = L_h \cdot P_{ph} \cdot n_r$$

Donde,

- L_h (m), Longitud del conductor que gravita sobre el apoyo en las condiciones de -15 °C (zona B) o -20 °C (zona C) con sobrecarga de hielo
- P_{ph} (daN/m), Peso propio del conductor con sobrecarga de hielo
- P_{phr} (daN) Peso que gravita sobre los apoyos de los conductores rotos con sobrecarga de hielo para la 4ª hipótesis
- n, número total de conductores.
- n_r, número de conductores rotos en la 4ª hipótesis.

Además, se deben tener en cuenta en todas las hipótesis el peso de los herrajes y la cadena de aisladores P_{ca}, así como el número de cadenas de aisladores en cada apoyo n_c.

2. Esfuerzos del viento

El esfuerzo de viento sobre los conductores F_{vc} (daN) para la 1ª hipótesis de las zonas B y C se obtiene de la siguiente forma para cada tipo de apoyo.

- Apoyo de alineación $F_{vc} = (a_1 \cdot d_1 \cdot n_1 + a_2 \cdot d_2 \cdot n_2) / 2 \cdot k$
- Apoyo de fin de línea $F_{vc} = a / 2 \cdot d \cdot n \cdot k$
- Apoyo de ángulo y estrellamiento $F_{vc} = \sum a_p / 2 \cdot d_p \cdot n_p \cdot k$

Donde,

- a₁ (m), Proyección horizontal del conductor que hay a la izquierda del apoyo
- a₂ (m), Proyección horizontal del conductor que hay a la derecha del apoyo
- a (m), Proyección horizontal del conductor
- a_p (m), 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)
- d, d₁, d₂, d_p (m), Diámetro del conductor
- n, n₁, n₂, n_p, n° de haces de conductores.
- v (km/h), Velocidad del viento
- k = 60 (v/120)² daN/m² si d ≤ 16 mm y v ≥ 120 Km/h

De nuevo, se deberá considerar el efecto del viento sobre los herrajes y la cadena de aisladores E_{ca} (daN), así como el número de cadenas de aisladores en cada apoyo n_c.

3. Desequilibrio de tracciones

En las zonas B y C se tendrá en cuenta el desequilibrio de tracciones en la 1ª hipótesis para los apoyos de fin de línea. El desequilibrio de tracciones Dtv (daN) se obtiene:

$$D_{tv} = 100/100 \cdot T_h \cdot n$$

Donde,

- n, número total de conductores.
- T_h (daN), Componente horizontal de la tensión en las condiciones de -10 °C (zona B) y -15 °C (zona C) con sobrecarga de viento

En la 2ª (fin de línea) y 3ª (resto) hipótesis para las zonas B y C, según el tipo de apoyo para obtener el desequilibrio de tracciones Dth (daN) se aplica:

- | | |
|--|--|
| ○ Apoyos de alineación y cadenas de suspensión | $D_{th} = 8/100 \cdot T_{0h} \cdot n$
$D_{th} = (T_{0h1} \cdot n_1) - (T_{0h2} \cdot n_2) $ |
| ○ Apoyos de alineación y cadenas de amarre | $D_{th} = 15/100 \cdot T_{0h} \cdot n$
$D_{th} = (T_{0h1} \cdot n_1) - (T_{0h2} \cdot n_2) $ |
| ○ Apoyo de ángulo y cadenas de suspensión | $D_{th} = 8/100 \cdot T_{0h} \cdot n$
*Combinado con la resultante del ángulo |
| ○ Apoyo de ángulo y cadenas de amarre | $D_{th} = 15/100 \cdot T_{0h} \cdot n$
*Combinado con la resultante del ángulo |
| ○ Apoyo de anclaje en alineación | $D_{th} = 50/100 \cdot T_{0h} \cdot n$
$D_{th} = (T_{0h1} \cdot n_1) - (T_{0h2} \cdot n_2) $ |
| ○ Apoyo de anclaje en ángulo y estrellamiento | $D_{th} = 50/100 \cdot T_{0h} \cdot n$
*Combinado con la resultante del ángulo |
| ○ Apoyo de fin de línea | $D_{th} = 100/100 \cdot T_{0h} \cdot n$ |

Donde,

- n, n_1 , n_2 , número total de conductores
- T_{0h} , T_{0h1} , T_{0h2} (daN), Componente horizontal de la tensión en las condiciones -15 °C (Zona B) y -20 °C (Zona C) con sobrecarga de hielo

4. Rotura de conductores

El esfuerzo debido a la rotura de conductores Roth (daN) 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.

$$Roth = T_{0h}$$

- 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.

$$Roth = T_{0h}$$

- Apoyos de anclaje en alineación, ángulo o estrellamiento $Roth = T_{0h}$

- Apoyos de fin de línea $Roth = T_{0h} \cdot ncf$

Donde,

- ncf, número de conductores por fase
- T_{0h} (daN), Componente horizontal de la tensión en las condiciones de -15 °C (Zona B) y -20 °C (Zona C) con sobrecarga de hielo

5. Resultante de ángulo

El esfuerzo resultante de ángulo R_a (daN) de las tracciones de los conductores en la hipótesis 1ª para las zonas A, B y C se obtiene del siguiente modo:

$$Rav = \sqrt{(T_{h1} \cdot n_1)^2 + (T_{h2} \cdot n_2)^2 - 2 \cdot (T_{h1} \cdot n_1) \cdot (T_{h2} \cdot n_2) \cdot \cos [180 - \alpha]}$$

Donde,

- n_1, n_2 , Número de conductores.
- T_{h1}, T_{h2} (daN), Tensiones horizontales en las condiciones de -10 °C (zona B) y -15 °C (zona C) con sobrecarga de viento
- α (°), Ángulo que forman T_{h1} y T_{h2}

El esfuerzo resultante de ángulo se descompone en dos esfuerzos, uno en la dirección longitudinal de la línea $RavL$ (daN) y otro en la dirección transversal a la línea $RavT$ (daN).

El esfuerzo resultante de ángulo R_{ah} (daN) de las tracciones de los conductores en la hipótesis 2ª para las zonas B y C se obtiene del siguiente modo:

$$Rah = \sqrt{(T_{h1} \cdot n_1)^2 + (T_{h2} \cdot n_2)^2 - 2 \cdot (T_{h1} \cdot n_1) \cdot (T_{h2} \cdot n_2) \cdot \cos [180 - \alpha]}$$

Donde,

- n_1, n_2 , Número de conductores.
- T_{h1}, T_{h2} (daN), Tensiones horizontales en las condiciones de -15 °C (zona B) y -20 °C (zona C) con sobrecarga de hielo
- α (°), Ángulo que forman T_{h1} y T_{h2}

El esfuerzo resultante de ángulo se descompone en dos esfuerzos, uno en la dirección longitudinal de la línea $RahL$ (daN) y otro en la dirección transversal a la línea $RahT$ (daN).

El esfuerzo resultante de ángulo Rahd (daN) de las tracciones de los conductores en la hipótesis 3ª para las zonas B y C se obtiene del siguiente modo:

$$\text{Rahd} = \sqrt{(T_{h1} \cdot n_1)^2 + (T_{h1} \cdot n_1 - Dth)^2 - 2 \cdot (T_{h1} \cdot n_1 - Dth) \cdot (T_{h1} \cdot n_1) \cdot \cos [180 - \alpha]}$$

Donde,

- n_1 , Número de conductores.
- T_{h1} (daN) Tensiones horizontales en las condiciones de -15°C (zona B) y -20°C (zona C) con sobrecarga de hielo
- Dth , Desequilibrio de tracciones en la hipótesis de hielo.
- α ($^\circ$), Ángulo que forman T_{h1} y $(T_{h1} - Dth)$

El esfuerzo resultante de ángulo se descompondrá en dos esfuerzos, uno en la dirección longitudinal de la línea RahdL (daN) y otro en la dirección transversal RahdT (daN).

El esfuerzo resultante de ángulo Rahr (daN) de la rotura de conductores en la hipótesis 4ª para las zonas B y C se obtiene del siguiente modo:

$$\text{Rahr} = \sqrt{(T_{h1} \cdot n_1)^2 + (T_{h2} \cdot n_2)^2 - 2 \cdot (T_{h1} \cdot n_1) \cdot (T_{h2} \cdot n_2) \cdot \cos [180 - \alpha]}$$

Donde,

- n_1, n_2 , Número de conductores quitando los conductores que se han roto
- T_{h1}, T_{h2} (daN), Tensiones horizontales en las condiciones de -15°C (zona B) y -20°C (zona C) con sobrecarga de hielo
- α ($^\circ$) Ángulo que forman T_{h1} y T_{h2}

El esfuerzo resultante de ángulo se descompondrá en dos esfuerzos, uno en dirección longitudinal a la línea RahrL (daN) y otro en dirección transversal a la línea RahrT (daN).

6. 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. Los cuales son:

- Coeficiente reductor del esfuerzo nominal. Se aplica para esfuerzos horizontales a mayor altura del punto de ensayo, cuyo valor será para los apoyos en celosía utilizados en el proyecto:

$$K = 4,6 / (H_s + 4,6)$$

- Coeficiente de mayoración del esfuerzo nominal. Se aplica para esfuerzos horizontales a menor altura del punto de ensayo, cuyo valor será:

$$K = H_{En} / H_F$$

Por tanto, los esfuerzos horizontales aplicados en el punto de ensayo serán:

$$T = T_c / K$$

$$L = L_c / K$$

El esfuerzo horizontal equivalente soportado por el apoyo, teniendo en cuenta el apoyo en celosía utilizado en el proyecto, será:

- Si solo existe esfuerzo transversal $F = T$
- Si solo existe esfuerzo longitudinal $F = L$
- Si existen ambos simultáneamente $F = T + L$

El esfuerzo de torsión aplicado en el punto de ensayo será:

$$L_t = L_{tc} \cdot D_c / D_n$$

Donde,

- H_{En} (m), Distancia desde el punto de ensayo de los esfuerzos horizontales hasta el terreno
- H_S (m), Distancia por encima de la cogolla, donde se aplican los esfuerzos horizontales
- H_F (m), Distancia desde punto de aplicación de los esfuerzos horizontales hasta el terreno
- D_n (m), Distancia del punto de ensayo del esfuerzo de torsión al eje del apoyo
- D_c (m), Distancia del punto de aplicación de los conductores al eje del apoyo
- T_c (daN), Esfuerzo transversal en el punto de aplicación de los conductores
- L_c (daN), Esfuerzo longitudinal en el punto de aplicación de los conductores
- L_{tc} (daN), Esfuerzo de torsión en el punto de aplicación de los conductores
- F (daN), Esfuerzo horizontal equivalente
- T (daN), Esfuerzo transversal en el punto de ensayo
- L (daN), Esfuerzo longitudinal en el punto de ensayo
- L_t (daN), Esfuerzo de torsión en el punto de ensayo

7. Condiciones del apoyo adoptado

Por último, el apoyo adoptado deberá soportar la combinación de esfuerzos considerados en cada hipótesis (V , F , L_t) a los cuales se le aplicará un coeficiente de seguridad si el apoyo es reforzado.

- Hipótesis sin esfuerzo de torsión

El esfuerzo horizontal debe cumplir la ecuación: $E_n \geq F$

En apoyos que no sean de hormigón se aplicará la ecuación resistente:

$$(3 \cdot V_n) \geq V$$

$$(5 \cdot E_n + V_n) \geq (5 \cdot F + V)$$

- Hipótesis con esfuerzo de torsión

El esfuerzo horizontal debe cumplir la ecuación: $E_{nt} \geq F$

El esfuerzo vertical debe cumplir la ecuación: $V_{nt} \geq V$

El esfuerzo de torsión debe cumplir la ecuación: $E_T \geq L_t$

Donde,

- V , Cargas verticales.

- F , Esfuerzo horizontal equivalente.
- L_t , 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.

Anexo III. Tablas de tendido

Las condiciones finales a considerar en cada vano para poder aplicar la ecuación del Cambio de Condiciones y comprobar el límite dinámico de la EDS, sabiendo que el recorrido de la línea se encuentra en zona B, son las siguientes:

- $t = -15\text{ °C}$ (Sólo zonas B y C).
- $t = -10\text{ °C}$ (Sólo zonas B y C).
- $t = -5\text{ °C}$.
- $t = 0\text{ °C}$.
- $t = +5\text{ °C}$.
- $t = +10\text{ °C}$.
- $t = +15\text{ °C}$.
- $t = +20\text{ °C}$.
- $t = +25\text{ °C}$.
- $t = +30\text{ °C}$.
- $t = +35\text{ °C}$.
- $t = +40\text{ °C}$.
- $t = +45\text{ °C}$.
- $t = +50\text{ °C}$.
- Sobrecarga: ninguna.

Vano	-15 °C		-10 °C		-5 °C		0 °C		5 °C	
	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)
1-2	269,1	0,06	230,1	0,07	192,5	0,08	157	0,1	125,4	0,13
2-3	201,3	2,2	191,3	2,31	182,4	2,43	174,4	2,54	167,2	2,65
3-4	224,5	1,58	210	1,69	197,3	1,8	186,1	1,9	176,2	2,01
4-5	207,5	3,21	196	3,4	185,9	3,59	176,8	3,77	168,8	3,95
5-6	207,5	1,56	196	1,65	185,9	1,74	176,8	1,83	168,8	1,92
6-7	207,5	0,9	196	0,96	185,9	1,01	176,8	1,06	168,8	1,11
7-8	207,5	1,77	196	1,88	185,9	1,98	176,8	2,08	168,8	2,18
8-9	207,5	1,97	196	2,08	185,9	2,19	176,8	2,31	168,8	2,42
9-10	207,5	1,54	196	1,63	185,9	1,72	176,8	1,81	168,8	1,9
10-11	207,5	1,58	196	1,67	185,9	1,76	176,8	1,85	168,8	1,94
11-12	207,5	2,03	196	2,15	185,9	2,27	176,8	2,38	168,8	2,5
12-13	218,1	1,51	204,6	1,6	192,7	1,7	182,3	1,8	173	1,9
13-14	218,1	2,27	204,6	2,42	192,7	2,57	182,3	2,72	173	2,86
14-15	218,1	0,95	204,6	1,01	192,7	1,07	182,3	1,13	173	1,19
15-16	173,2	3,3	167,3	3,42	161,8	3,53	156,7	3,65	152,1	3,76
16-17	170,5	3,85	164,6	3,99	159,3	4,12	154,3	4,25	149,8	4,38
17-18	170,5	2,33	164,6	2,41	159,3	2,49	154,3	2,57	149,8	2,65
18-19	186,5	2,75	179	2,87	172,1	2,98	165,9	3,09	160,2	3,2
19-20	184,3	2,79	176,9	2,91	170,2	3,03	164,2	3,14	158,6	3,25

Tabla 5 - "Tablas de tendido (1)"

Vano	10°C		15°C		20°C		25°C		30°C	
	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)
1-2	99,8	0,16	80,8	0,2	67,4	0,24	58,1	0,27	51,3	0,31
2-3	160,7	2,75	154,8	2,86	149,4	2,96	144,5	3,06	140	3,16
3-4	167,5	2,12	159,7	2,22	152,8	2,32	146,6	2,42	140,9	2,51
4-5	161,5	4,13	155	4,3	149,2	4,47	143,9	4,64	139	4,8
5-6	161,5	2,01	155	2,09	149,2	2,17	143,9	2,25	139	2,33
6-7	161,5	1,16	155	1,21	149,2	1,26	143,9	1,3	139	1,35
7-8	161,5	2,28	155	2,37	149,2	2,47	143,9	2,56	139	2,65
8-9	161,5	2,53	155	2,63	149,2	2,74	143,9	2,84	139	2,94
9-10	161,5	1,98	155	2,06	149,2	2,14	143,9	2,22	139	2,3
10-11	161,5	2,03	155	2,11	149,2	2,2	143,9	2,28	139	2,36
11-12	161,5	2,61	155	2,72	149,2	2,83	143,9	2,93	139	3,03
12-13	164,8	1,99	157,5	2,09	150,9	2,18	145	2,26	139,7	2,35
13-14	164,8	3	157,5	3,14	150,9	3,28	145	3,41	139,7	3,54
14-15	164,8	1,25	157,5	1,31	150,9	1,37	145	1,43	139,7	1,48
15-16	147,8	3,87	143,8	3,98	140,1	4,08	136,6	4,19	133,4	4,29
16-17	145,6	4,51	141,7	4,63	138,1	4,75	134,7	4,87	131,5	4,99
17-18	145,6	2,73	141,7	2,8	138,1	2,87	134,7	2,95	131,5	3,02
18-19	155	3,31	150,3	3,42	145,8	3,52	141,8	3,62	138	3,72
19-20	153,5	3,36	148,8	3,46	144,5	3,57	140,5	3,67	136,8	3,77

Tabla 6 - "Tablas de tendido (2)"

Vano	35°C		40°C		45°C		50°C		EDS
	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	
1-2	46,3	0,34	42,4	0,37	39,3	0,4	36,8	0,43	4,93
2-3	135,9	3,26	132,1	3,35	128,5	3,44	125,2	3,53	9,44
3-4	135,9	2,61	131,2	2,7	127	2,79	123,1	2,88	9,74
4-5	134,6	4,96	130,5	5,11	126,7	5,26	123,3	5,41	9,45
5-6	134,6	2,41	130,5	2,49	126,7	2,56	123,3	2,63	9,45
6-7	134,6	1,39	130,5	1,44	126,7	1,48	123,3	1,52	9,45
7-8	134,6	2,73	130,5	2,82	126,7	2,9	123,3	2,98	9,45
8-9	134,6	3,03	130,5	3,13	126,7	3,22	123,3	3,31	9,45
9-10	134,6	2,38	130,5	2,45	126,7	2,52	123,3	2,6	9,45
10-11	134,6	2,43	130,5	2,51	126,7	2,58	123,3	2,66	9,45
11-12	134,6	3,13	130,5	3,23	126,7	3,33	123,3	3,42	9,45
12-13	134,8	2,44	130,4	2,52	126,3	2,6	122,6	2,68	9,6
13-14	134,8	3,67	130,4	3,8	126,3	3,92	122,6	4,04	9,6
14-15	134,8	1,53	130,4	1,59	126,3	1,64	122,6	1,69	9,6
15-16	130,4	4,39	127,5	4,48	124,9	4,58	122,3	4,68	8,77
16-17	128,6	5,1	125,8	5,22	123,2	5,33	120,7	5,44	8,64
17-18	128,6	3,09	125,8	3,15	123,2	3,22	120,7	3,29	8,64
18-19	134,5	3,82	131,2	3,91	128,1	4,01	125,3	4,1	9,16
19-20	133,4	3,86	130,1	3,96	127,1	4,05	124,3	4,15	9,07

Tabla 7 - "Tablas de tendido (3)"

Anexo IV. Cimentaciones

La cimentación de los apoyos se realiza mediante zapatas monobloque. Se generan dos momentos, uno debido al esfuerzo en punta y otro debido al viento sobre el apoyo. Ambos momentos están situados horizontalmente en el centro del apoyo y verticalmente a ras de tierra respectivamente.

Momento debido al esfuerzo en punta

El momento debido al esfuerzo en punta M_{ep} (daN*m) se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

$$M_{ep} = E_p \cdot H_L$$

Donde,

- E_p (daN), Esfuerzo en punta
- H_L (m), Altura libre del apoyo

Momento debido al viento sobre el apoyo

El momento debido al esfuerzo del viento sobre el apoyo M_{ev} (daN*m) se obtiene:

$$M_{ev} = E_{va} \cdot H_v$$

Donde,

- E_{va} (daN), Esfuerzo del viento sobre el apoyo. Según apdo. 3.1.2.3 se obtiene:
 - $E_{va} = 170 \cdot (v/120)^2 \cdot \eta \cdot S$ (apoyos de celosía).
 - v (km/h), Velocidad del viento
 - S (m²), Superficie definida por la silueta del apoyo
 - η , Coeficiente de opacidad. Relación entre la superficie real de la cara y el área definida por su silueta
- H_v (m), Altura del punto de aplicación del esfuerzo del viento. Se obtiene:
 - $H_v = H/3 \cdot (d_1 + 2 \cdot d_2) / (d_1 + d_2)$ (m)
 - H (m), Altura total del apoyo
 - d_1 (m), anchura del apoyo en el empotramiento
 - d_2 (m), anchura del apoyo en la cogolla

Zapatas monobloque

Las zapatas monobloque están compuestas por macizos de hormigón de un solo bloque. Las comprobaciones que se deberán realizar son las siguientes:

- 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, para ello debe cumplirse:

$$M_f \geq 1,65 \cdot (M_{ep} + M_{ev})$$

Donde,

- M_f (daN m), Momento de fallo al vuelco. Momento absorbido por la cimentación
- M_{ep} (daN · m), Momento producido por el esfuerzo en punta
- M_{ev} (daN · m), Momento producido por el esfuerzo del viento sobre el apoyo
- Momento absorbido por la cimentación

El momento absorbido por la cimentación M_f (daN · m), se calcula por la fórmula de Sulzberger:

$$M_f = [139 \cdot C_2 \cdot a \cdot h^4] + [a^3 \cdot (h + 0,20) \cdot 2420 \cdot (0,5 - 2/3 \cdot \sqrt{(1,1 \cdot h/a \cdot 1/10 \cdot C_2)})]$$

Donde,

- C₂ (daN/cm³), Coeficiente de compresibilidad del terreno a la profundidad de 2 m
- a (m), Anchura del cimiento
- h (m), Profundidad del cimiento

Con ello, los resultados del cálculo de las cimentaciones son los siguientes:

Apoyo	Tipo	Esf.Util Punta (daN)	Alt.Libre Apoyo (m)	Mom.Producido por el conduc. (daN.m)	Esf.Vie. Apoyos (daN)	Alt.Vie. Apoyos (m)	Mom.Producido Viento Apoyos (daN.m)	Momento Total Fuerzas externas (daN.m)
1	Fin Línea	2.000	8,2	16.400	271,6	3,81	1.033,80	17.433,80
2	A.lin, Am	1.000	10,5	10.500	310,3	4,73	1.468,50	11.968,50
3	Ang, Am.	1.000	12,45	12.450	384,1	5,52	2.120,50	14.570,50
4	Ang, Am.	2.000	10,15	20.300	341,6	4,59	1.566,50	21.866,50
5	A.lin, Susp.	500	12,7	6.350	372,7	5,62	2.095,20	8.445,20
6	A.lin, Susp.	500	8,8	4.400	241,8	4,07	983,3	5.383,30
7	A.lin, Susp.	500	8,8	4.400	241,8	4,07	983,3	5.383,30
8	A.lin, Susp.	500	8,8	4.400	241,8	4,07	983,3	5.383,30
9	A.lin, Susp.	500	8,8	4.400	241,8	4,07	983,3	5.383,30
10	A.lin, Susp.	500	8,8	4.400	241,8	4,07	983,3	5.383,30
11	A.lin, Susp.	500	8,8	4.400	241,8	4,07	983,3	5.383,30
12	Ang, Am.	2.000	8,2	16.400	271,6	3,81	1.033,80	17.433,80
13	A.lin, Susp.	500	8,8	4.400	241,8	4,07	983,3	5.383,30
14	A.lin, Susp.	500	8,8	4.400	241,8	4,07	983,3	5.383,30
15	A.lin, Am	500	8,8	4.400	241,8	4,07	983,3	5.383,30
16	Ang, Am.	1.000	12,45	12.450	384,1	5,52	2.120,50	14.570,50
17	A.lin, Susp.	500	14,7	7.350	442,3	6,41	2.835,20	10.185,20
18	A.lin, Am	500	8,8	4.400	241,8	4,07	983,3	5.383,30
19	A.lin, Am	500	8,8	4.400	241,8	4,07	983,3	5.383,30
20	Fin Línea	3.000	9,95	29.850	370,3	4,5	1.667,50	31.517,50

Tabla 8 - "Esfuerzos sobre el apoyo"

Apoyo	Tipo	Ancho Cimen. A(m)	Alto Cimen. H(m)	MONOBLOQUE	
				Coefic. Comp. (daN/m ³)	Mom.Absorbido por la cimentac. (daN.m)
1	Fin Línea	1,07	2,05	10	28.956,78
2	Alin. Am	1,26	1,75	10	20.368,21
3	Ang. Am.	1,36	1,8	10	24.952,69
4	Ang. Am.	1,2	2,1	10	36.358,75
5	Alin. Susp.	1,28	1,55	10	14.026,90
6	Alin. Susp.	1,1	1,45	10	8.989,64
7	Alin. Susp.	1,1	1,45	10	8.989,64
8	Alin. Susp.	1,1	1,45	10	8.989,64
9	Alin. Susp.	1,1	1,45	10	8.989,64
10	Alin. Susp.	1,1	1,45	10	8.989,64
11	Alin. Susp.	1,1	1,45	10	8.989,64
12	Ang. Am.	1,07	2,05	10	28.956,78
13	Alin. Susp.	1,1	1,45	10	8.989,64
14	Alin. Susp.	1,1	1,45	10	8.989,64
15	Alin. Am	1,1	1,45	10	8.989,64
16	Ang. Am.	1,33	1,8	10	24.174,03
17	Alin. Susp.	1,44	1,55	10	16.958,71
18	Alin. Am	1,1	1,45	10	8.989,64
19	Alin. Am	1,1	1,45	10	8.989,64
20	Fin Línea	1,23	2,3	10	52.396,99

Tabla 9 - "Esfuerzos sobre las zapatas"

Anexo V. Cadena de aisladores

Este anexo está dedicado a la obtención de la cadena de aisladores. El procedimiento mostrado se compone de una parte eléctrica para garantizar el nivel de aislamiento y de una parte mecánica ya que el aislador es el punto de unión del cable al apoyo, por tanto se debe comprobar los esfuerzos que deberá soportar. Los resultados de aplicar el procedimiento descrito en este anexo se encuentran en la memoria en el apartado correspondiente.

Cálculo eléctrico

El grado de aislamiento respecto a la tensión de la línea se obtiene colocando un número de aisladores (N_{Ais}) suficiente. Para obtener dicho número, se emplea la siguiente ecuación:

$$N_{Ais} = N_{ia} \cdot U_{me} / L_{lf}$$

Donde,

- N_{Ais} , número de aisladores de la cadena.
- N_{ia} (cm/kV), Nivel de aislamiento recomendado según las zonas por donde atraviesa la línea
- U_{me} (kV), Tensión más elevada de la línea
- L_{lf} (cm) Longitud de la línea de fuga del aislador elegido

Cálculo mecánico

Mecánicamente, el coeficiente de seguridad a la rotura de los aisladores " C_{sm} " ha de ser mayor de 3. El aislador debe soportar las cargas normales, obtenidas aplicando las hipótesis normales, que actúan sobre él.

$$C_{smv} = Q_a / (P_v + P_{ca}) > 3$$

Donde,

- C_{smv} = coeficiente de seguridad a la rotura de los aisladores con cargas normales.
- Q_a (daN), Carga de rotura del aislador
- P_v (daN), El esfuerzo vertical transmitido por los conductores al aislador
- P_{ca} (daN), Peso de la cadena de aisladores y herrajes

Además, el aislador debe soportar las cargas anormales que actúan sobre él.

$$C_{smh} = Q_a / (T_{oh} \cdot n_{cf}) > 3$$

Donde,

- C_{smh} = coeficiente de seguridad a la rotura de los aisladores con cargas anormales.
- Q_a (daN), Carga de rotura del aislador
- T_{oh} (daN), Tensión horizontal máxima en las condiciones más desfavorables
- n_{cf} , número de conductores por fase.

Una vez obtenidos los esfuerzos que actúan sobre el aislador el, se obtiene la longitud de la cadena (Lca) empleando la siguiente ecuación:

$$Lca = NAis \cdot LAis$$

Donde,

- Lca (m), Longitud de la cadena
- Nais, número de aisladores de la cadena.
- LAis (m), Longitud de un aislador

Con el la longitud, se obtiene el peso de la cadena y los esfuerzos que deberá soportar, los cuales deben introducirse en el cálculo de esfuerzos sobre el apoyo y en la obtención de la cimentación:

$$Pca = NAis \cdot PAis$$

Donde,

- Pca (daN), Peso de la cadena
- Nais, número de aisladores de la cadena.
- PAis (daN), Peso de un aislador

El esfuerzo de viento sobre la cadena será:

$$Eca = k \cdot (DAis / 1000) \cdot Lca$$

Donde,

- Eca (daN), Esfuerzo del viento sobre la cadena
- $k = 70 \cdot (v/120)^2$. Según apdo 3.1.2.2.
- v (km/h), Velocidad del viento
- DAis (mm) Diámetro máximo de un aislador
- Lca (m), Longitud de la cadena

Como se ha indicado al comienzo del anexo, los resultados obtenidos se muestran en la memoria.

Anexo VI. Puesta a tierra de los apoyos

Dada la extensión limitada de la memoria se ha decidido incluir el procedimiento para el cálculo de las puestas a tierra de los apoyos de la línea en este anexo. En el apartado correspondiente de la memoria se muestran los resultados finales de este cálculo y se hace referencia a la normativa utilizada. Los datos necesarios para realizar el procedimiento mostrado a continuación son los siguientes:

- $U_n = 20$ kV, tensión nominal
- $I_{1F} \leq 500$ A, intensidad máxima de defecto
- Impedancia de la subestación: $X_n = 25 \Omega$ y $R_n = 0 \Omega$
- Impedancia de los 7 km de la línea entre el entronque y la subestación: $X_{LA56} = 2,8 \Omega$ y $R_{LA56} = 4,295 \Omega$
- $\rho = 150 \Omega\text{m}$, resistividad del terreno
- Disparo de las protecciones: $I_{1F} * t = 400$

Apoyo no frecuentado

La variante seleccionada es de 2 picas. Recurriendo a la Tabla 5 del documento mencionado en el apartado correspondiente de la memoria se obtiene en primer lugar el coeficiente de resistencia de puesta a tierra K_r que tendrá un valor de $0,244 \Omega/\Omega\text{m}$. La resistencia de puesta a tierra en apoyos no frecuentados deberá ser menor a 230Ω según la Tabla 4 del documento técnico mencionado.

$$R_t = K_r * \rho = 36,6 \Omega < 230 \Omega$$

El siguiente paso es obtener la corriente de defecto, para ello se hace uso de los datos de partida y se emplea la siguiente ecuación:

$$I_{1F} = \frac{1,1 * U_n}{\sqrt{3} \sqrt{X_n^2 + R_n^2}}$$

Donde,

- $X_n = 25 + 2,8 = 27,8 \Omega$
- $R_n = 4,295 + 36,6 = 40,895 \Omega$

Por tanto, particularizando la ecuación mostrada para la obtención de la corriente de defecto se tiene:

$$I_{1F} = \frac{1,1 * 20 * 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{27,8^2 + 40,895^2}} = 256,86 \text{ A}$$

Para que la puesta a tierra se considere adecuada el tiempo de actuación de las protecciones para la corriente máxima de defecto debe ser de 1 s, mientras que para la corriente I_{1F} deberá ser menor a 10 s. Aplicando la ecuación de comportamiento de las protecciones se tiene:

$$t_{1F} = \frac{400}{256,86} = 1,56 \text{ s}$$

$$t_{1F} = \frac{400}{500} = 0,8 \text{ s}$$

Por tanto, el diseño de puesta a tierra para los apoyos no frecuentados presentado en la memoria cumple las condiciones impuestas en el citado documento de la empresa Iberdrola, por lo que se considera adecuado.

Apoyo frecuentado

El procedimiento cuando el apoyo se considera frecuentado exige comprobar las tensiones que se producirán en caso de que haya una falta y en ese momento alguien se encuentre en la zona del apoyo. El diseño de la puesta a tierra de un apoyo frecuentado comienza con la elección del electrodo a colocar, el cual deberá comprobarse y si no cumple con las condiciones especificadas se seleccionará un nuevo electrodo.

Para este tipo de apoyos, normalmente se emplea un electrodo de anillo cuadrado con picas de acero en sus extremos de una longitud de 1,5 m, enterrado a una profundidad de 0,5 m. En la Tabla 2 del documento indicado en la memoria, teniendo en cuenta las dimensiones de los apoyos, se observa que esta configuración se corresponde con la codificación CPT-LA-32/0.5. Además, se debe considerar que para apoyos frecuentados es necesario disponer una superficie de hormigón alrededor del apoyo con $\rho = 3000 \Omega\text{m}$.

Al igual que en el apoyo no frecuentado el primer paso es la obtención de la resistencia de puesta a tierra a partir del parámetro K_r , el cual, para la configuración seleccionada en la Tabla 6 del documento técnico de Iberdrola tiene un valor de $0,113 \Omega/\Omega\text{m}$. En este caso, la resistencia debe cumplir:

$$R_t = K_r * \rho = 16,95 \Omega < 50 \Omega$$

Esta condición se cumple, por tanto, la configuración de electrodo seleccionada es adecuada. A continuación, se obtiene la corriente de defecto particularizando la ecuación mostrada en el apartado anterior:

$$I_d = \frac{1,1 * 20 * 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{27,8^2 + 21,245^2}} = 363 \text{ A}$$

Una vez obtenida la corriente de defecto y la resistencia de puesta a tierra el siguiente paso es realizar las comprobaciones necesarias de tensiones aplicadas en este caso. Con la designación del electrodo, en la Tabla 9 del documento Iberdrola se obtiene el coeficiente de tensión de contacto, $K_c = 0,035 \text{ V}/(\Omega\text{m})\text{A}$ y con él, la tensión de contacto máxima para realizar la primera comprobación.

$$U_c = K_c * I_d * \rho = 0,035 * 363 * 150 = 1905,89 \text{ V}$$

Con la tensión de contacto se calcula la tensión de contacto aplicada, es decir, la que soportará el personal que haya entrado en contacto en el momento del fallo.

$$U_{ca} = \frac{U_c}{\left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2Z_B}\right)} = \frac{1905,89}{\left(1 + \frac{2000 + 3 * 150}{2 * 1000}\right)} = 856,59 \text{ V}$$

Se observa que la puesta a tierra diseñada no cumple, pues aparecen tensiones aplicadas superiores a las admisibles. No es necesario comprobar las tensiones de paso pues como se ha

indicado en la memoria, la tensión de contacto siempre es más restrictiva. Por tanto, es necesario incorporar un mallazo equipotencial. De esta forma, no se pueden producir tensiones de contacto pues el personal se sitúa sobre una superficie equipotencial. En cambio, no sucede lo mismo con las tensiones de paso, las cuales deben comprobarse en los dos casos posibles; ambos pies en el terreno; un pie en el terreno y otro en la acera, o tensión de paso-acceso.

En primer lugar se obtiene el coeficiente de tensión de paso acudiendo a la Tabla 11 del documento de Iberdrola, el cual tiene un valor de $K_p = 0,023 \text{ V}/(\Omega\text{m})\text{A}$. Con este valor se obtiene la tensión de paso:

$$U_p = 0,023 * 363 * 150 = 1252,44 \text{ V}$$

El siguiente paso es obtener cual sería la tensión aplicada a un individuo en esta situación. De nuevo resolviendo el circuito para una tensión de paso y particularizando para este caso, se obtiene:

$$U_{pa} = \frac{U_p}{\left(1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_B}\right)} = \frac{1252,44}{\left(1 + \frac{2 * 2000 + 6 * 150}{1000}\right)} = 212,28 \text{ V}$$

Para garantizar la seguridad del personal autorizado esta tensión debe ser inferior a la tensión de paso aplicada admisible, la cual se obtiene a partir de la tensión de contacto aplicada admisible en la Tabla 1 del documento de Iberdrola en función del tiempo de actuación de las protecciones.

$$I_{1F} * t = 400 = I_d * t_{ac} \rightarrow t_{ac} = \frac{400}{363} = 1,102 \text{ s}$$

Con este tiempo de actuación de las protecciones, la tensión de contacto aplicada admisible $U_{caadm} = 105,27 \text{ V}$ y la relación entre tensión de contacto aplicada admisible y tensión de paso aplicada admisible es:

$$U_{paadm} = 10 * U_{caadm} = 1052,7 \text{ V}$$

Como la tensión aplicada es menor que la tensión aplicada admisible, la puesta a tierra diseñada cumple las condiciones de tensión de paso. El siguiente caso a comprobar son las tensiones de paso-acceso que se dan cuando cada pie se encuentra en terrenos distintos. Para ello se acude a la Tabla 13 del documento de Iberdrola y se obtiene el coeficiente de tensión de paso-acceso para la codificación de electrodo seleccionado, el cual tiene un valor de $K_{pacc} = 0,065 \text{ V}/(\Omega\text{m})\text{A}$ y con el, la tensión de paso acceso, para después obtener la tensión de paso acceso aplicada siguiendo el mismo procedimiento que en el caso anterior.

$$U_{pacc} = 0,065 * 363 * 150 = 3539,5 \text{ V}$$

$$U_{pacca} = \frac{U_{pacc}}{\left(1 + \frac{2R_{a1} + 3\rho_t + 3\rho_s}{Z_B}\right)} = \frac{3539,5}{\left(1 + \frac{2 * 2000 + 3 * 150 + 3 * 3000}{1000}\right)} = 244,95 \text{ V}$$

De nuevo, como la tensión aplicada es menor que la tensión aplicada admisible por tanto el diseño cumple con todas las condiciones especificadas en el documento utilizado.

Anexo VIII. Gráficas del movimiento de tierras

Este anexo agrupa los gráficos obtenidos de la herramienta Excel para el movimiento de tierras, justificando los valores obtenidos en la memoria y en el presupuesto. En cada uno de los gráficos se puede observar la rasante utilizada en cada uno de los perfiles en el momento del comienzo del proyecto, identificado como “Antes” y la nueva rasante con la pendiente exigida por el fabricante del seguidor solar, identificada como “Ahora”.

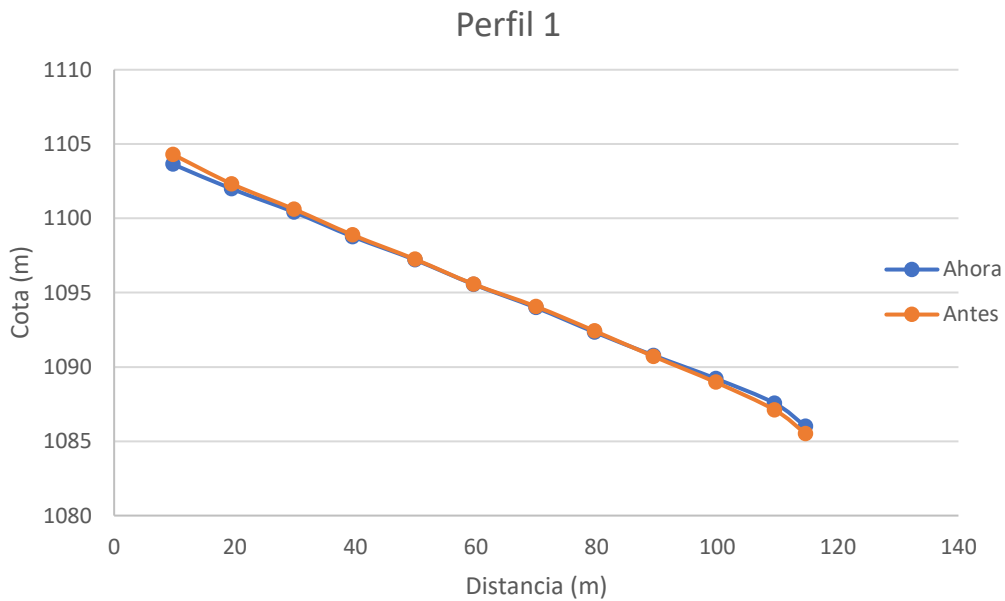


Figura 5 - "Movimiento de tierras PERFIL 1"

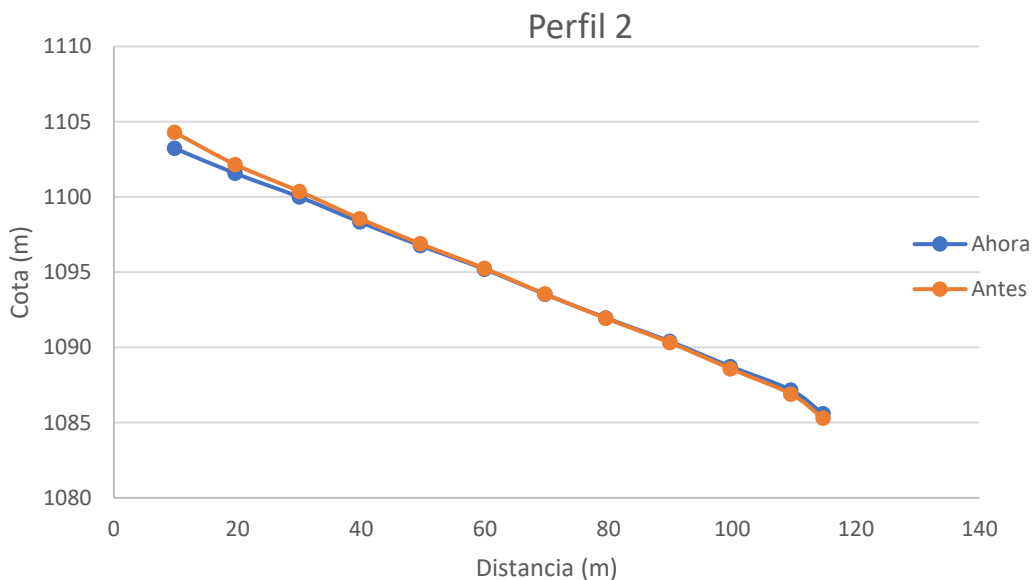


Figura 6 - "Movimiento de tierras PERFIL 2"

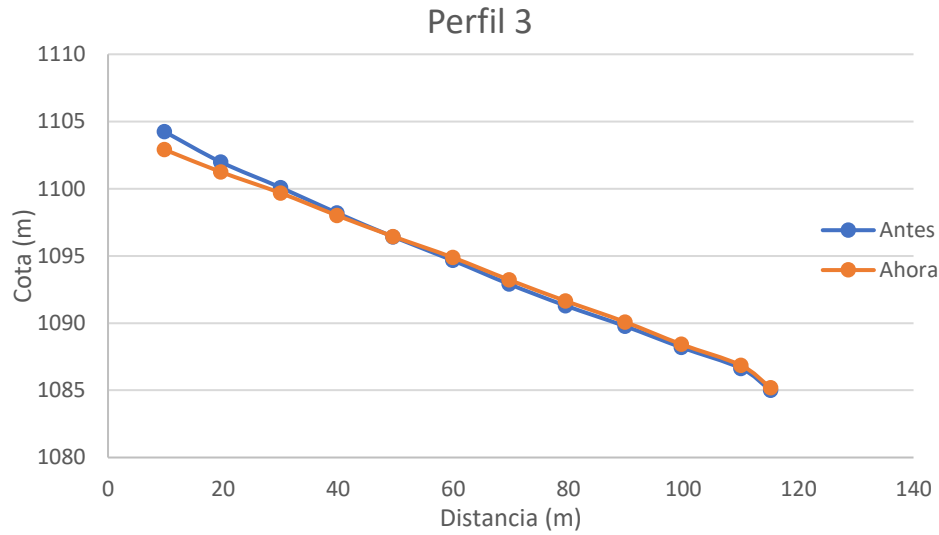


Figura 7- "Movimiento de tierras PERFIL 3"

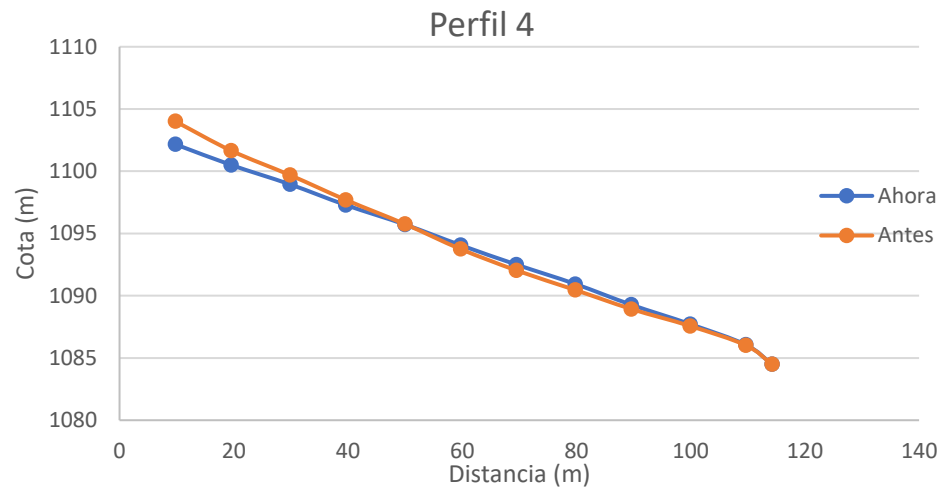


Figura 8 - "Movimiento de tierras PERFIL 4"

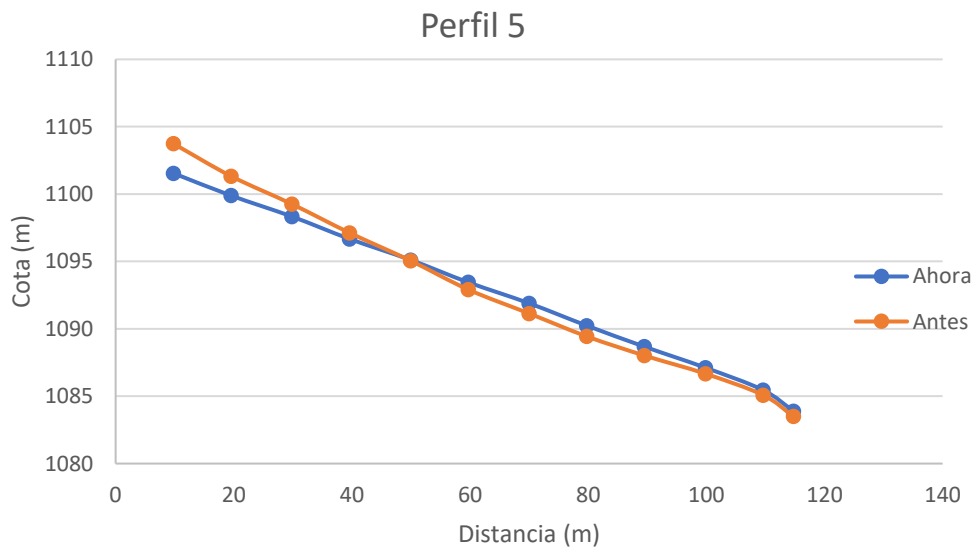


Figura 9 - "Movimiento de tierras PERFIL 5"

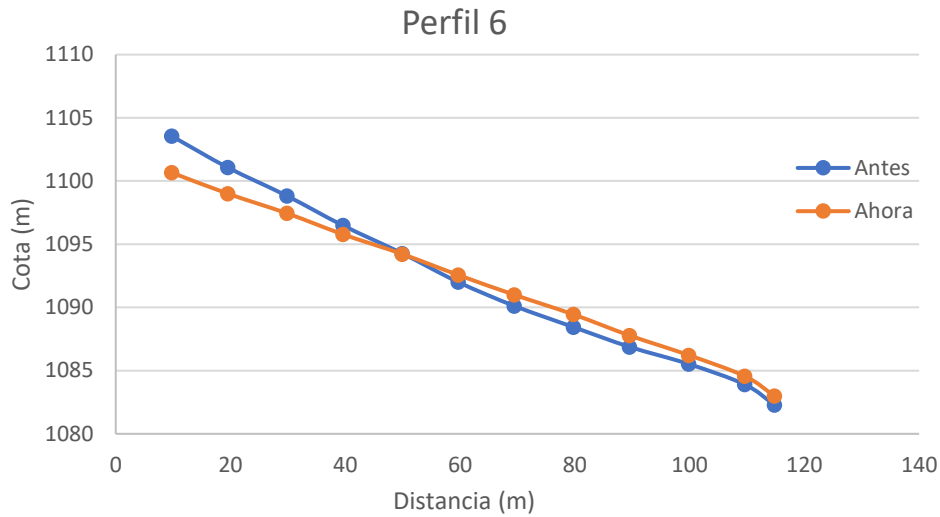


Figura 10 - Movimiento de tierras PERFIL 6"

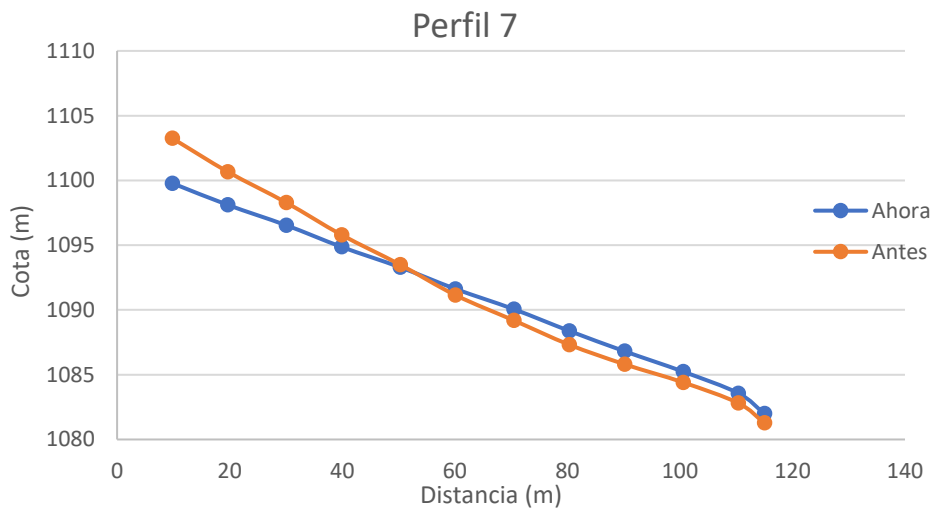


Figura 11 - "Movimiento de tierras PERFIL 7"

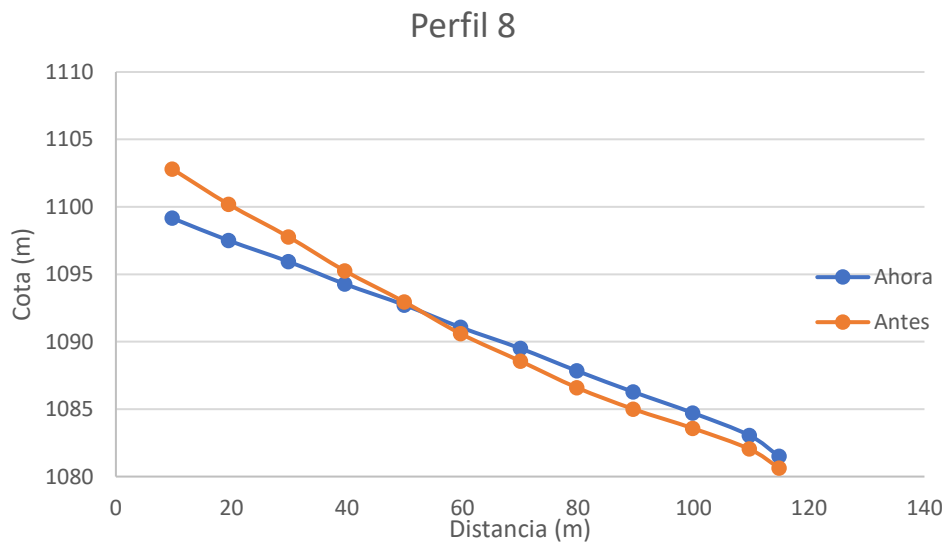


Figura 12 - "Movimiento de tierras PERFIL 8"

Perfil 9

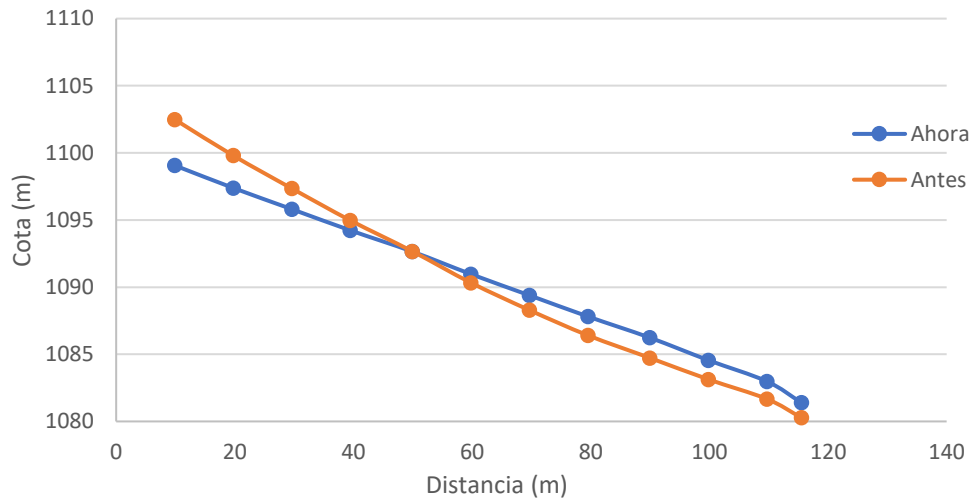


Figura 13 - "Movimiento de tierras PERFIL 9"

Perfil 10

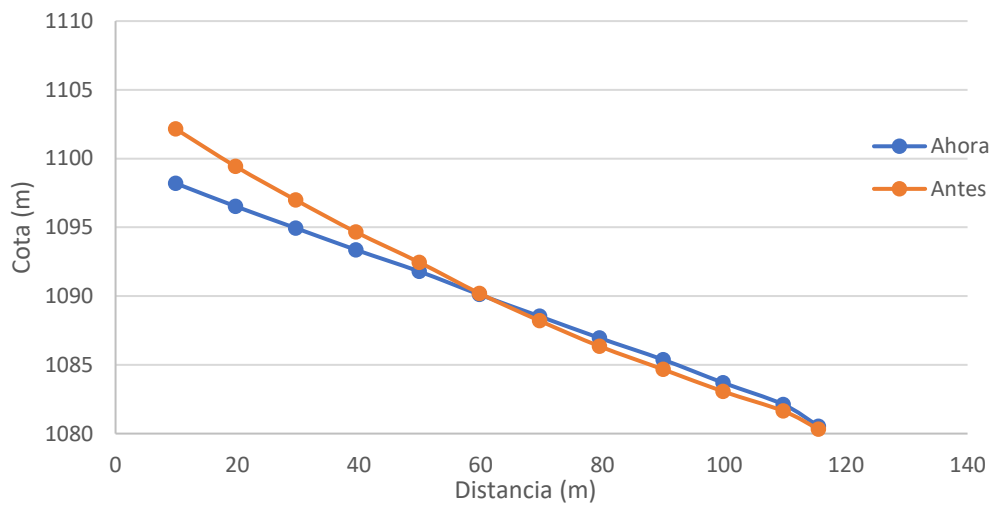


Figura 14 - "Movimiento de tierras PERFIL 10"

DOCUMENTO II. Presupuesto

Índice del presupuesto

Capítulo 1. Introducción.....	3
Capítulo 2. Cuadro de precios Nº1.....	4
Capítulo 3. Cuadro de precios Nº2 (Precios descompuestos).....	7
Capítulo 4. Justificación de precios.....	25
Capítulo 5. Presupuesto.....	38
Presupuesto parcial nº1: Actuaciones previas.....	38
Presupuesto parcial nº2: Huerto fotovoltaico.....	39
Presupuesto parcial nº 3: Centro de transformación.....	41
Presupuesto parcial nº 4: Línea aérea.....	43
Presupuesto de ejecución material.....	46
Presupuesto de ejecución por contrata.....	46

Capítulo 1. Introducción

El presente documento detalla y cuantifica cada una de las unidades de obra necesarias para la implementación del proyecto. El documento es resultado de la aplicación del software Arquímedes, una aplicación destinada a la gestión de presupuestos dentro de los programas incluidos en el programa CYPE.

Este software consiste en una hoja de cálculo que agrupa todos los detalles requeridos en cualquier presupuesto en ingeniería. El programa permite obtener, además de una cuantificación total del presupuesto, la descomposición parcial de cada una de las unidades de obra diferenciando entre las distintas naturalezas de las acciones a contabilizar (material, maquinaria, mano de obra y medios auxiliares).

El documento consta de cinco capítulos incluida esta pequeña introducción. Estos capítulos están estructurados siguiendo el orden establecido en el documento anterior. Por tanto, cada capítulo tiene la siguiente estructura:

1. Actuaciones previas
2. Huerto fotovoltaico
3. Centro de transformación
4. Línea aérea

En cada uno de ellos se especifican las acciones necesarias para llevar a cabo dicha parte del proyecto, obteniendo así un presupuesto parcial de cada uno de ellos. Por último, es necesario destacar que las mediciones del proyecto no se han incluido en este presupuesto pues se ha extraído directamente de la memoria, es por ello que no se dedica un capítulo a la demostración de las mismas.

El primer capítulo que se puede encontrar a continuación es el Cuadro de precios nº1, en este capítulo se muestran cada una de las unidades de obra en las cuales se ha dividido el proyecto y precio unitario de cada una de ellas. A continuación, en el Cuadro de precios nº2, se pueden observar los precios descompuestos de cada una de estas unidades de obra, diferenciando en cada caso la naturaleza de los recursos necesarios para llevar a cabo dicha unidad. Por tanto, los precios unitarios del Cuadro nº1 se justifican en el Cuadro nº2.

El siguiente capítulo, la Justificación de precios muestra los rendimientos dispuestos para cada uno de estos recursos en cada unidad de obra, justificando el precio final de cada una de ellas. Por último, en el capítulo dedicado al presupuesto se muestran las mediciones y precio final de cada unidad de obra para terminar con el presupuesto de ejecución material (PEM) y el presupuesto de ejecución por contrata (PEC).

Capítulo 2. Cuadro de precios Nº1

Ítem	Descripción	Unidad	Precio unitario (€)
1	Actuaciones previas		
1.1	Actuaciones previas para el huerto fotovoltaico		
1.1.1	Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión.	m ²	1.080
1.1.2	Excavación a cielo abierto, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión.	m ³	19.634
1.1.3	Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 1 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión. String trench y zanjas para el TRAMO 2.	m ³	21.897
1.1.4	Transporte de tierras con camión de los productos procedentes de la excavación de cualquier tipo de terreno a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia máxima de 10 km.	m ³	4.009
1.2	Actuaciones previas para el centro de transformación		
1.2.1	Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 1 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión. Considerando la puesta a tierra y el TRAMO 5, línea subterránea en MT.	m ³	21.897
1.2.2	Zanja para línea subterránea de 20 kV directamente enterrada cables colocados sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de los cables. Incluso placa de protección y cinta de señalización.	m	10.405
2	Huerto Fotovoltaico		
2.1	Instalación componentes principales		
2.1.1	Suministro e instalación módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino Longi-Solar.	Ud	91.573
2.1.2	Suministro e instalación de estructura soporte con seguidor de eje horizontal o en azimut.	Ud	65915.232
2.1.3	Suministro e instalación de caja de conexiones HISbox DC 1000V.	Ud	336.432
2.1.4	Suministro e instalación de inversor 200TL B320 IngeconSUN.	Ud	7615.945
2.1.5	Suministro e instalación de inversor 110 TL B220 IngeconSUN	Ud	5696.666
2.2	Cableado		
2.2.1	Suministro e instalación cable P-Sun CPRO 10 mm ² .	m	3.350
2.2.2	Suministro e instalación cable P-Sun CPRO 16 mm ² .	m	4.558
2.2.3	Suministro e instalación cable P-Sun CPRO 25 mm ² .	m	5.481
2.2.4	Suministro e instalación cable P-Sun CPRO 35 mm ² .	m	6.259
2.2.5	Instalación puesta a tierra de las masas de baja tensión con conductor de tierra formado por pletina rígida desnuda de cobre estañado, de 30x2 mm.	m	3.594

Item	Descripción	Unidad	Precio unitario (€)
3	Centro de Transformación		
3.1	Instalación de los componentes principales		
3.1.1	Suministro e instalación de transformador Trihal de 1000 kVA, 20kV/400V de la marca Schneider Electric	Ud	19846.597
3.1.2	Suministro e instalación de celda de línea 24 kV y 630 A de la marca Iberapa (Ibérica de Aparellajes)	Ud	9064.213
3.1.3	Suministro e instalación de celda de protección SM62EDM1A62T20 de la marca Schneider Electric	Ud	18952.986
3.1.4	Suministro e instalación de celda de medida SM6EGBCAT62 de la marca Schneider Electric	Ud	7344.003
3.1.5	Suministro e instalación de cuadro baja tensión CBTA Circuit Breaker Pronutec	Ud	1507.951
3.1.6	Suministro e instalación de caseta de inversión PFU-3 de la marca Ormazabal	Ud	7187.602
3.1.7	Suministro e instalación de caseta de transformación PFU-4 de la marca Ormazabal	Ud	7972.557
3.2	Cableado		
3.2.1	Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN" 50 mm ² .	m	6.381
3.2.2	Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN" 120 mm ² .	m	13.240
3.2.3	Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar, Al Eprotenax H Compact "PRYSMIAN" 50/16 mm ² .	m	10.249
3.2.4	Instalación de puesta a tierra electrodo horizontal de 5 x 2.5 m, 4 picas de 14 mm de diámetro de acero cobreado de 4 m de longitud colocadas en sus vértices con conexión mediante línea de enlace de cobre trenzado atornillado a la estructura.	Ud	753.653
4	Línea Aérea		
4.1	Instalación de los apoyos		
4.1.1	Suministro e instalación apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, empotrado en dado de hormigón en suelo cohesivo.	Ud	1463.959
4.1.2	Suministro e instalación apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal, empotrado en dado de hormigón en suelo cohesivo.	Ud	1062.749
4.1.3	Suministro e instalación apoyo metálico de celosía, de 14 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal, empotrado en dado de hormigón en suelo cohesivo.	Ud	1303.253
4.1.4	Suministro e instalación apoyo metálico de celosía, de 10 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, empotrado en dado de hormigón en suelo cohesivo.	Ud	1390.322
4.1.5	Suministro e instalación apoyo metálico de celosía, de 10 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, empotrado en dado de hormigón en suelo cohesivo.	Ud	1080.080
4.1.6	Suministro e instalación apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 3000 daN de esfuerzo nominal, empotrado en dado de hormigón en suelo cohesivo.	Ud	1814.817
4.1.7	Suministro e instalación apoyo metálico de celosía, de 16 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, empotrado en dado de hormigón en suelo cohesivo.	Ud	1424.046
4.1.8	Instalación cadenas de aisladores 3xU40B, incluyendo grapa de suspensión y horquilla de bola.	Ud	128.566

Item	Descripción	Unidad	Precio unitario (€)
4.2	Cimentación de los apoyos		
4.2.1	Zapata de cimentación de hormigón en masa, realizada con hormigón HM-20/B/20/I fabricado en central y vertido desde camión.	m ³	98.170
4.3	Cableado		
4.3.1	Suministro e instalación de conductor de aluminio reforzado con acero 47-AL1/8-ST1A (LA56) trifásico.	m	3.149
4.3.2	Instalación puesta a tierra en apoyos no frecuentados.	Ud	27.585
4.3.3	Instalación puesta a tierra en apoyos frecuentados.	Ud	245.187
4.3.4	Instalación del entronque aéreo-subterráneo.	Ud	1734.924

Capítulo 3. Cuadro de precios Nº2 (Precios descompuestos)

Ítem	Designación	Importe	
		Parcial (€)	Total (€/u)
1 Actuaciones previas			
1.1 Actuaciones previas para el huerto fotovoltaico			
1.1.1	m ² Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión. (Mano de obra)		
	Peón ordinario construcción.	0,008 h	17,82
	(Maquinaria)		
	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m ³ .	0,022 h	40,23
	(Resto obra)		
	Costes directos complementarios		0,021
		Suma	1,049
	2% Costes indirectos		0,021
			1,070
1.1.2	m ³ Excavación a cielo abierto, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión. (Mano de obra)		
	Peón ordinario construcción.	0,104 h	17,82
	(Maquinaria)		
	Retroexcavadora sobre neumáticos, de 85 kW, con martillo rompedor.	0,259 h	65,00
	(Resto obra)		
	Costes directos complementarios		0,374
		Suma	19,062
	2% Costes indirectos		0,381
			19,443
1.1.3	m ³ Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión. (Mano de obra)		
	Peón ordinario construcción.	0,238 h	17,820
	(Maquinaria)		
	Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 115 kW.	0,342 h	48,540
	(Resto obra)		
	Costes directos complementarios		0,417
		Suma	21,259
	2% Costes indirectos		0,425

					21,684
1.1.4	<p>m³ Transporte de tierras con camión de los productos procedentes de la excavación de cualquier tipo de terreno a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia máxima de 10 km.</p> <p>Incluye: Transporte de tierras a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, con protección de las mismas mediante su cubrición con lonas o toldos.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Volumen medido sobre las secciones teóricas de las excavaciones, incrementadas cada una de ellas por su correspondiente coeficiente de esponjamiento, de acuerdo con el tipo de terreno considerado.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá, incluyendo el esponjamiento del 20%, el volumen de tierras realmente transportado según especificaciones de Proyecto.</p> <p>Criterio de valoración económica: El precio incluye el tiempo de espera en obra durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la carga en obra.</p> <p>(Maquinaria)</p> <p>Camión basculante de 12 t de carga, de 162 kW.</p> <p>(Resto obra)</p> <p>Costes directos complementarios</p>	<p>0,095 h</p> <p>40,170</p>	<p>3,816</p>		
				Suma	3,892
				2% Costes indirectos	0,078
					3,970
1.2 Actuaciones previas para el centro de transformación					
1.2.1	<p>m³ Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 1 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión.</p> <p>(Mano de obra)</p> <p>Peón ordinario construcción.</p> <p>(Maquinaria)</p> <p>Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 115 kW.</p> <p>(Resto obra)</p> <p>Costes directos complementarios</p>	<p>0,238 h</p> <p>17,820</p> <p>0,342 h</p> <p>48,540</p>	<p>4,241</p> <p>16,601</p>		
					0,417
				Suma	21,259
				2% Costes indirectos	0,425
					21,684
1.2.2	<p>m Zanja para línea subterránea de 20 kV directamente enterrada cables colocados sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de los cables. Incluso placa de protección y cinta de señalización.</p> <p>Incluye: Replanteo del recorrido de la línea. Vertido de la arena en el fondo de la zanja. Tendido de cables. Colocación de la placa de protección. Colocación de la cinta de señalización. Conexión y comprobación de su correcto funcionamiento. Ejecución del relleno envolvente.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p> <p>Criterio de valoración económica: El precio no incluye la excavación ni el relleno principal.</p> <p>(Mano de obra)</p> <p>Oficial 1ª construcción.</p> <p>Peón ordinario construcción.</p> <p>(Maquinaria)</p> <p>Camión cisterna, de 8 m³ de capacidad.</p>	<p>0,093 h</p> <p>19,030</p> <p>0,093 h</p> <p>17,820</p> <p>0,006 h</p> <p>40,080</p>	<p>1,770</p> <p>1,657</p> <p>0,240</p>		

	Pisón vibrante de guiado manual, de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	0,084 h	3,570	0,300	
	Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil.	0,011 h	9,450	0,104	
	(Materiales)				
	Arena de 0 a 5 mm de diámetro.	0,102 m ³	12,280	1,253	
	Cinta de señalización de polietileno, de 150 mm de anchura, color amarillo, con la inscripción "¡ATENCIÓN! DEBAJO HAY CABLES ELÉCTRICOS" y triángulo de riesgo eléctrico.	6,00 m	0,260	1,56	
	Placa de protección de cables enterrados, de polietileno, de 250 mm de anchura y 1 m de longitud, color amarillo, con la inscripción "¡ATENCIÓN! CABLES ELÉCTRICOS" y triángulo de riesgo eléctrico.	1,00 Ud	3,020	3,020	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			0,198	
			Suma	10,102	
			2% Costes indirectos	0,202	
					10,304
	2 Huerto Fotovoltaico				
	2.1 Instalación componentes principales				
2.1.1	Ud Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 370 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 34.1 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 10.86 A, tensión en circuito abierto (Voc) 41.3 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 11.37 A, 60 células con tecnología half-cell, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1776x1052x35 mm, resistencia a la carga del viento 245 kg/m ² , resistencia a la carga de la nieve 551 kg/m ² , peso 10,4 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico.				
	(Mano de obra)				
	Oficial 1ª electricista.	0,230 h	19,560	4,499	
	Ayudante instalador de captadores solares.	0,230 h	13,540	3,114	
	(Materiales)				
	Modulo fotovoltaico Longi-Solar	1,00 Ud	79,550	79,550	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			1,743	
			Suma	88,906	
			2% Costes indirectos	1,778	
					90,684
2.1.2	Ud Estructura soporte con seguidor de eje horizontal o en azimut, área del conjunto montado 60 m2, rango de giro +/- 120º y control de seguimiento mediante algoritmo astronómico PLC.				
	(Mano de obra)				
	Oficial 1ª electricista.	2,00 h	19,560	39,120	
	Ayudante instalador de captadores solares.	2,00 h	13,540	27,080	
	Peón ordinario construcción.	4,00 h	17,820	71,280	

	(Maquinaria)				
	Grúa autopropulsada 6T	2,00 h	13,540	27,080	
	(Materiales)				
	Estructura soporte con seguidor modelo SF7 de la marca Soltec	1,0 Ud	62.576,0	62.576,00	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			1.254,811	
			Suma	63.995,371	
		2% Costes indirectos		1.279,907	
					65.275,278
2.1.3	Ud Caja de conexiones HISbox DC 1000V, 10 entradas de string, fusibles gPV 20A integrados, grado de protección IP 65, interruptor seccionador integrado y carcasa autoextinguible libre de halógenos.				
	(Mano de obra)				
	Oficial 1ª electricista.	0,400 h	19,560	7,824	
	Ayudante electricista.	0,400 h	18,010	7,204	
	(Materiales)				
	Caja de conexiones HISbox 1000V	1,00 Ud	305,200	305,200	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			6,405	
			Suma	326,633	
		2% Costes indirectos		6,533	
					333,166
2.1.4	Ud Inversor fotovoltaico 220TL B320 de la marca IgeconSUN. Tensión máxima de entrada 1000 V, rendimiento máximo 98.7%, grado de protección IP20, dimensiones 1761x1031x877, con sistema de monitorización de primer fallo de aislamiento y diodo by-pass.				
	(Mano de obra)				
	Oficial 1ª electricista.	0,400 h	19,560	7,824	
	Ayudante electricista.	0,400 h	18,010	7,204	
	(Materiales)				
	Inversor 200TL B320	1,00 Ud	7.234,110	7.234,110	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			144,983	
			Suma	7.394,121	
		2% Costes indirectos		147,882	
					7.542,003
2.1.5	Ud Inversor fotovoltaico 110TL B220 de la marca Igecon-SUN. Tensión máxima de entrada 1000 V, rendimiento máximo 98.1%, %, grado de protección IP20, dimensiones 1761x1031x877, con sistema de monitorización de primer fallo de aislamiento y diodo by-pass.				
	(Mano de obra)				
	Oficial 1ª electricista.	0,400 h	19,560	7,824	
	Ayudante electricista.	0,400 h	18,010	7,204	

	(Materiales)					
	Inversor 110TL B220	1,00 Ud	5.407,270	5.407,270		
	(Resto obra)					
	Costes directos complementarios				108,446	
				Suma	5.530,744	
		2% Costes indirectos			110,615	
						5.641,359
	2.2 Cableado					
2.2.1	m Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x2,10 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.					
	(Mano de obra)					
	Oficial 1ª electricista.	0,017 h	19,560	0,333		
	Ayudante electricista.	0,017 h	18,010	0,306		
	(Materiales)					
	Cable P-Sun CPRO "PRYSMIAN" 10 mm ²	1,00 m	2,549	2,549		
	(Resto obra)					
	Costes directos complementarios				0,064	
				Suma	3,252	
		2% Costes indirectos			0,065	
						3,317
2.2.2	m Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x2,16 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.					
	(Mano de obra)					
	Oficial 1ª electricista.	0,017 h	19,560	0,333		
	Ayudante electricista.	0,017 h	18,010	0,306		
	(Materiales)					
	Cable P-Sun CPRO "PRYSMIAN" 16 mm ²	1,00 m	3,699	3,699		
	(Resto obra)					
	Costes directos complementarios				0,087	
				Suma	4,425	
		2% Costes indirectos			0,089	
						4,514

2.2.3	<p>m Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x2, 25 mm² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.</p> <p>(Mano de obra)</p> <p>Oficial 1ª electricista. 0,017 h 19,560 0,333</p> <p>Ayudante electricista. 0,017 h 18,010 0,306</p> <p>(Materiales)</p> <p>Cable P-Sun CPRO "PRYSMIAN" 25 mm² 1,00 m 4,578 4,578</p> <p>(Resto obra)</p> <p>Costes directos complementarios 0,104</p> <p style="text-align: right;">Suma 5,321</p> <p style="text-align: right;">2% Costes indirectos 0,106</p>		5,427
2.2.4	<p>m Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x2, 35 mm² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.</p> <p>(Mano de obra)</p> <p>Oficial 1ª electricista. 0,017 h 19,560 0,333</p> <p>Ayudante electricista. 0,017 h 18,010 0,306</p> <p>(Materiales)</p> <p>Cable P-Sun CPRO "PRYSMIAN" 35 mm² 1,00 m 5,319 5,319</p> <p>(Resto obra)</p> <p>Costes directos complementarios 0,119</p> <p style="text-align: right;">Suma 6,077</p> <p style="text-align: right;">2% Costes indirectos 0,122</p>		6,199
2.2.5	<p>m Conductor de tierra formado por pletina rígida desnuda de cobre estañado, de 30x2 mm. Incluyendo conexión con enlace atornillado a las estructuras.</p> <p>(Mano de obra)</p> <p>Oficial 1ª electricista. 0,100 h 19,560 1,956</p> <p>(Materiales)</p> <p>Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra. 0,100 Ud 1,150 0,115</p> <p>Conductor desnudo de 50 mm² 1,00 m 1,350 1,350</p>		

	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			0,068	
			Suma	3,489	
			2% Costes indirectos	0,070	
					3,559
	3 Centro de Transformación				
	3.1 Instalación de los componentes principales				
3.1.1	Ud Transformador seco de 1000 kVA de potencia con 24 kV de tensión asignada, 20 kV de tensión del primario y 400 V de tensión del secundario, 50 Hz de frecuencia y grupo de conexión Dyn11. Incluidos los accesorios necesarios para su correcta instalación (TRAMO 4: CGBT-Trafo)				
	(Mano de obra)				
	Oficial 1ª electricista.	8,800 h	19,560	172,128	
	Ayudante electricista.	8,800 h	18,010	158,488	
	(Materiales)				
	Transformador Trihal de 1000 kVA, 20kV/400V de la marca Schneider Electric	1,00 u	18.560,110	18.560,110	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			377,815	
			Suma	19.268,541	
			2% Costes indirectos	385,371	
					19.653,912
3.1.2	Ud Celda de línea de 24 kV de tensión asignada, 630 A de corriente asignada, aislamiento integral SF6 con dos entradas y una salida, formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre y seccionadores tripolares rotativos de 3 posiciones (con enclavamiento).				
	(Mano de obra)				
	Oficial 1ª electricista.	2,200 h	19,560	43,032	
	Ayudante electricista.	2,200 h	18,010	39,622	
	(Materiales)				
	Celda de línea IA530 24 kV y 630 A	1,00 u	8.545,00	8.545,00	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			172,553	
			Suma	8.800,207	
			2% Costes indirectos	176,004	
					8.976,211
3.1.3	Ud Celda de protección de 24 kV de tensión asignada y 630 A de corriente nominal, aislamiento integral en SF6 formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre e interruptor-seccionador tripolar de 3 posiciones (con enclavamiento mecánico). Incluidos transformadores de tensión y corriente para el control del disparo.				
	(Mano de obra)				
	Oficial 1ª electricista.	2,200 h	19,560	43,032	
	Ayudante electricista.	2,200 h	18,010	39,622	
	(Materiales)				

	Celda de protección SM62EDM1A62T20 de la marca Schneider Electric (Resto obra) Costes directos complementarios	1,00 u	17.957,500	17.957,500	
				360,803	
			Suma	18.400,957	
		2% Costes indirectos		368,019	
					18.768,976
3.1.4	Ud Celda de protección de 24 kV de tensión asignada y 630 A de corriente nominal, formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre e interruptor-seccionador tripolar de 3 posiciones (con enclavamiento mecánico) y transformadores de medida (3 TI y .3 TT). (Mano de obra) Oficial 1ª electricista. Ayudante electricista. (Materiales) Celda de medida SM6EGBCAT62 de la marca Schneider Electric (Resto obra) Costes directos complementarios				
		2,200 h	19,560	43,032	
		2,200 h	18,010	39,622	
		1,00 u	6.907,640	6.907,640	
				139,806	
			Suma	7.130,100	
		2% Costes indirectos		142,602	
					7.272,702
3.1.5	Ud Cuadro de baja tensión modelo CBTA Circuit Breaker de la marca Pronutec con cuatro entradas de acometida de sección 240 mm, 440 V de tensión asignada, 2000A de intensidad nominal y 8 salidas con portafusible vertical tripolar. Incluidas las protecciones necesarias. (Mano de obra) Oficial 1ª electricista. Ayudante electricista. (Materiales) Cuadro baja tensión CBTA Circuit Breaker de la marca Pronutec (Resto obra) Costes directos complementarios				
		2,200 h	19,560	43,032	
		2,200 h	18,010	39,622	
		1,00 u	1.352,670	1.352,670	
				28,706	
			Suma	1.464,030	
		2% Costes indirectos		29,281	
					1.493,311
3.1.6	Ud Caseta PFU-3 de la marca Ormazábal dimensiones 3.3x2.3x3 superficie de ocupación 7.8 m², altura vista 2.585 m y 10500 kg de peso. (Mano de obra) Cuadrilla albañilería Oficial 1ª construcción. (Maquinaria) Grúa autopropulsada telescópica 131/160 CV, 6-12 t (Materiales)				
		5,50 h	51,740	284,570	
		5,50 h	19,030	104,665	
		2,00 h	36,340	72,680	

	Caseta PFU-3 de la marca Ormazábal	1,00 Ud	6.379,510	6.379,510	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			136,829	
			Suma	6.978,254	
			2% Costes indirectos	139,565	
					7.117,819
3.1.7	Ud Caseta PFU-4 de la marca Ormazábal dimensiones 4.5x2.3x3, superficie de ocupación 10.7 m ² , altura vista 2.585 m y 12000 kg de peso.				
	(Mano de obra)				
	Cuadrilla albañilería	5,500 h	51,740	284,570	
	Oficial 1 ^a construcción.	5,500 h	19,030	104,665	
	(Maquinaria)				
	Grúa autopropulsada telescópica 131/160 CV, 6-12 t	2,00 h	36,340	72,680	
	(Materiales)				
	Caseta PFU-4 de la marca Ormazábal	1,00 Ud	7.126,660	7.126,660	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			151,772	
			Suma	7.740,347	
			2% Costes indirectos	154,807	
					7.895,154
	3.2 Cableado				
3.2.1	m Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x50 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.				
	(Mano de obra)				
	Oficial 1 ^a electricista.	0,031 h	19,560	0,606	
	Ayudante electricista.	0,031 h	18,010	0,558	
	(Materiales)				
	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN" de 1x50 mm ² de sección.	1,00 m	4,910	4,910	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			0,121	
			Suma	6,195	
			2% Costes indirectos	0,124	
					6,319

	Ayudante electricista.	0,500 h	18,010	9,005	
	Peón ordinario construcción.	0,700 h	17,820	12,474	
	(Materiales)				
	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	1,00 Ud	46,00	46,00	
	Grapa abarcón para conexión de pica.	1,00 Ud	1,00	1,00	
	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	0,333 Ud	3,500	1,166	
	Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 50 mm ² de diámetro y 5 x 2.5 m de longitud. Con 4 picas de 14 mm de diámetro de acero cobreado de 4 m de longitud colocadas en sus vértices.	1,00 Ud	627,00	627,00	
	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,00 Ud	1,150	1,150	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			14,347	
			Suma	731,702	
			2% Costes indirectos	14,634	
					746,336
	4 Línea Aérea				
	4.1 Instalación de los apoyos				
4.1.1	<p>Ud Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.</p> <p>Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>				
	(Mano de obra)				
	Oficial 1ª construcción.	2,530 h	19,030	48,146	
	Ayudante construcción.	2,530 h	18,050	45,667	
	(Maquinaria)				
	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	0,473 h	46,600	22,042	
	Camión con grúa de hasta 6 t.	1,265 h	50,430	63,794	
	(Materiales)				
	Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud	1,00 Ud	103,685	103,685	
	Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central.	1,950 m ³	76,490	149,156	

	<p>Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.</p> <p>(Resto obra)</p> <p>Costes directos complementarios</p>	1,00 Ud	960,960	960,960	
				27,869	
			Suma	1.421,319	
		2% Costes indirectos		28,426	
					1.449,745
4.1.2	<p>Ud Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.</p> <p>Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p> <p>(Mano de obra)</p> <p>Oficial 1ª construcción.</p> <p>Ayudante construcción.</p> <p>(Maquinaria)</p> <p>Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.</p> <p>Camión con grúa de hasta 6 t.</p> <p>(Materiales)</p> <p>Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud</p> <p>Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central.</p> <p>Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.</p> <p>(Resto obra)</p> <p>Costes directos complementarios</p>				
		2,530 h	19,030	48,146	
		2,530 h	18,050	45,667	
		0,462 h	46,600	21,529	
		1,265 h	50,430	63,794	
		1,00 Ud	103,685	103,685	
		1,210 m³	76,490	92,553	
		1,00 Ud	636,190	636,190	
				20,231	
			Suma	1.031,795	
		2% Costes indirectos		20,636	
					1.052,431

4.1.3	<p>Ud Apoyo metálico de celosía, de 14 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.</p> <p>Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p> <p>(Mano de obra)</p> <p>Oficial 1ª construcción. 2,695 h 19,030 51,286</p> <p>Ayudante construcción. 2,695 h 18,050 48,645</p> <p>(Maquinaria)</p> <p>Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW. 0,473 h 46,600 22,042</p> <p>Camión con grúa de hasta 6 t. 1,595 h 50,430 80,436</p> <p>(Materiales)</p> <p>Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud 1,00 Ud 103,685 103,685</p> <p>Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central. 1,433 m³ 76,490 109,610</p> <p>Apoyo metálico de celosía, de 14 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017. 1,00 Ud 824,780 824,780</p> <p>(Resto obra)</p> <p>Costes directos complementarios 24,810</p> <p style="text-align: right;">Suma 1.265,294</p> <p style="text-align: right;">2% Costes indirectos 25,306</p>	1.290,600
4.1.4	<p>Ud Apoyo metálico de celosía, de 10 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.</p> <p>Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p> <p>(Mano de obra)</p> <p>Oficial 1ª construcción. 2,530 h 19,030 48,146</p> <p>Ayudante construcción. 2,530 h 18,050 45,667</p> <p>(Maquinaria)</p> <p>Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW. 0,473 h 46,600 22,042</p> <p>Camión con grúa de hasta 6 t. 1,265 h 50,430 63,794</p>	

	(Materiales)				
	Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud	1,00 Ud	103,685	103,685	
	Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central.	1,950 m ³	76,490	149,156	
	Apoyo metálico de celosía, de 10 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	1,00 Ud	890,870	890,870	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			26,467	
			Suma	1.349,827	
		2% Costes indirectos		26,997	
					1.376,824
4.1.5	<p>Ud Apoyo metálico de celosía, de 10 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.</p> <p>Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>				
	(Mano de obra)				
	Oficial 1ª construcción.	2,530 h	19,030	48,146	
	Ayudante construcción.	2,530 h	18,050	45,667	
	(Maquinaria)				
	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	0,473 h	46,600	22,042	
	Camión con grúa de hasta 6 t.	1,265 h	50,430	63,794	
	(Materiales)				
	Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud	1,00 Ud	103,685	103,685	
	Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central.	1,950 m ³	76,490	149,156	
	Apoyo metálico de celosía, de 10 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	1,00 Ud	595,570	595,570	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			20,561	
			Suma	1.048,621	
		2% Costes indirectos		20,972	
					1.069,593

4.1.6	<p>Ud Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 3000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.</p> <p>Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p> <p>(Mano de obra)</p> <p>Oficial 1ª construcción. 2,530 h 19,030 48,146</p> <p>Ayudante construcción. 2,530 h 18,050 45,667</p> <p>(Maquinaria)</p> <p>Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW. 0,484 h 46,600 22,554</p> <p>Camión con grúa de hasta 6 t. 1,265 h 50,430 63,794</p> <p>(Materiales)</p> <p>Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud 1,00 Ud 103,685 103,685</p> <p>Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central. 2,150 m³ 76,490 164,454</p> <p>Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 3000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017. 1,00 Ud 1.279,110 1.279,110</p>		
	<p>(Resto obra)</p> <p>Costes directos complementarios 34,548</p>		
	<p style="text-align: right;">Suma</p>	1.761,958	
	<p style="text-align: right;">2% Costes indirectos</p>	35,239	
			1.797,197
4.1.7	<p>Ud Apoyo metálico de celosía, de 16 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.</p> <p>Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p> <p>(Mano de obra)</p> <p>Oficial 1ª construcción. 2,530 h 19,030 48,146</p> <p>Ayudante construcción. 2,530 h 18,050 45,667</p> <p>(Maquinaria)</p> <p>Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW. 0,473 h 46,600 22,042</p> <p>Camión con grúa de hasta 6 t. 1,265 h 50,430 63,794</p>		

	(Materiales)				
	Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud	1,00 Ud	103,685	103,685	
	Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central.	1,950 m³	76,490	149,156	
	Apoyo metálico de celosía, de 16 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	1,00 Ud	922,970	922,970	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			27,109	
			Suma	1.382,569	
		2% Costes indirectos		27,651	
					1.410,220
4.1.8	Ud Cadena de aisladores de tres elementos normalizados U40BS, instalada con el resto de accesorios. (Mano de obra)				
	Oficial 1ª construcción.	1,262 h	19,030	24,016	
	Ayudante construcción.	1,262 h	18,050	22,779	
	Peón ordinario construcción.	1,262 h	17,820	22,489	
	(Materiales)				
	Horquilla de bola HB-11 (p.o.)	1,00 Ud	4,070	4,070	
	Rótula R-11 corta 41mm (p.o.)	1,00 Ud	4,440	4,440	
	Grapa de suspensión GS1 D=5-12 mm (p.o.)	1,00 Ud	5,790	5,790	
	Aislador de vidrio U40B (p.o.)	3,00 Ud	12,930	38,790	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			2,447	
			Suma	124,821	
		2% Costes indirectos		2,496	
					127,317
	4.2 Cimentación de los apoyos				
4.2.1	m³ Zapata de cimentación de hormigón en masa, realizada con hormigón HM-20/B/20/I fabricado en central y vertido desde camión. Incluye: Replanteo y trazado de las zapatas y de los pilares u otros elementos estructurales que apoyen en las mismas. Vertido y compactación del hormigón. Coronación y enrase de cimientos. Curado del hormigón. Criterio de medición de proyecto: Volumen teórico, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el volumen teórico ejecutado según especificaciones de Proyecto, sin incluir los incrementos por excesos de excavación no autorizados. Criterio de valoración económica: El precio no incluye el encofrado. (Mano de obra)				
	Oficial 1ª estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.	0,050 h	19,810	0,991	
	Ayudante estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.	0,250 h	18,780	4,695	
	(Materiales)				
	Hormigón en masa HM-20/B/20/I, fabricado en central.	1,200 m³	73,130	87,756	

	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			1,869	
			Suma	95,311	
			2% Costes indirectos	1,906	
					97,217
	4.3 Cableado				
4.3.1	m Conductor de aluminio reforzado con acero 47 AL1/8ST1A (LA56) trifásico, sección 54.6 mm ² , peso propio de 189.1 kg/mm ² , carga de rotura 1640 daN y módulo de elasticidad 7900 daN/mm ² . (Mano de obra)				
	Oficial 1 ^a construcción.	0,016 h	19,030	0,304	
	Ayudante construcción.	0,016 h	18,050	0,289	
	Peón ordinario construcción.	0,032 h	17,820	0,570	
	(Maquinaria)				
	Grúa autopropulsada 6T	0,004 h	13,540	0,054	
	(Materiales)				
	Conductor de aluminio reforzado con acero 47 AL1/8-ST1A (LA56), incluidos puentes y empalmes	1,00 m	1,780	1,780	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			0,060	
			Suma	3,057	
			2% Costes indirectos	0,061	
					3,118
4.3.2	Ud Puesta a tierra en apoyos no frecuentados mediante una pica vertical de acero cobreado de 1.5 m y 14 mm de diámetro conectada a estructura mediante línea de enlace atornillado. (Mano de obra)				
	Oficial 1 ^a electricista.	0,500 h	19,560	9,780	
	Peón ordinario construcción.	0,350 h	17,820	6,237	
	(Materiales)				
	Pica de acero cobreado de 1.5 m de longitud y 14 mm de diámetro	1,00 Ud	10,240	10,240	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			0,525	
			Suma	26,782	
			2% Costes indirectos	0,536	
					27,318
4.3.3	Ud Puesta a tierra en apoyos frecuentados mediante distribución de conductor de cobre de 50 mm ² enterrada a 0.5 m de profundidad, disponiendo en sus vértices 4 picas de 1.5 m de longitud. Incluye conexión al mallazo equipotencial embebido en acera de hormigón perimetral, constituido por redondos de 4 mm de diámetro formando una retícula de 30 x 30 mm. (Mano de obra)				
	Oficial 1 ^a electricista.	1,00 h	19,560	19,560	
	Peón ordinario construcción.	0,700 h	17,820	12,474	

	(Materiales)				
	Pica de acero cobreado de 1.5 m de longitud y 14 mm de diámetro	4,00 Ud	10,240	40,960	
	Mallazo equipotencial formando retícula de 30 x 30 mm	1,00 Ud	22,00	22,00	
	Hormigón en masa HM-20/B/20/I, fabricado en central.	1,800 m³	73,130	131,634	
	Conductor desnudo de 50 mm²	5,00 m	1,350	6,750	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			4,668	
			Suma	238,046	
		2% Costes indirectos		4,761	
					242,807
4.3.4	Ud Entronque para paso de red aérea a red subterránea en media tensión (20 kV), formado por: 3 juegos de cortacircuitos fusible-seccionador de expulsión de intemperie para 17,5-24 kV., 3 autovalvulas (pararrayos) de óxidos metálicos para 24 kV para protección de sobretensiones de origen atmosférico, 3 terminales exteriores de intemperie para cable de 240 mm ² 18/30 kV., 3 cadenas de amarre para cable LA-56, tubo de acero galvanizado para protección mecánica de los cables, provisto de capuchón de protección en su parte superior; puesta a tierra de los pararrayos y de las pantallas de los cables. Totalmente instalado y conexionado.				
	(Mano de obra)				
	Oficial 1ª electricista.	3,500 h	19,560	68,460	
	Ayudante electricista.	3,500 h	18,010	63,035	
	(Materiales)				
	Terminales unipolares tipo TES-24-TR/150 dotados de conductor-trenza de Cu desnudo para conexión con de puesta a tierra mediante tornillo al soporte.	3,00 Ud	5,970	17,910	
	Soporte para instalación de terminales y parrayos autovalvulares	1,00 Ud	154,870	154,870	
	Tubo de acero galvanizado de 160 mm de diámetro para protección de conductores de MT dotado de capuchón termoretractil	3,00 Ud	6,100	18,300	
	Tubo de PVC liso de 63 mm de diámetro para protección de del conductor de puesta a tierra de los autovalvulares.	3,00 m	15,780	47,340	
	Juego de seccionadores unipolares tipo SELA	3,00 Ud	199,00	597,00	
	Pararrayos autovalvulares tipo POM-P 21/10de 21 kV de tensión asignada y 10 ka de corriente de descarga.	3,00 Ud	225,590	676,770	
	Conductor-trenza de Cu desnudos de 50 mm para interconexión los terminales con los parrayos autovalvulares.	3,00 m	2,560	7,680	
	(Resto obra)				
	Costes directos complementarios			33,027	
			Suma	1.684,392	
		2% Costes indirectos		33,688	
					1.718,080

Capítulo 4. Justificación de precios

Código	Ud	Descripción	Total	
1 Actuaciones previas				
1.1 Actuaciones previas para el huerto fotovoltaico				
1.1.1 ACP001	m ²	Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión.		
		0,022 h Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m ³ .	40,230	0,885
		0,008 h Peón ordinario construcción.	17,820	0,143
		2,00 % Costes directos complementarios	1,028	0,021
		2,00 % Costes indirectos	1,049	0,021
		Precio total por m².		1,070
1.1.2 ACP002	m ³	Excavación a cielo abierto, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión.		
		0,259 h Retroexcavadora sobre neumáticos, de 85 kW, con martillo rompedor.	65,00	16,835
		0,104 h Peón ordinario construcción.	17,820	1,853
		2,00 % Costes directos complementarios	18,688	0,374
		2,00 % Costes indirectos	19,062	0,381
		Precio total por m³.		19,443
1.1.3 ACP003	m ³	Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión.		
		0,342 h Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 115 kW.	48,540	16,601
		0,238 h Peón ordinario construcción.	17,820	4,241
		2,00 % Costes directos complementarios	20,842	0,417
		2,00 % Costes indirectos	21,259	0,425
		Precio total por m³.		21,684
1.1.4 ACP004	m ³	Transporte de tierras con camión de los productos procedentes de la excavación de cualquier tipo de terreno a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia máxima de 10 km. Incluye: Transporte de tierras a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, con protección de las mismas mediante su cubrición con lonas o toldos. Criterio de medición de proyecto: Volumen medido sobre las secciones teóricas de las excavaciones, incrementadas cada una de ellas por su correspondiente coeficiente de esponjamiento, de acuerdo con el tipo de terreno considerado. Criterio de medición de obra: Se medirá, incluyendo el esponjamiento del 20%, el volumen de tierras realmente transportado según especificaciones de Proyecto. Criterio de valoración económica: El precio incluye el tiempo de espera en obra durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la carga en obra.		
		0,095 h Camión basculante de 12 t de carga, de 162 kW.	40,170	3,816
		2,00 % Costes directos complementarios	3,816	0,076
		2,00 % Costes indirectos	3,892	0,078
		Precio total por m³.		3,970

1.2 Actuaciones previas para el centro de transformación

1.2.1 ACP005	m ³	Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 1 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión.		
		0,342 h Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 115 kW.	48,540	16,601
		0,238 h Peón ordinario construcción.	17,820	4,241
		2,00 % Costes directos complementarios	20,842	0,417
		2,00 % Costes indirectos	21,259	0,425
		Precio total por m³.		21,684
1.2.2 ACP006	m	Zanja para línea subterránea de 20 kV directamente enterrada cables colocados sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de los cables. Incluso placa de protección y cinta de señalización. Incluye: Replanteo del recorrido de la línea. Vertido de la arena en el fondo de la zanja. Tendido de cables. Colocación de la placa de protección. Colocación de la cinta de señalización. Conexionado y comprobación de su correcto funcionamiento. Ejecución del relleno envolvente.		
		Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.		
		Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.		
		Criterio de valoración económica: El precio no incluye la excavación ni el relleno principal.		
		0,102 m ³ Arena de 0 a 5 mm de diámetro.	12,280	1,253
		1,00 Ud Placa de protección de cables enterrados, de polietileno, de 250 mm de anchura y 1 m de longitud, color amarillo, con la inscripción "¡ATENCIÓN! CABLES ELÉCTRICOS" y triángulo de riesgo eléctrico.	3,020	3,020
		6,00 m Cinta de señalización de polietileno, de 150 mm de anchura, color amarillo, con la inscripción "¡ATENCIÓN! DEBAJO HAY CABLES ELÉCTRICOS" y triángulo de riesgo eléctrico.	0,260	1,560
		0,011 h Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil.	9,450	0,104
		0,084 h Pisón vibrante de guiado manual, de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana.	3,570	0,300
		0,006 h Camión cisterna, de 8 m ³ de capacidad.	40,080	0,240
		0,093 h Oficial 1ª construcción.	19,030	1,770
		0,093 h Peón ordinario construcción.	17,820	1,657
		2,00 % Costes directos complementarios	9,904	0,198
		2,00 % Costes indirectos	10,102	0,202
		Precio total por m .		10,304

2 Huerto Fotovoltaico

2.1 Instalación componentes principales

2.1.1 HFIC001	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 370 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 34.1 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 10.86 A, tensión en circuito abierto (Voc) 41.3 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 11.37 A, 60 células con tecnología half-cell, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1776x1052x35 mm, resistencia a la carga del viento 245 kg/m², resistencia a la carga de la nieve 551 kg/m², peso 10,4 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico.		
		1,00 Ud Modulo fotovoltaico Longi-Solar	79,550	79,550
		0,230 h Oficial 1ª electricista.	19,560	4,499
		0,230 h Ayudante instalador de captadores solares.	13,540	3,114
		2,00 % Costes directos complementarios	87,163	1,743

	2,00 %	Costes indirectos	88,906	1,778
		Precio total por Ud .		90,684
2.1.2 HFIC002 Ud		Estructura soporte con seguidor de eje horizontal o en azimut, área del conjunto montado 60 m2, rango de giro +/- 120º y control de seguimiento mediante algoritmo astronómico PLC.		
	1,00 Ud	Estructura soporte con seguidor modelo SF7 de la marca Soltec	62.576,00	62.576,00
	2,00 h	Grúa autopropulsada 6T	13,540	27,080
	4,00 h	Peón ordinario construcción.	17,820	71,280
	2,00 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	39,120
	2,00 h	Ayudante instalador de captadores solares.	13,540	27,080
	2,00 %	Costes directos complementarios	62.740,560	1.254,811
	2,00 %	Costes indirectos	63.995,371	1.279,907
		Precio total por Ud .		65.275,278
2.1.3 HFIC003 Ud		Caja de conexiones HISbox DC 1000V, 10 entradas de string, fusibles gPV 20A integrados, grado de protección IP 65, interruptor seccionador integrado y carcasa autoextinguible libre de halógenos.		
	1,00 Ud	Caja de conexiones HISbox 1000V	305,200	305,200
	0,400 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	7,824
	0,400 h	Ayudante electricista.	18,010	7,204
	2,00 %	Costes directos complementarios	320,228	6,405
	2,00 %	Costes indirectos	326,633	6,533
		Precio total por Ud .		333,166
2.1.4 HFIC004 Ud		Inversor fotovoltaico 220TL B320 de la marca IgeconSUN. Tensión máxima de entrada 1000 V, rendimiento máximo 98.7%, grado de protección IP20, dimensiones 1761x1031x877, con sistema de monitorización de primer fallo de aislamiento y diodo by-pass.		
	1,00 Ud	Inversor 200TL B320	7.234,110	7.234,110
	0,400 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	7,824
	0,400 h	Ayudante electricista.	18,010	7,204
	2,00 %	Costes directos complementarios	7.249,138	144,983
	2,00 %	Costes indirectos	7.394,121	147,882
		Precio total por Ud .		7.542,003
2.1.5 HFIC005 Ud		Inversor fotovoltaico 110TL B220 de la marca Igecon-SUN. Tensión máxima de entrada 1000 V, rendimiento máximo 98.1%, %, grado de protección IP20, dimensiones 1761x1031x877, con sistema de monitorización de primer fallo de aislamiento y diodo by-pass.		
	1,00 Ud	Inversor 110TL B220	5.407,270	5.407,270
	0,400 h	Ayudante electricista.	18,010	7,204
	0,400 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	7,824
	2,00 %	Costes directos complementarios	5.422,298	108,446
	2,00 %	Costes indirectos	5.530,744	110,615
		Precio total por Ud .		5.641,359

2.2 Cableado

2.2.1 HFC006 m	<p>Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x2,10 mm² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.</p>		
	1,00 m Cable 10 mm ²	2,549	2,549
	0,017 h Oficial 1 ^a electricista.	19,560	0,333
	0,017 h Ayudante electricista.	18,010	0,306
	2,00 % Costes directos complementarios	3,188	0,064
	2,00 % Costes indirectos	3,252	0,065
	Precio total por m .		3,317
2.2.2 HFC007 m	<p>Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x2,16 mm² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.</p>		
	1,00 m Cable 16 mm ²	3,699	3,699
	0,017 h Oficial 1 ^a electricista.	19,560	0,333
	0,017 h Ayudante electricista.	18,010	0,306
	2,00 % Costes directos complementarios	4,338	0,087
	2,00 % Costes indirectos	4,425	0,089
	Precio total por m .		4,514
2.2.3 HFC008 m	<p>Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x2, 25 mm² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.</p>		
	1,00 m Cable 25 mm ²	4,578	4,578
	0,017 h Oficial 1 ^a electricista.	19,560	0,333
	0,017 h Ayudante electricista.	18,010	0,306
	2,00 % Costes directos complementarios	5,217	0,104
	2,00 % Costes indirectos	5,321	0,106
	Precio total por m .		5,427

2.2.4 HFC009 m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x2, 35 mm² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.			
	1,00 m	Cable 35 mm ²	5,319	5,319
	0,017 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	0,333
	0,017 h	Ayudante electricista.	18,010	0,306
	2,00 %	Costes directos complementarios	5,958	0,119
	2,00 %	Costes indirectos	6,077	0,122
		Precio total por m .		6,199
2.2.5 HFC010 m	Conductor de tierra formado por pletina rígida desnuda de cobre estañado, de 30x2 mm. Incluyendo conexión con enlace atornillado a las estructuras.			
	1,00 m	Conductor desnudo de 50 mm ²	1,350	1,350
	0,100 Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,150	0,115
	0,100 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	1,956
	2,00 %	Costes directos complementarios	3,421	0,068
	2,00 %	Costes indirectos	3,489	0,070
		Precio total por m .		3,559

3 Centro de Transformación

3.1 Instalación de los componentes principales

3.1.1 CTIC001 Ud	Transformador seco de 1000 kVA de potencia con 24 kV de tensión asignada, 20 kV de tensión del primario y 400 V de tensión del secundario, 50 Hz de frecuencia y grupo de conexión Dyn11. Incluidos los accesorios necesarios para su correcta instalación (TRAMO 4: CGBT-Trafo)			
	1,00 u	Transformador Trihal de 1000 kVA, 20kV/400V de la marca Schneider Electric	18.560,110	18.560,110
	8,800 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	172,128
	8,800 h	Ayudante electricista.	18,010	158,488
	2,00 %	Costes directos complementarios	18.890,726	377,815
	2,00 %	Costes indirectos	19.268,541	385,371
		Precio total por Ud .		19.653,912
3.1.2 CTIC002 Ud	Celda de línea de 24 kV de tensión asignada, 630 A de corriente asignada, aislamiento integral SF6 con dos entradas y una salida, formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre y seccionadores tripolares rotativos de 3 posiciones (con enclavamiento).			
	1,00 u	Celda de línea IA530 24 kV y 630 A	8.545,00	8.545,00
	2,200 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	43,032
	2,200 h	Ayudante electricista.	18,010	39,622
	2,00 %	Costes directos complementarios	8.627,654	172,553
	2,00 %	Costes indirectos	8.800,207	176,004
		Precio total por Ud .		8.976,211

3.1.3 CTIC003 Ud	Celda de protección de 24 kV de tensión asignada y 630 A de corriente nominal, aislamiento integral en SF6 formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre e interruptor-seccionador tripolar de 3 posiciones (con enclavamiento mecánico). Incluidos transformadores de tensión y corriente para el control del disparo.		
1,00 u	Celda de protección SM62EDM1A62T20 de la marca Schneider Electric	17.957,500	17.957,500
2,200 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	43,032
2,200 h	Ayudante electricista.	18,010	39,622
2,00 %	Costes directos complementarios	18.040,154	360,803
2,00 %	Costes indirectos	18.400,957	368,019
	Precio total por Ud .		18.768,976
3.1.4 CTIC004 Ud	Celda de protección de 24 kV de tensión asignada y 630 A de corriente nominal, formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre e interruptor-seccionador tripolar de 3 posiciones (con enclavamiento mecánico) y transformadores de medida (3 TI y 3 TT).		
1,00 u	Celda de medida SM6EGBCAT62 de la marca Schneider Electric	6.907,640	6.907,640
2,200 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	43,032
2,200 h	Ayudante electricista.	18,010	39,622
2,00 %	Costes directos complementarios	6.990,294	139,806
2,00 %	Costes indirectos	7.130,100	142,602
	Precio total por Ud .		7.272,702
3.1.5 CTIC005 Ud	Cuadro de baja tensión modelo CBTA Circuit Breaker de la marca Pronutec con cuatro entradas de acometida de sección 240 mm, 440 V de tensión asignada, 2000A de intensidad nominal y 8 salidas con portafusible vertical tripolar. Incluidas las protecciones necesarias.		
1,00 u	Cuadro baja tensión CBTA Circuit Breaker de la marca Pronutec	1.352,670	1.352,670
2,200 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	43,032
2,200 h	Ayudante electricista.	18,010	39,622
2,00 %	Costes directos complementarios	1.435,324	28,706
2,00 %	Costes indirectos	1.464,030	29,281
	Precio total por Ud .		1.493,311
3.1.6 CTIC006 Ud	Caseta PFU-3 de la marca Ormazábal dimensiones 3.3x2.3x3 superficie de ocupación 7.8 m², altura vista 2.585 m y 10500 kg de peso.		
1,00 Ud	Caseta PFU-3 de la marca Ormazábal	6.379,510	6.379,510
5,500 h	Cuadrilla albañilería	51,740	284,570
5,500 h	Oficial 1ª construcción.	19,030	104,665
2,00 h	Grúa autopropulsada telescópica 131/160 CV, 6-12 t	36,340	72,680
2,00 %	Costes directos complementarios	6.841,425	136,829
2,00 %	Costes indirectos	6.978,254	139,565
	Precio total por Ud .		7.117,819
3.1.7 CTIC007 Ud	Caseta PFU-4 de la marca Ormazábal dimensiones 4.5x2.3x3, superficie de ocupación 10.7 m², altura vista 2.585 m y 12000 kg de peso.		
1,00 Ud	Caseta PFU-4 de la marca Ormazábal	7.126,660	7.126,660
5,500 h	Cuadrilla albañilería	51,740	284,570
5,500 h	Oficial 1ª construcción.	19,030	104,665
2,00 h	Grúa autopropulsada telescópica 131/160 CV, 6-12 t	36,340	72,680

2,00 %	Costes directos complementarios	7.588,575	151,772
2,00 %	Costes indirectos	7.740,347	154,807
Precio total por Ud .			7.895,154

3.2 Cableado

3.2.1 CTC008	m	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x50 mm² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos.		
	1,00 m	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN" de 1x50 mm ² de sección. Según UNE 21123-4.	4,910	4,910
	0,031 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	0,606
	0,031 h	Ayudante electricista.	18,010	0,558
	2,00 %	Costes directos complementarios	6,074	0,121
	2,00 %	Costes indirectos	6,195	0,124
Precio total por m .				6,319
3.2.2 CTC009	m	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x120 mm² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos.		
	1,00 m	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN" de 1x120 mm ² de sección. Según UNE 21123-4.	11,250	11,250
	0,036 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	0,704
	0,036 h	Ayudante electricista.	18,010	0,648
	2,00 %	Costes directos complementarios	12,602	0,252
	2,00 %	Costes indirectos	12,854	0,257
Precio total por m .				13,111
3.2.3 CTC010	m	Cable eléctrico unipolar, Al Eprotenax H Compact "PRYSMIAN", normalizado por Iberdrola, proceso de fabricación del aislamiento mediante triple extrusión en línea catenaria, con reticulación del aislamiento mejorada y capa semiconductor externa extraíble en frío, tipo AL HEPRZ1 12/20 kV, tensión nominal 12/20 kV, reacción al fuego clase Fca, con conductor formado por cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, rígido (clase 2), de 1x50/25 mm² de sección, capa interna extrusionada de material semiconductor, aislamiento de etileno propileno reticulado de alto módulo de formulación Prysmian (HEPR), capa externa extrusionada de material semiconductor, separable en frío, pantalla de hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira, de 25 mm² de sección, separador de cinta de poliéster, cubierta de poliolefina termoplástica de altas prestaciones, de tipo Vemex, de color rojo, y con las siguientes características: reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos y nula emisión de gases corrosivos.		
	1,00 m	Cable eléctrico unipolar, Al Eprotenax H Compact "PRYSMIAN", normalizado por Iberdrola, 1x50/25 mm ² de sección, Según UNE-HD 620-9E.	8,440	8,440
	0,035 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	0,685
	0,035 h	Ayudante electricista.	18,010	0,630

2,00 %	Costes directos complementarios	9,755	0,195
2,00 %	Costes indirectos	9,950	0,199
Precio total por m .			10,149

3.2.4 CTC011 Ud **Toma de tierra compuesta por electrodo rectangular con picas de acero cobreado en los extremos de 4 m de longitud, hincadas en el terreno, conectadas a puente para comprobación. Incluso grapa abarcón para la conexión del electrodo con la línea de enlace y aditivos para disminuir la resistividad del terreno. Incluye: Replanteo. Hincado de las picas. Conexión del electrodo con la línea de enlace. Conexión a la red de tierra. Montaje, conexionado y comprobación de su correcto funcionamiento. Realización de pruebas de servicio.**

1,00 Ud	Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 50 mm ² de diámetro y 5 x 2.5 m de longitud. Con 4 picas de 14 mm de diámetro de acero cobreado de 4 m de longitud colocadas en sus vértices.	627,00	627,00
1,00 Ud	Grapa abarcón para conexión de pica.	1,00	1,00
1,00 Ud	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	46,00	46,00
0,333 Ud	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	3,500	1,166
1,00 Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,150	1,150
1,00 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	19,560
0,500 h	Ayudante electricista.	18,010	9,005
0,700 h	Peón ordinario construcción.	17,820	12,474
2,00 %	Costes directos complementarios	717,355	14,347
2,00 %	Costes indirectos	731,702	14,634
Precio total por Ud .			746,336

4 Línea Aérea

4.1 Instalación de los apoyos

4.1.1 LAIA001 Ud **Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/l, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado. Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.**

1,00 Ud	Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	960,960	960,960
1,00 Ud	Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud	103,685	103,685
1,950 m ³	Hormigón HM-25/B/20/l, fabricado en central.	76,490	149,156
0,473 h	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	46,600	22,042
1,265 h	Camión con grúa de hasta 6 t.	50,430	63,794
2,530 h	Oficial 1ª construcción.	19,030	48,146
2,530 h	Ayudante construcción.	18,050	45,667
2,00 %	Costes directos complementarios	1.393,450	27,869

2,00 %	Costes indirectos	1.421,319	28,426
Precio total por Ud .			1.449,745

4.1.2 LAIA002 **Ud Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.**
Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.
Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.
Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.

1,00 Ud	Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	636,190	636,190
1,00 Ud	Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud	103,685	103,685
1,210 m³	Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central.	76,490	92,553
0,462 h	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	46,600	21,529
1,265 h	Camión con grúa de hasta 6 t.	50,430	63,794
2,530 h	Oficial 1ª construcción.	19,030	48,146
2,530 h	Ayudante construcción.	18,050	45,667
2,00 %	Costes directos complementarios	1.011,564	20,231
2,00 %	Costes indirectos	1.031,795	20,636
Precio total por Ud .			1.052,431

4.1.3 LAIA003 **Ud Apoyo metálico de celosía, de 14 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.**
Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.
Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.
Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.

1,00 Ud	Apoyo metálico de celosía, de 14 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	824,780	824,780
1,00 Ud	Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud	103,685	103,685
1,433 m³	Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central.	76,490	109,610
0,473 h	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	46,600	22,042
1,595 h	Camión con grúa de hasta 6 t.	50,430	80,436
2,695 h	Oficial 1ª construcción.	19,030	51,286
2,695 h	Ayudante construcción.	18,050	48,645
2,00 %	Costes directos complementarios	1.240,484	24,810
2,00 %	Costes indirectos	1.265,294	25,306
Precio total por Ud .			1.290,600

4.1.4 LAIA004

Ud Apoyo metálico de celosía, de 10 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/l, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.

Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.

Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.

Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.

1,00 Ud	Apoyo metálico de celosía, de 10 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	890,870	890,870
1,00 Ud	Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud	103,685	103,685
1,950 m ³	Hormigón HM-25/B/20/l, fabricado en central.	76,490	149,156
0,473 h	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	46,600	22,042
1,265 h	Camión con grúa de hasta 6 t.	50,430	63,794
2,530 h	Oficial 1ª construcción.	19,030	48,146
2,530 h	Ayudante construcción.	18,050	45,667
2,00 %	Costes directos complementarios	1.323,360	26,467
2,00 %	Costes indirectos	1.349,827	26,997

Precio total por Ud .

1.376,824

4.1.5 LAIA005

Ud Apoyo metálico de celosía, de 10 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/l, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.

Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.

Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.

Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.

1,00 Ud	Apoyo metálico de celosía, de 10 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	595,570	595,570
1,00 Ud	Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud	103,685	103,685
1,950 m ³	Hormigón HM-25/B/20/l, fabricado en central.	76,490	149,156
0,473 h	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	46,600	22,042
1,265 h	Camión con grúa de hasta 6 t.	50,430	63,794
2,530 h	Oficial 1ª construcción.	19,030	48,146
2,530 h	Ayudante construcción.	18,050	45,667
2,00 %	Costes directos complementarios	1.028,060	20,561
2,00 %	Costes indirectos	1.048,621	20,972

Precio total por Ud .

1.069,593

4.1.6 LAIA006	<p>Ud Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 3000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/l, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.</p> <p>Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>			
	1,00 Ud	Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 3000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	1.279,110	1.279,110
	1,00 Ud	Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud	103,685	103,685
	2,150 m ³	Hormigón HM-25/B/20/l, fabricado en central.	76,490	164,454
	0,484 h	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	46,600	22,554
	1,265 h	Camión con grúa de hasta 6 t.	50,430	63,794
	2,530 h	Oficial 1ª construcción.	19,030	48,146
	2,530 h	Ayudante construcción.	18,050	45,667
	2,00 %	Costes directos complementarios	1.727,410	34,548
	2,00 %	Costes indirectos	1.761,958	35,239
		Precio total por Ud .		1.797,197
4.1.7 LAIA007	<p>Ud Apoyo metálico de celosía, de 16 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/l, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado.</p> <p>Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>			
	1,00 Ud	Apoyo metálico de celosía, de 16 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	922,970	922,970
	1,00 Ud	Cruceta de bóveda plana de 2m de longitud	103,685	103,685
	1,950 m ³	Hormigón HM-25/B/20/l, fabricado en central.	76,490	149,156
	0,473 h	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	46,600	22,042
	1,265 h	Camión con grúa de hasta 6 t.	50,430	63,794
	2,530 h	Oficial 1ª construcción.	19,030	48,146
	2,530 h	Ayudante construcción.	18,050	45,667
	2,00 %	Costes directos complementarios	1.355,460	27,109
	2,00 %	Costes indirectos	1.382,569	27,651
		Precio total por Ud .		1.410,220
4.1.8 LAIA008	<p>Ud Cadena de aisladores de tres elementos normalizados U40BS, instalada con el resto de accesorios.</p>			
	1,00 Ud	Horquilla de bola HB-11 (p.o.)	4,070	4,070
	3,00 Ud	Aislador de vidrio U40B (p.o.)	12,930	38,790

1,00 Ud	Rótula R-11 corta 41mm (p.o.)	4,440	4,440
1,00 Ud	Grapa de suspensión GS1 D=5-12 mm (p.o.)	5,790	5,790
1,262 h	Oficial 1ª construcción.	19,030	24,016
1,262 h	Ayudante construcción.	18,050	22,779
1,262 h	Peón ordinario construcción.	17,820	22,489
2,00 %	Costes directos complementarios	122,374	2,447
2,00 %	Costes indirectos	124,821	2,496
Precio total por Ud .			127,317

4.2 Cimentación de los apoyos

4.2.1 LAC009	m³	Zapata de cimentación de hormigón en masa, realizada con hormigón HM-20/B/20/I fabricado en central y vertido desde camión. Incluye: Replanteo y trazado de las zapatas y de los pilares u otros elementos estructurales que apoyen en las mismas. Vertido y compactación del hormigón. Coronación y enrase de cimientos. Curado del hormigón. Criterio de medición de proyecto: Volumen teórico, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el volumen teórico ejecutado según especificaciones de Proyecto, sin incluir los incrementos por excesos de excavación no autorizados. Criterio de valoración económica: El precio no incluye el encofrado.		
	1,200 m ³	Hormigón en masa HM-20/B/20/I, fabricado en central.	73,130	87,756
	0,050 h	Oficial 1ª estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.	19,810	0,991
	0,250 h	Ayudante estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.	18,780	4,695
	2,00 %	Costes directos complementarios	93,442	1,869
	2,00 %	Costes indirectos	95,311	1,906
	Precio total por m³ .			97,217

4.3 Cableado

4.3.1 LAC010	m	Conductor de aluminio reforzado con acero 47 AL1/8ST1A (LA56) trifásico, sección 54.6 mm², peso propio de 189.1 kg/mm², carga de rotura 1640 daN y módulo de elasticidad 7900 daN/mm².		
	1,00 m	Conductor de aluminio reforzado con acero 47 AL1/8-ST1A (LA56), incluidos puentes y empalmes	1,780	1,780
	0,016 h	Oficial 1ª construcción.	19,030	0,304
	0,016 h	Ayudante construcción.	18,050	0,289
	0,032 h	Peón ordinario construcción.	17,820	0,570
	0,004 h	Grúa autopropulsada 6T	13,540	0,054
	2,00 %	Costes directos complementarios	2,997	0,060
	2,00 %	Costes indirectos	3,057	0,061
	Precio total por m .			3,118

4.3.2 LAC011	Ud	Puesta a tierra en apoyos no frecuentados mediante una pica vertical de acero cobreado de 1.5 m y 14 mm de diámetro conectada a estructura mediante línea de enlace atornillado.		
	1,00 Ud	Pica de acero cobreado de 1.5 m de longitud y 14 mm de diámetro	10,240	10,240
	0,500 h	Oficial 1ª electricista.	19,560	9,780
	0,350 h	Peón ordinario construcción.	17,820	6,237
	2,00 %	Costes directos complementarios	26,257	0,525
	2,00 %	Costes indirectos	26,782	0,536

		Precio total por Ud .	27,318
4.3.3 LAC012	Ud	Puesta a tierra en apoyos frecuentados mediante distribución de conductor de cobre de 50 mm² enterrada a 0.5 m de profundidad, disponiendo en sus vértices 4 picas de 1.5 m de longitud. Incluye conexión al mallazo equipotencial embebido en acera de hormigón perimetral, contituido por rendondos de 4 mm de diámetro formando una retícula de 30 x 30 mm.	
	4,00 Ud	Pica de acero cobreado de 1.5 m de longitud y 14 mm de diámetro	10,240 40,960
	5,00 m	Conductor desnudo de 50 mm ²	1,350 6,750
	1,800 m ³	Hormigón en masa HM-20/B/20/I, fabricado en central.	73,130 131,634
	1,00 Ud	Mallazo equipotencial formando retícula de 30 x 30 mm	22,00 22,00
	1,00 h	Oficial 1 ^a electricista.	19,560 19,560
	0,700 h	Peón ordinario construcción.	17,820 12,474
	2,00 %	Costes directos complementarios	233,378 4,668
	2,00 %	Costes indirectos	238,046 4,761
		Precio total por Ud .	242,807
4.3.4 LAC013	Ud	Entronque para paso de red aérea a red subterránea en media tensión (20 kV), formado por: 3 juegos de cortacircuitos fusible-seccionador de expulsión de intemperie para 17,5-24 kV., 3 autoválvulas (pararrayos) de óxidos metálicos para 24 kV para protección de sobretensiones de origen atmosférico, 3 terminales exteriores de intemperie para cable de 240 mm² 18/30 kV., 3 cadenas de amarre para cable LA-56, tubo de acero galvanizado para protección mecánica de los cables, provisto de capuchón de protección en su parte superior; puesta a tierra de los pararrayos y de las pantallas de los cables. Totalmente instalado y conexionado.	
	3,00 Ud	Juego de seccionadores unipolares tipo SELA	199,00 597,00
	1,00 Ud	Soporte para instalación de terminales y parrayos autovalvulares	154,870 154,870
	3,00 Ud	Terminales unipolares tipo TES-24-TR/150 dotados de conductor-trenza de Cu desnudo para conexión con de puesta a tierra mediante tornillo al soporte.	5,970 17,910
	3,00 Ud	Pararrayos autovalvulares tipo POM-P 21/10de 21 kV de tensión asignada y 10 ka de corriente de descarga.	225,590 676,770
	3,00 m	Conductor-trenza de Cu desnudos de 50 mm para interconexionar los terminales con los parrayos autovalvulares.	2,560 7,680
	3,00 Ud	Tubo de acero galvanizado de 160 mm de diámetro para protección de conductores de MT dotado de capuchón termoretractil	6,100 18,300
	3,00 m	Tubo de PVC liso de 63 mm de diámetro para protección de del conductor de puesta a tierra de los autovalvulares.	15,780 47,340
	3,500 h	Oficial 1 ^a electricista.	19,560 68,460
	3,500 h	Ayudante electricista.	18,010 63,035
	2,00 %	Costes directos complementarios	1.651,365 33,027
	2,00 %	Costes indirectos	1.684,392 33,688
		Precio total por Ud .	1.718,080

Capítulo 5. Presupuesto

Presupuesto parcial nº1: Actuaciones previas

Código	Ud	Descripción	Medición	Precio	Total
1.1 Actuaciones previas para el huerto fotovoltaico					
1.1.1 ACP001	m ²	Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión.			
		Total, m ²	6422.570	1.070	6872.150
1.1.2 ACP002	m ³	Excavación a cielo abierto, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión.			
		Total, m ³	1719.321	19.443	33428.758
1.1.3 ACP003	m ³	Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión.			
		Total, m ³	713.240	21.684	15465.896
1.1.4 ACP004	m ³	Transporte de tierras con camión de los productos procedentes de la excavación de cualquier tipo de terreno a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia máxima de 10 km. Incluye: Transporte de tierras a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, con protección de las mismas mediante su cubrición con lonas o toldos. Criterio de medición de proyecto: Volumen medido sobre las secciones teóricas de las excavaciones, incrementadas cada una de ellas por su correspondiente coeficiente de esponjamiento, de acuerdo con el tipo de terreno considerado. Criterio de medición de obra: Se medirá, incluyendo el esponjamiento del 20%, el volumen de tierras realmente transportado según especificaciones de Proyecto. Criterio de valoración económica: El precio incluye el tiempo de espera en obra durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la carga en obra.			
		Total, m ³	2063.172	3.970	8190.793
1.2 Actuaciones previas para el centro de transformación					
1.2.1 ACP005	m ³	Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 1 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión.			
		Total, m ³	21.200	21.684	459.701
1.2.2 ACP006	m	Zanja para línea subterránea de 20 kV directamente enterrada cables colocados sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de los cables. Incluso placa de protección y cinta de señalización. Incluye: Replanteo del recorrido de la línea. Vertido de la arena en el fondo de la zanja. Tendido de cables. Colocación de la placa de protección. Colocación de la cinta de señalización. Conexión y comprobación de su correcto funcionamiento. Ejecución del relleno envolvente. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto. Criterio de valoración económica: El precio no incluye la excavación ni el relleno principal.			
		Total, m	28.000	10.304	288.512

Presupuesto parcial nº2: Huerto fotovoltaico

Código	Ud	Descripción	Medición	Precio	Total
2.1 Instalación componentes principales					
2.1.1 HFIG001	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 370 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 34.1 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 10.86 A, tensión en circuito abierto (Voc) 41.3 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 11.37 A, 60 células con tecnología half-cell, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1776x1052x35 mm, resistencia a la carga del viento 245 kg/m ² , resistencia a la carga de la nieve 551 kg/m ² , peso 10,4 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico.			
		Total, Ud	2432.000	90.684	220543.488
2.1.2 HFIG002	Ud	Estructura soporte con seguidor de eje horizontal o en azimut, área del conjunto montado 60 m ² , rango de giro +/- 120° y control de seguimiento mediante algoritmo astronómico PLC.			
		Total, Ud	32.000	65275.278	2088808.896
2.1.3 HFIG003	Ud	Caja de conexiones HISbox DC 1000V, 10 entradas de string, fusibles gPV 20A integrados, grado de protección IP 65, interruptor seccionador integrado y carcasa autoextinguible libre de halógenos.			
		Total, Ud	16.000	333.166	5330.656
2.1.4 HFIG004	Ud	Inversor fotovoltaico 220TL B320 de la marca IgeconSUN. Tensión máxima de entrada 1000 V, rendimiento máximo 98.7%, grado de protección IP20, dimensiones 1761x1031x877, con sistema de monitorización de primer fallo de aislamiento y diodo by-pass.			
		Total, Ud	3.000	7542.003	22626.009
2.1.5 HFIG005	Ud	Inversor fotovoltaico 110TL B220 de la marca Igecon-SUN. Tensión máxima de entrada 1000 V, rendimiento máximo 98.1%, %, grado de protección IP20, dimensiones 1761x1031x877, con sistema de monitorización de primer fallo de aislamiento y diodo by-pass.			
		Total, Ud	2.000	5641.359	11282.718
2.2 Cableado					
2.2.1 HFC006	m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x2,10 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.			
		Total, m	428.000	3.317	1419.676
2.2.2 HFC007	m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x2,16 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.			
		Total, m	668.380	4.514	3017.067

2.2.3	HFC008	m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x2, 25 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.	Total, m	697.560	5.427	3785.658
2.2.4	HFC009	m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x2, 35 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.	Total, m	944.640	6.199	5855.823
2.2.5	HFC010	m	Conductor de tierra formado por pletina rígida desnuda de cobre estañado, de 30x2 mm. Incluyendo conexión con enlace atornillado a las estructuras.	Total, m	91.920	3.559	327.143

Presupuesto parcial nº 3: Centro de transformación

Código	Ud	Descripción	Medición	Precio
3.1 Instalación de los componentes principales				
3.1.1 CTIC001	Ud	Transformador seco de 1000 kVA de potencia con 24 kV de tensión asignada, 20 kV de tensión del primario y 400 V de tensión del secundario, 50 Hz de frecuencia y grupo de conexión Dyn11. Incluidos los accesorios necesarios para su correcta instalación (TRAMO 4: CGBT-Trafo)		
		Total, Ud	1.000	19653.912
3.1.2 CTIC002	Ud	Celda de línea de 24 kV de tensión asignada, 630 A de corriente asignada, aislamiento integral SF6 con dos entradas y una salida, formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre y seccionadores tripolares rotativos de 3 posiciones (con enclavamiento).		
		Total, Ud	1.000	8976.211
3.1.3 CTIC003	Ud	Celda de protección de 24 kV de tensión asignada y 630 A de corriente nominal, aislamiento integral en SF6 formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre e interruptor-seccionador tripolar de 3 posiciones (con enclavamiento mecánico). Incluidos transformadores de tensión y corriente para el control del disparo.		
		Total, Ud	1.000	18768.976
3.1.4 CTIC004	Ud	Celda de protección de 24 kV de tensión asignada y 630 A de corriente nominal, formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre e interruptor-seccionador tripolar de 3 posiciones (con enclavamiento mecánico) y transformadores de medida (3 TI y 3 TT).		
		Total, Ud	1.000	7272.702
3.1.5 CTIC005	Ud	Cuadro de baja tensión modelo CBTA Circuit Breaker de la marca Pronutec con cuatro entradas de acometida de sección 240 mm, 440 V de tensión asignada, 2000A de intensidad nominal y 8 salidas con portafusible vertical tripolar. Incluidas las protecciones necesarias.		
		Total, Ud	1.000	1493.311
3.1.6 CTIC006	Ud	Caseta PFU-3 de la marca Ormazábal dimensiones 3.3x2.3x3 superficie de ocupación 7.8 m ² , altura vista 2.585 m y 10500 kg de peso.		
		Total, Ud	1.000	7117.819
3.1.7 CTIC007	Ud	Caseta PFU-4 de la marca Ormazábal dimensiones 4.5x2.3x3, superficie de ocupación 10.7 m ² , altura vista 2.585 m y 12000 kg de peso.		
		Total, Ud	1.000	7895.154
3.2 Cableado				
3.2.1 CTC008	m	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x50 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos.		
		Total, m	10.000	63.190
3.2.2 CTC009	m	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x120 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos.		

		Total, m	15.000	13.111	196.665
3.2.3	CTC010	m	<p>Cable eléctrico unipolar, Al Eprotenax H Compact "PRYSMIAN", normalizado por Iberdrola, proceso de fabricación del aislamiento mediante triple extrusión en línea catenaria, con reticulación del aislamiento mejorada y capa semiconductor externa extraíble en frío, tipo AL HEPRZ1 12/20 kV, tensión nominal 12/20 kV, reacción al fuego clase Fca, con conductor formado por cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, rígido (clase 2), de 1x50/16 mm² de sección, capa interna extrusionada de material semiconductor, aislamiento de etileno propileno reticulado de alto módulo de formulación Prysmian (HEPR), capa externa extrusionada de material semiconductor, separable en frío, pantalla de hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira, de 16 mm² de sección, separador de cinta de poliéster, cubierta de poliolefina termoplástica de altas prestaciones, de tipo Vemex, de color rojo, y con las siguientes características: reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos y nula emisión de gases corrosivos.</p>		
		Total, m	28.000	10.149	284.172
3.2.4	CTC011	Ud	<p>Toma de tierra compuesta por electrodo rectangular con picas de acero cobreado en los extremos de 4 m de longitud, hincadas en el terreno, conectadas a puente para comprobación. Incluso grapa abarcón para la conexión del electrodo con la línea de enlace y aditivos para disminuir la resistividad del terreno. Incluye: Replanteo. Hincado de la picas. Conexión del electrodo con la línea de enlace. Conexión a la red de tierra. Montaje, conexionado y comprobación de su correcto funcionamiento. Realización de pruebas de servicio.</p>		
		Total, Ud	1.000	746.336	746.336

Presupuesto parcial nº 4: Línea aérea

Código	Ud	Descripción	Medición	Precio
4.1 Instalación de los apoyos				
4.1.1 LAIA001	Ud	Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado. Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.		
		Total, Ud	1.000	1449.745
4.1.2 LAIA002	Ud	Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado. Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.		
		Total, Ud	1.000	1052.431
4.1.3 LAIA003	Ud	Apoyo metálico de celosía, de 14 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado. Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.		
		Total, Ud	2.000	1290.600
4.1.4 LAIA004	Ud	Apoyo metálico de celosía, de 10 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado. Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.		
		Total, Ud	2.000	1376.824

4.1.1.5	LAIA005	Ud	Apoyo metálico de celosía, de 10 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado. Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.	Total, Ud	11.000	1069.593	11765.523
4.1.1.6	LAIA006	Ud	Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 3000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado. Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.	Total, Ud	1.000	1797.197	1797.197
4.1.1.7	LAIA007	Ud	Apoyo metálico de celosía, de 16 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, empotrado en dado de hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central, vertido desde camión, en suelo cohesivo. Incluso excavación para cimentación con medios mecánicos, transporte y descarga. Totalmente montado. Incluye: Replanteo. Transporte y descarga. Excavación de la cimentación. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Izado del apoyo. Colocación y aplomado. Vertido y compactación del hormigón. Eliminación de restos, limpieza final y retirada de escombros. Carga de escombros sobre camión o contenedor. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.	Total, Ud	1.000	1410.220	1410.220
4.1.1.8	LAIA008	Ud	Cadena de aisladores de tres elementos normalizados U40BS, instalada con el resto de accesorios.	Total, Ud	84.000	127.317	10694.628
4.2 Cimentación de los apoyos							
4.2.1	LAC009	m ³	Zapata de cimentación de hormigón en masa, realizada con hormigón HM-20/B/20/I fabricado en central y vertido desde camión. Incluye: Replanteo y trazado de las zapatas y de los pilares u otros elementos estructurales que apoyen en las mismas. Vertido y compactación del hormigón. Coronación y enrase de cimientos. Curado del hormigón. Criterio de medición de proyecto: Volumen teórico, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el volumen teórico ejecutado según especificaciones de Proyecto, sin incluir los incrementos por excesos de excavación no autorizados. Criterio de valoración económica: El precio no incluye el encofrado.	Total, m ³	53.350	97.217	5186.527
4.3 Cableado							
4.3.1	LAC010	m	Conductor de aluminio reforzado con acero 47 AL1/8ST1A (LA56) trifásico, sección 54.6 mm ² , peso propio de 189.1 kg/mm ² , carga de rotura 1640 daN y módulo de elasticidad 7900 daN/mm ² .	Total, m	7256.000	3.118	22624.208

4.3.2	LAC011	Ud Puesta a tierra en apoyos no frecuentados mediante una pica vertical de acero cobreado de 1.5 m y 14 mm de diámetro conectada a estructura mediante línea de enlace atornillado.	Total, Ud	18.000	27.318	491.724
4.3.3	LAC012	Ud Puesta a tierra en apoyos frecuentados mediante distribución de conductor de cobre de 50 mm ² enterrada a 0.5 m de profundidad, disponiendo en sus vértices 4 picas de 1.5 m de longitud. Incluye conexión al mallazo equipotencial embebido en acera de hormigón perimetral, contituido por rendondos de 4 mm de diámetro formando una retícula de 30 x 30 mm.	Total, Ud	2.000	242.807	485.614
4.3.4	LAC013	Ud Entronque para paso de red aérea a red subterránea en media tensión (20 kV), formado por: 3 juegos de cortacircuitos fusible-seccionador de expulsión de intemperie para 17,5-24 kV., 3 autoválvulas (pararrayos) de óxidos metálicos para 24 kV para protección de sobretensiones de origen atmosférico, 3 terminales exteriores de intemperie para cable de 240 mm ² 18/30 kV., 3 cadenas de amarre para cable LA-56, tubo de acero galvanizado para protección mecánica de los cables, provisto de capuchón de protección en su parte superior; puesta a tierra de los pararrayos y de las pantallas de los cables. Totalmente instalado y conexionado.	Total, Ud	1.000	1718.080	1718.080

Presupuesto de ejecución material

1. Actuaciones previas.	64705.810
2. Huerto Fotovoltaico.	2362997.134
3. Centro de Transformación.	72468.448
4. Línea Aérea.	64010.745
Total:	2564182.137

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de DOS MILLONES QUINIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL CIENTO OCHENTA Y DOS EUROS CON CATORCE CÉNTIMOS.

Presupuesto de ejecución por contrata

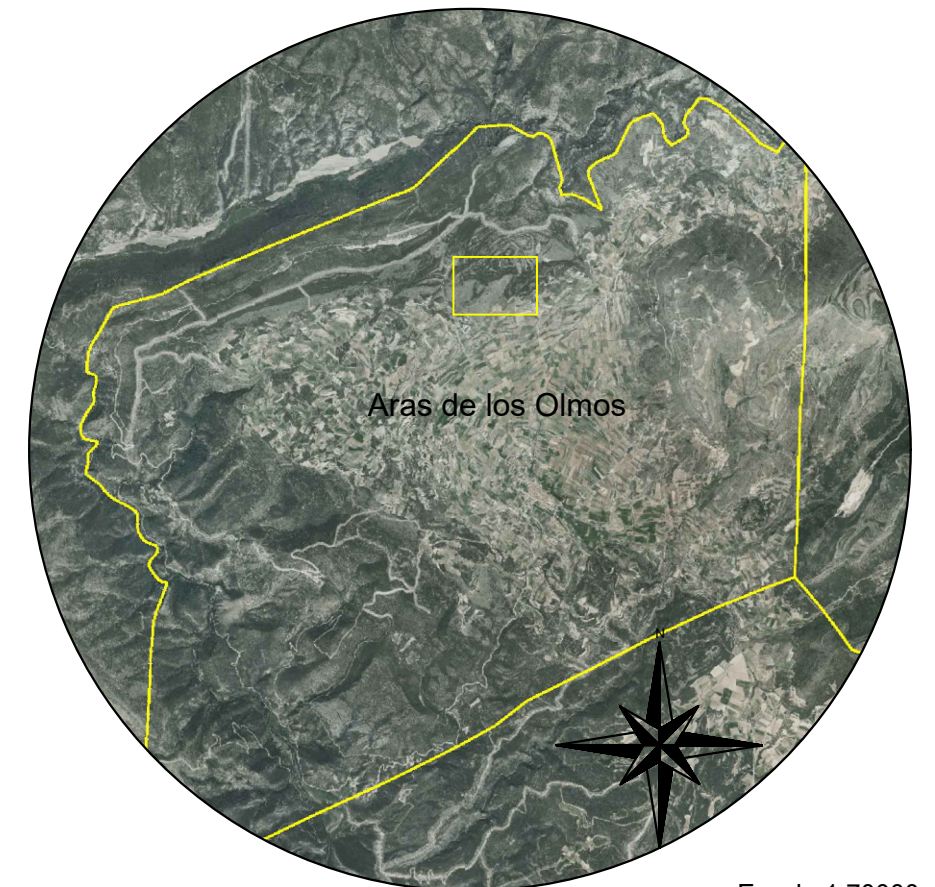
1. Presupuesto de ejecución material	2564182.137
2. Gastos generales (13%)	333343.6778
3. Beneficio industrial (6%)	153850.928
Total:	3051376.743
4. IVA (21%)	640789.166
Total:	3692165.859

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de TRES MILLONES SEICIENTOS NOVENTA Y DOS MIL CIENTO SESENTA Y CINCO EUROS CON OCHENTA Y SEIS CÉNTIMOS.

Documento III. Planos



Escala 1:200000



Escala 1:70000

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



Proyecto: PROYECTO DE HUERTO SOLAR DE 750 kWn E INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA LA INTEGRACIÓN EN LA RED DE 20 KV DE ARAS DE LOS OLMOS

Plano: Emplazamiento del huerto fotovoltaico

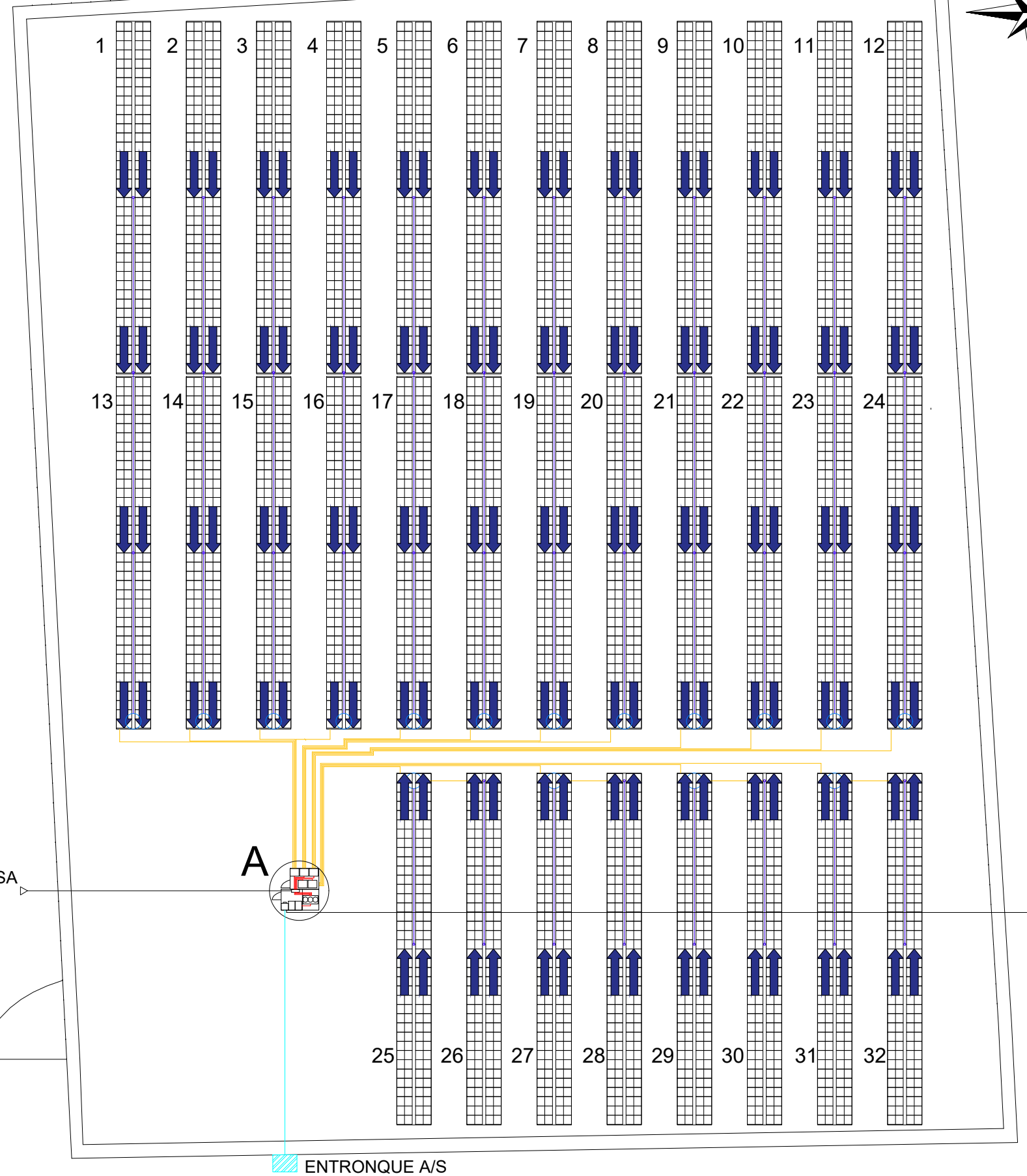
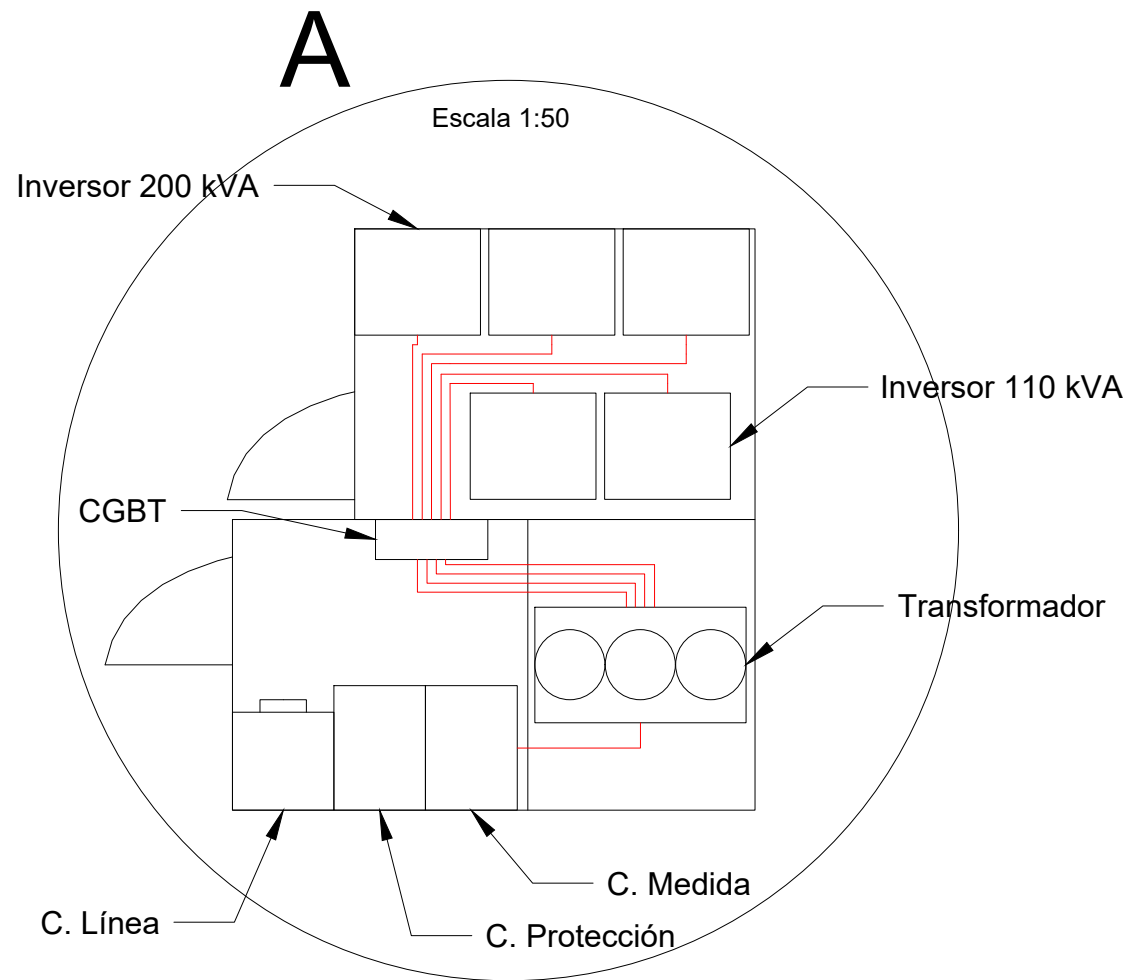
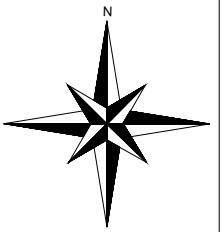
Autor: Francisco Javier Gomis Torregrosa

Fecha: Mayo 2021

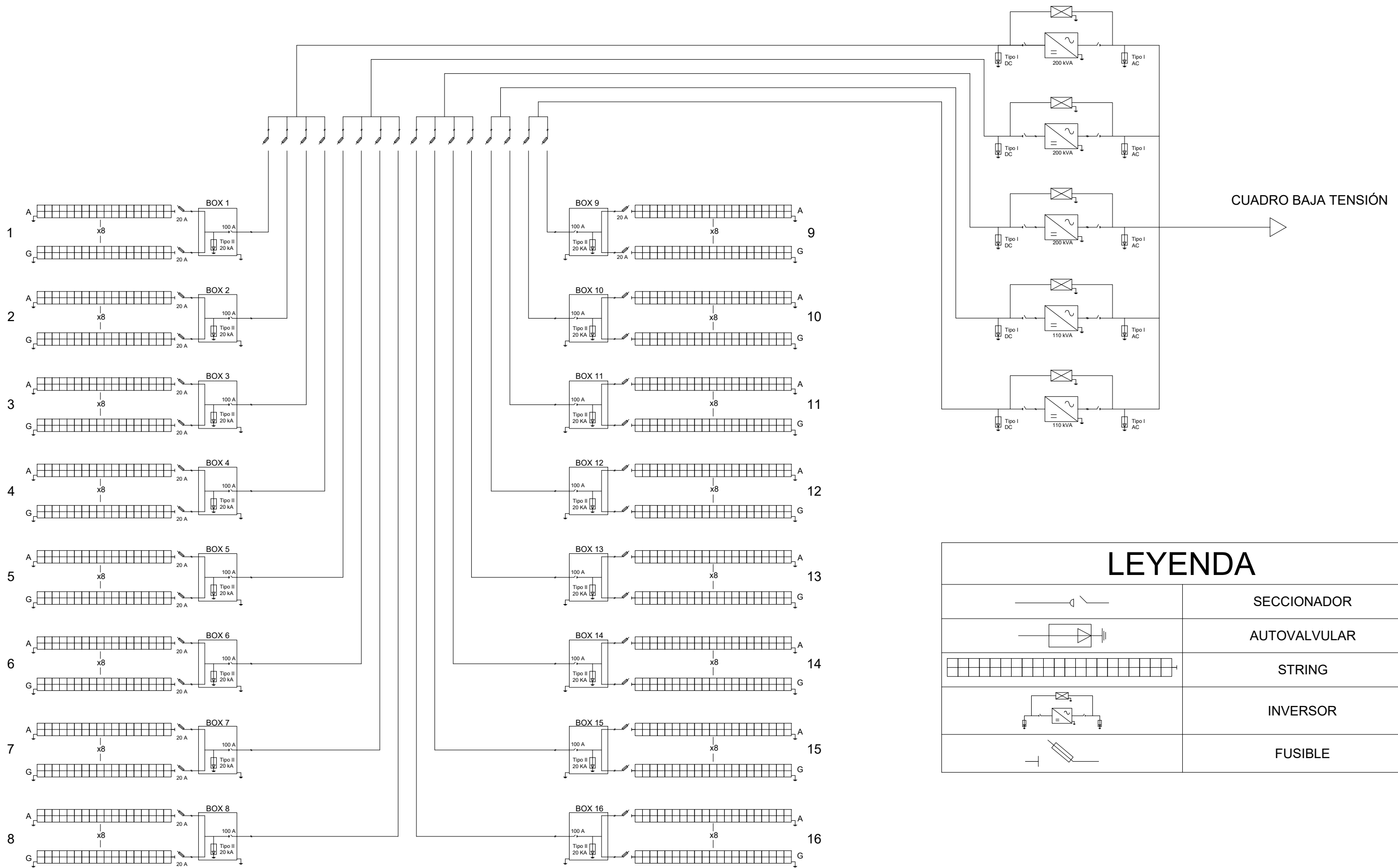
Escala: 1:8000

Nº Plano:

1

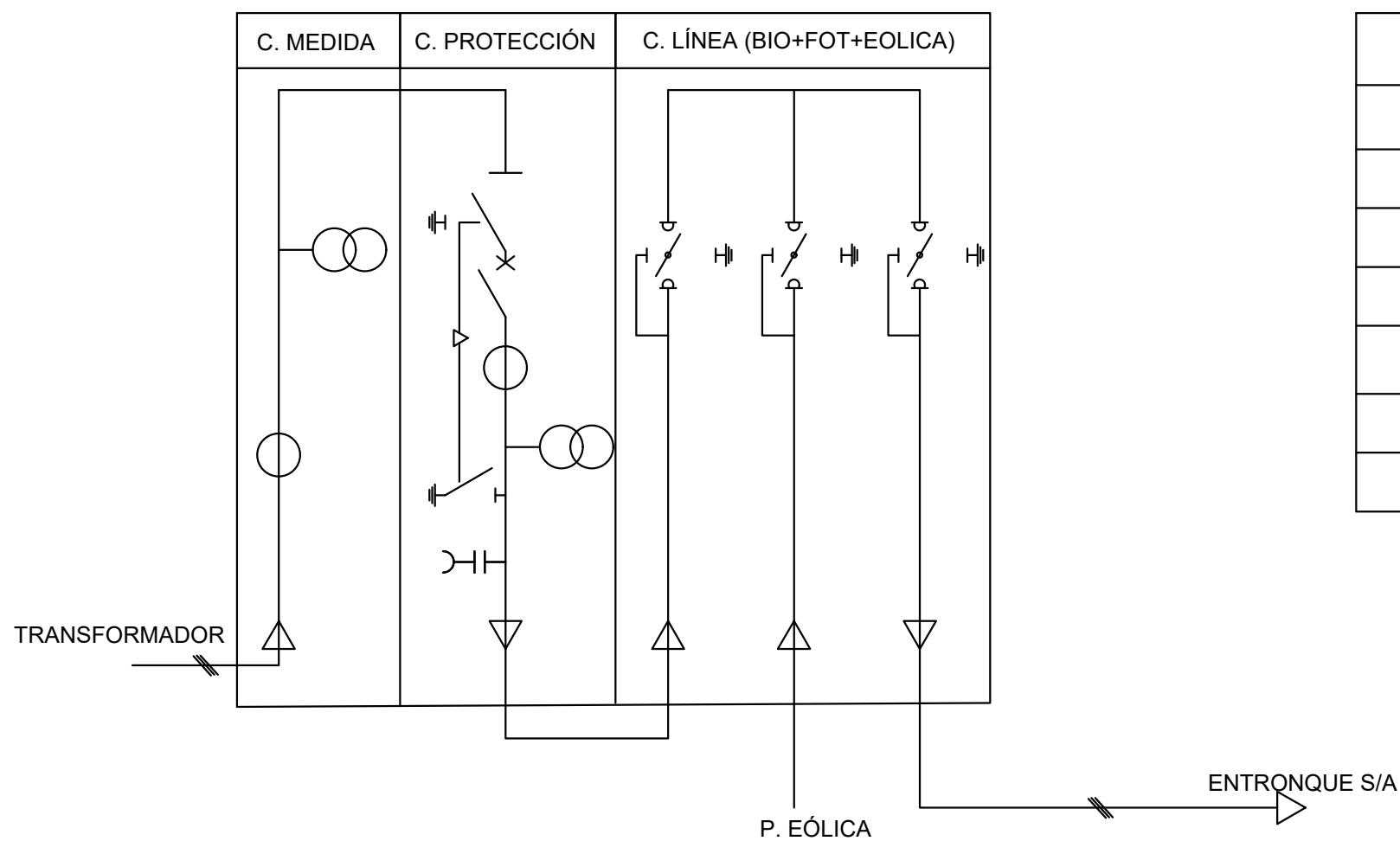
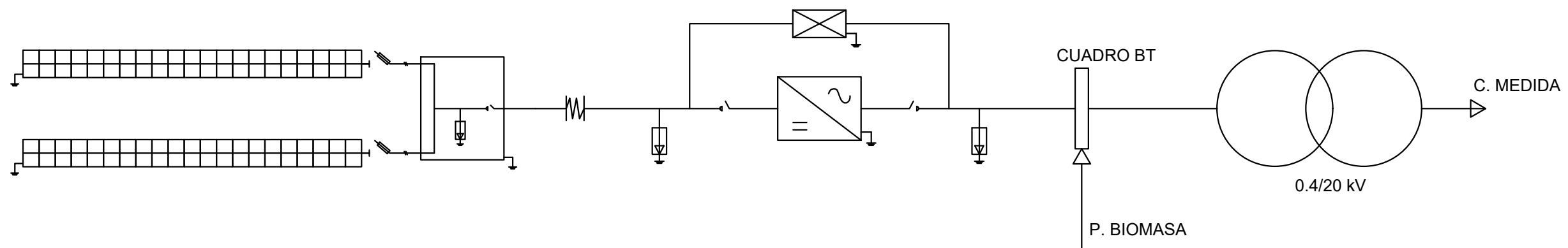


LEYENDA	
	Tendido de cable sobre bandeja perforada 1000 V DC
	Tendido de cable subterráneo por zanja 1000 V DC
	Tendido de cable AC en el interior del centro de transformación
	Tendido de cable subterráneo por zanja 20 kV AC
	Caja concentradora de tensiones 1000 V DC



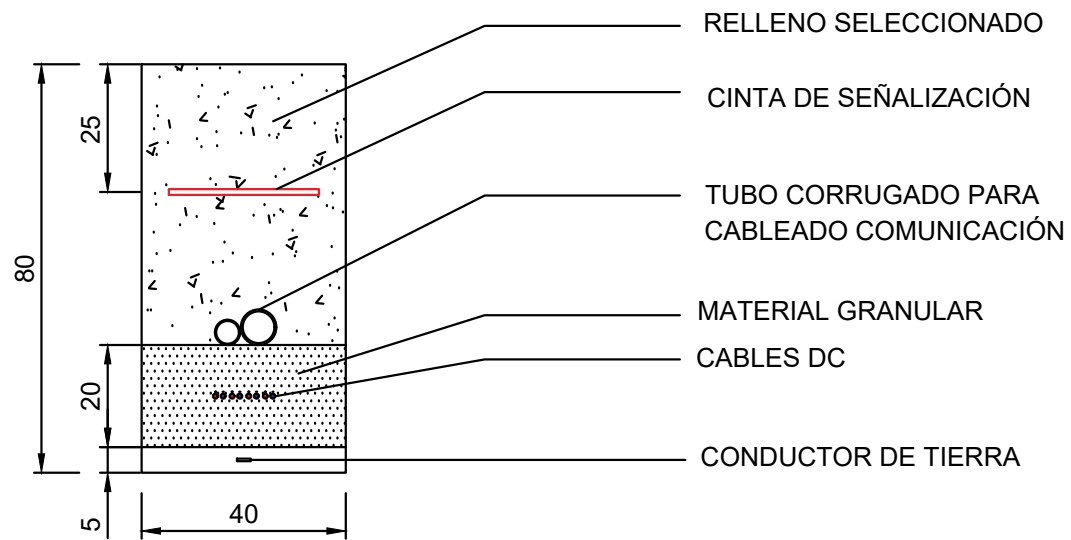
LEYENDA

	SECCIONADOR
	AUTOVALVULAR
	STRING
	INVERSOR
	FUSIBLE



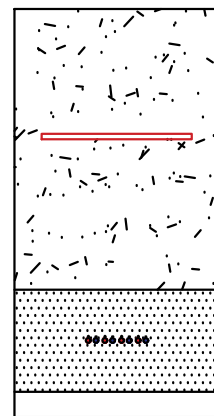
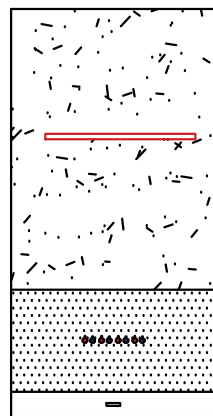
LEYENDA	
	DISPOSITIVO FRENTE A SOBRETENSIONES
	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN
	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD
	SECCIONADOR TRIPOLAR
	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CON ENCLAVAMIENTO
	SECCIONADOR
	AUTOVALVULAR

LEYENDA



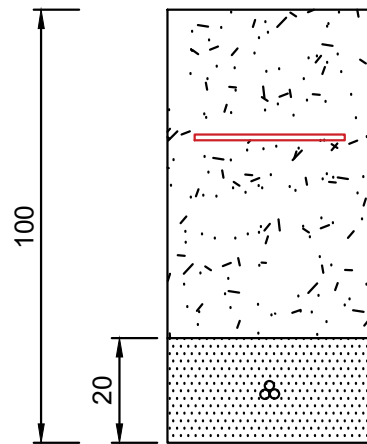
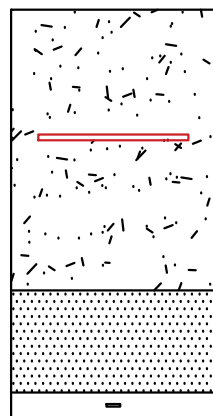
ZANJA A

ZANJA B

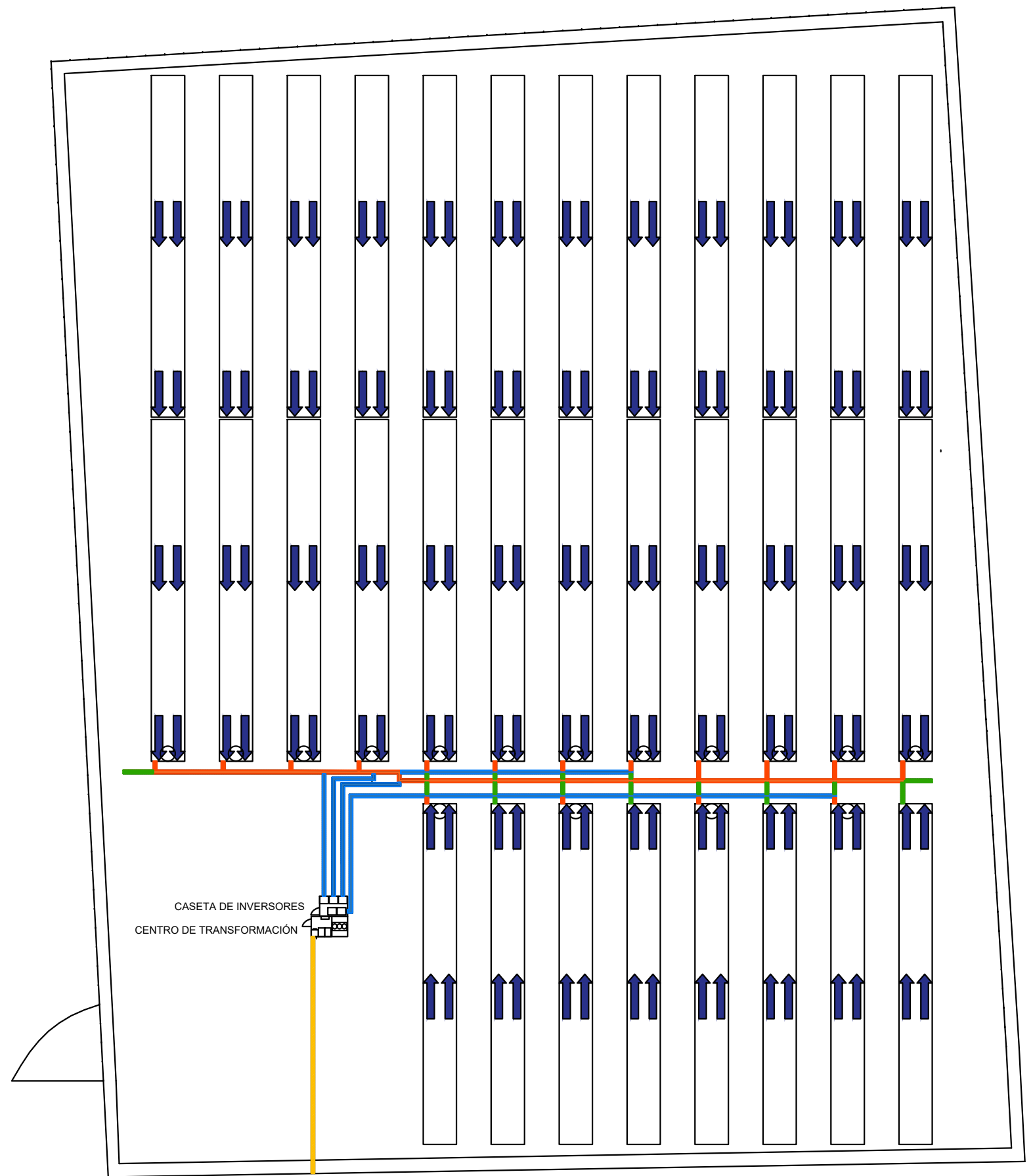


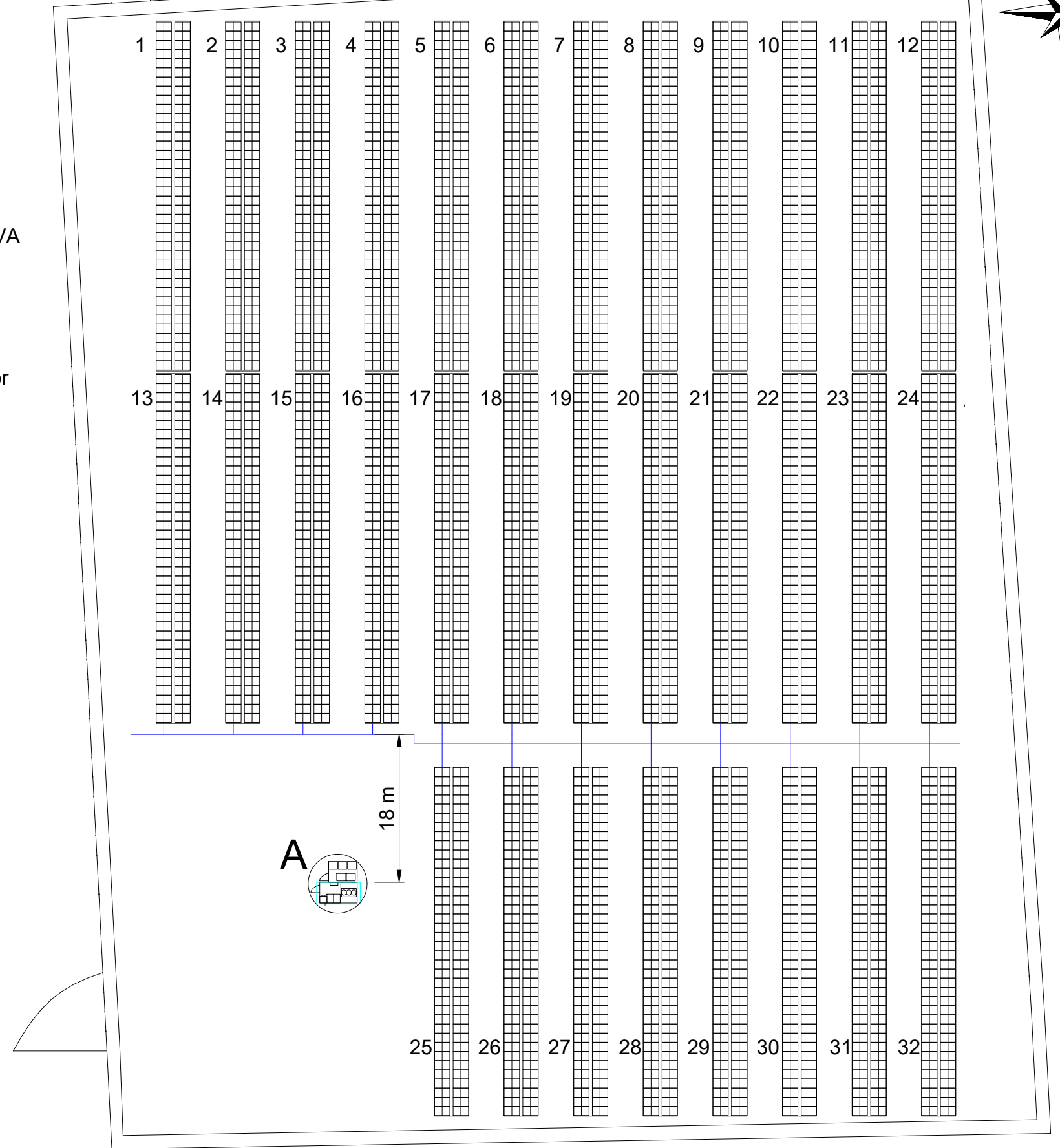
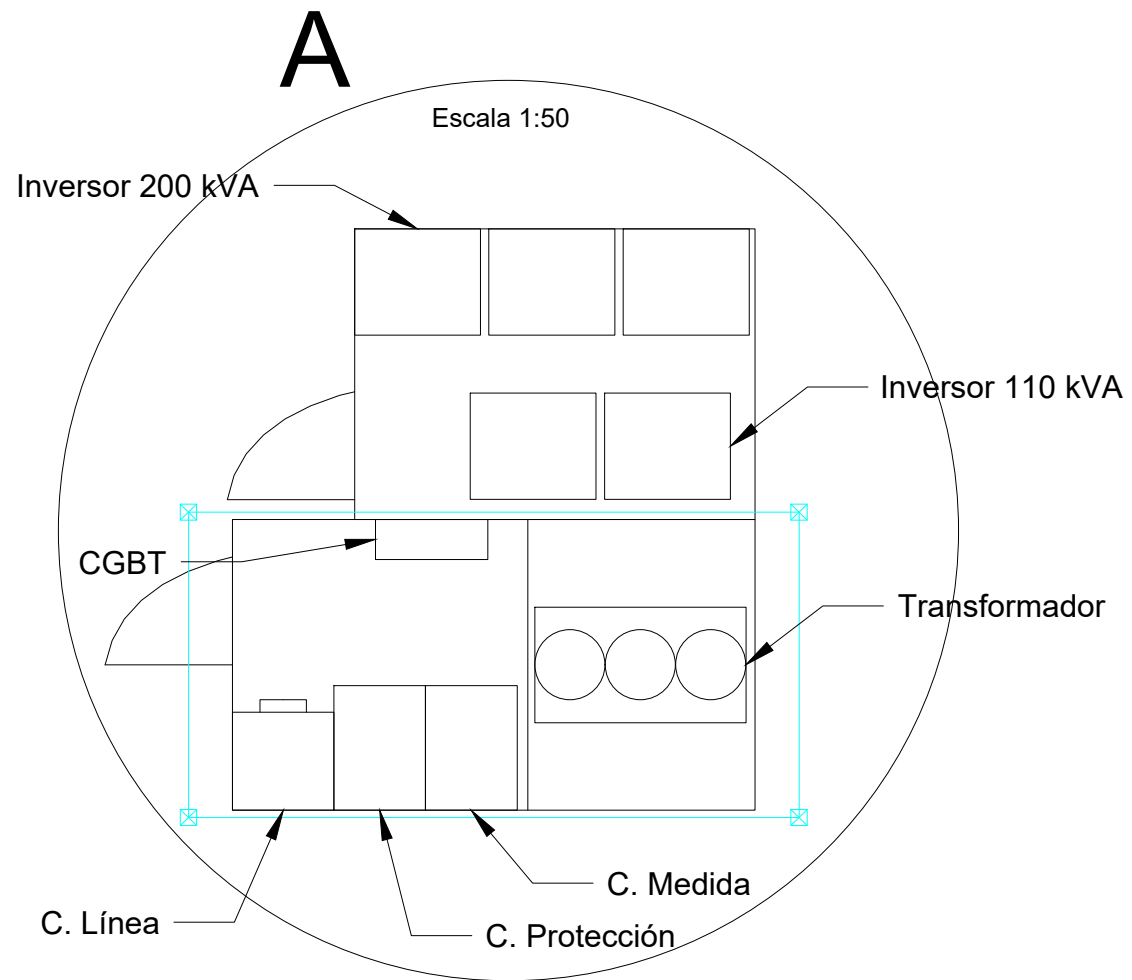
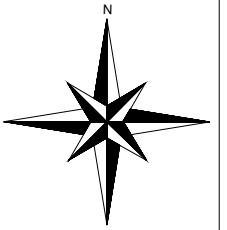
ZANJA C




ZANJA MT

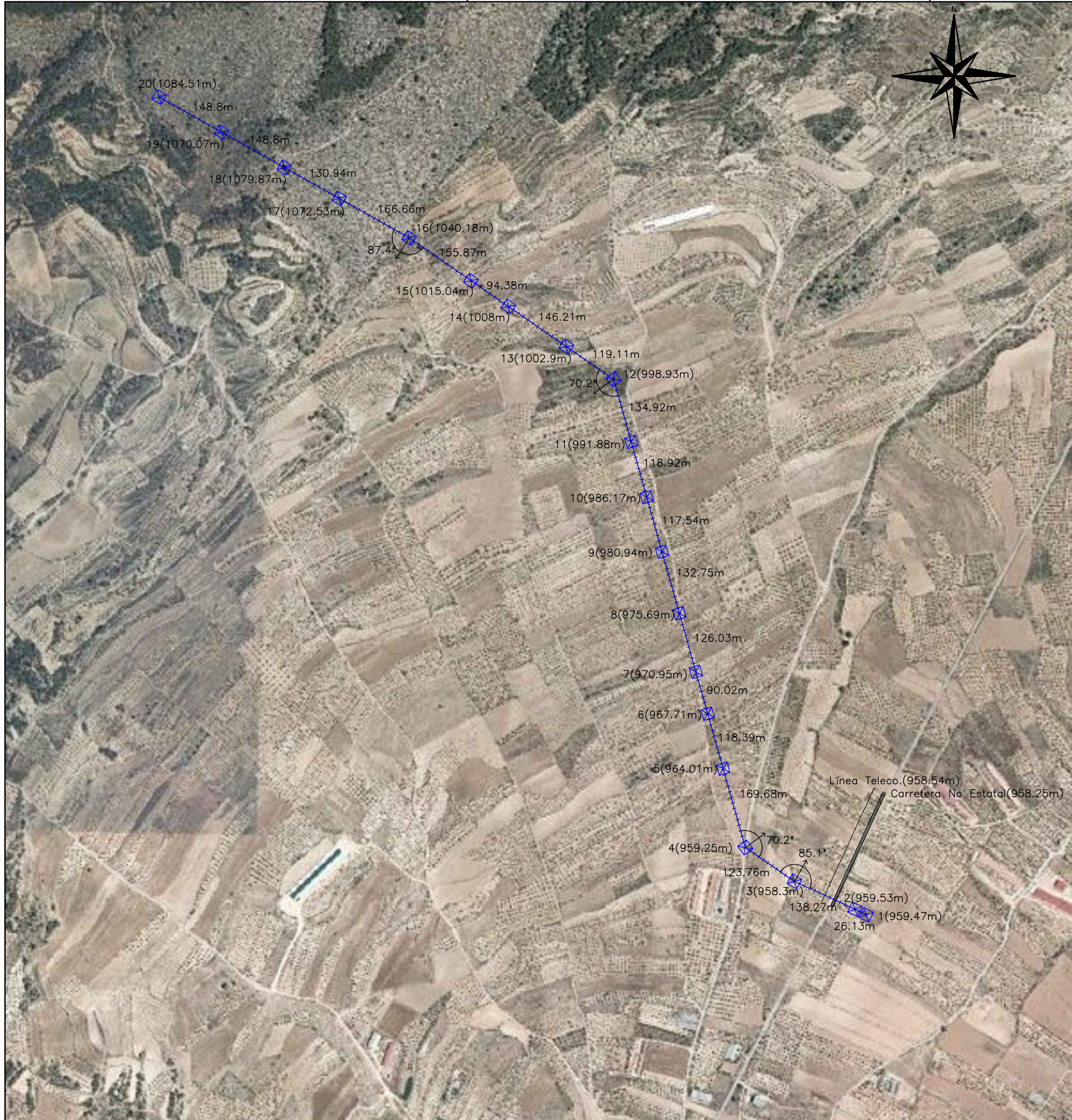


Escala 1:10
 Cotas en cm

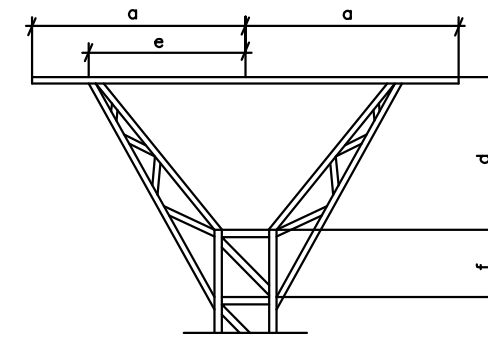




LEYENDA	
	P.a.t centro de transformación. Electrodo rectangular dimensiones 5 x 2.5 m
	P.a.t centro de transformación. Pica de acero cobrizado de 4 m de longitud y 14 mm de diámetro
	P.a.t masas de baja tensión. Conductor horizontal enterrado a 80 cm de profundidad



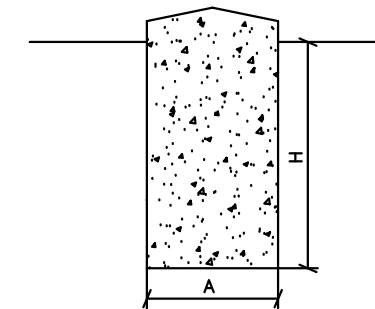
Crucetas



Montaje Bóveda Plana

APOYOS	a(m)	d(m)	e(m)	f(m)
1	1.5	1.5	1.1	0.6
2	1.5	1.5	1.1	0.6
3	1.5	1.5	1.1	0.6
4	2	1.5	1.1	0.6
5	2	1.5	1.1	0.6
6	2	1.5	1.1	0.6
7	2	1.5	1.1	0.6
8	2	1.5	1.1	0.6
9	2	1.5	1.1	0.6
10	2	1.5	1.1	0.6
11	2	1.5	1.1	0.6
12	1.5	1.5	1.1	0.6
13	2	1.5	1.1	0.6
14	2	1.5	1.1	0.6
15	2	1.5	1.1	0.6
16	2	1.5	1.1	0.6
17	2	1.5	1.1	0.6
18	2	1.5	1.1	0.6
19	2	1.5	1.1	0.6
20	2	1.5	1.1	0.6

Cimentaciones



Monobloque

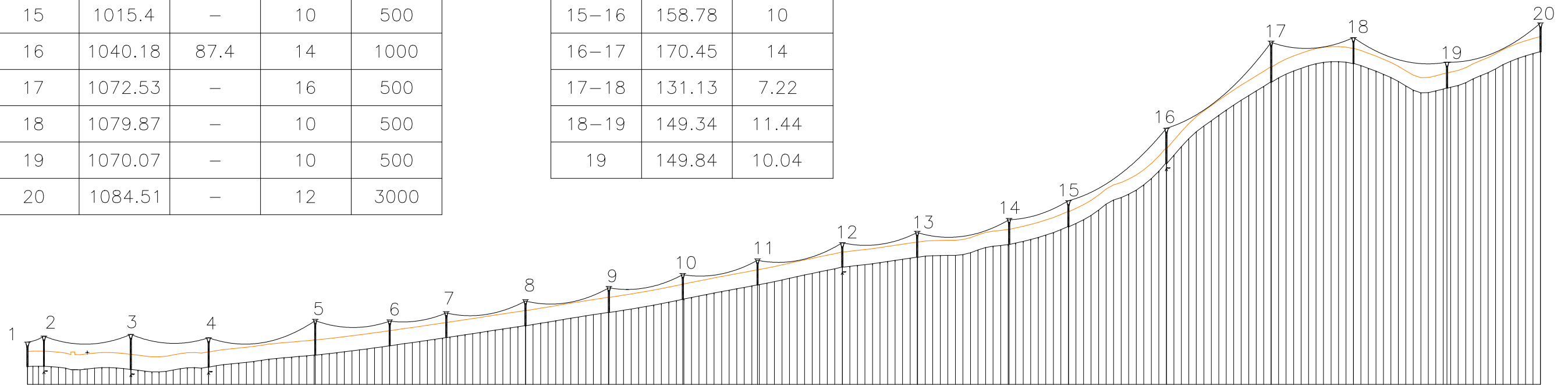
APOYOS	A(m)	H(m)
1	1.07	2.05
2	1.26	1.75
3	1.36	1.8
4	1.2	2.1
5	1.28	1.55
6	1.1	1.45
7	1.1	1.45
8	1.1	1.45
9	1.1	1.45
10	1.1	1.45
11	1.1	1.45
12	1.07	2.05
13	1.1	1.45
14	1.1	1.45
15	1.1	1.45
16	1.33	1.8
17	1.44	1.55
18	1.1	1.45
19	1.1	1.45
20	1.23	2.3

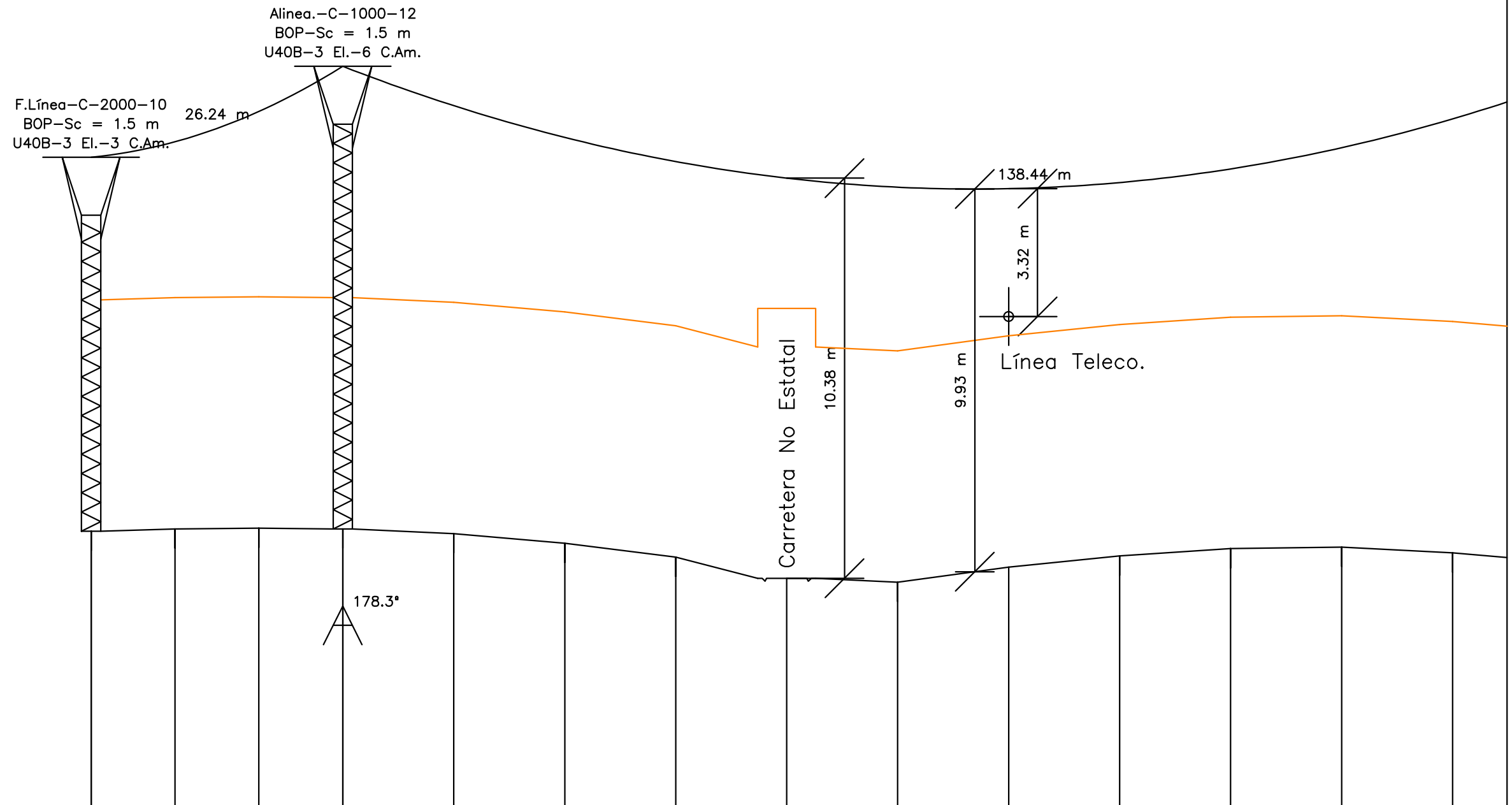
LEYENDA

- ⊙ Entronque en vano flojo
- ⊠ Apoyo de perfiles metálicos
- Apoyo de hormigón vibrado
- ◻ Apoyo de hormigón vibrado hueco
- Apoyo de chapa metálica rectangular
- Apoyo de chapa metálica circular
- ▣ Fijación rígida

APOYOS	Cota(m)	Ángulo(°)	Altura(m)	Esf(daN)
1	959.47	–	10	2000
2	959.53	–	12	1000
3	958.13	85.1	14	1000
4	959.25	70.2	12	2000
5	964.01	–	14	500
6	967.71	–	10	500
7	970.95	–	10	500
8	975.69	–	10	500
9	980.94	–	10	500
10	986.17	–	10	500
11	991.88	–	10	500
12	998.93	70.2	10	2000
13	1002.9	–	10	500
14	1008	–	10	500
15	1015.4	–	10	500
16	1040.18	87.4	14	1000
17	1072.53	–	16	500
18	1079.87	–	10	500
19	1070.07	–	10	500
20	1084.51	–	12	3000

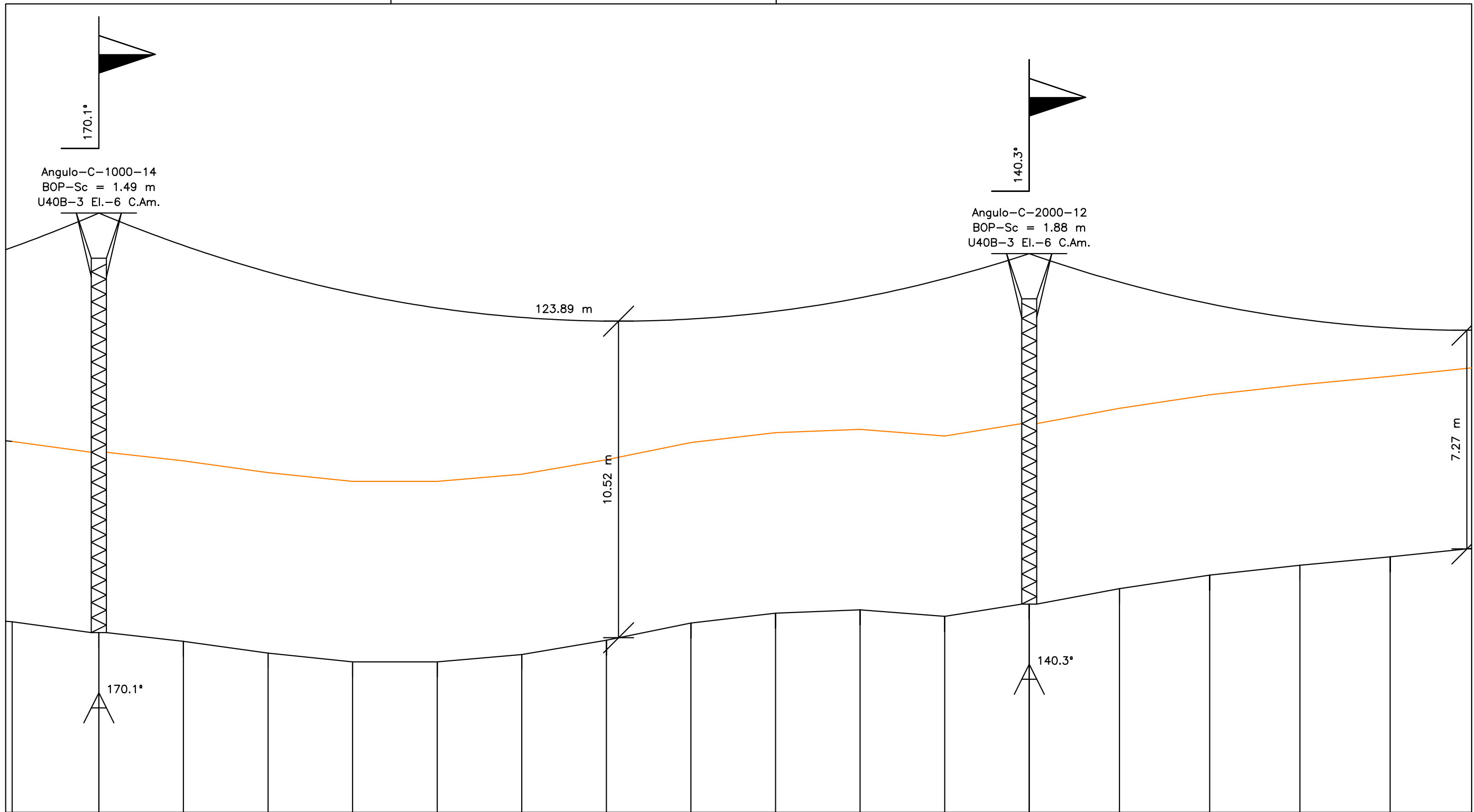
VANOS	Long(m)	Flecha(m)
1–2	26.24	10
2–3	138.44	9.93
3–4	123.89	10.52
4–5	170.13	7.27
5–6	118.5	9.23
6–7	90.13	8.71
7–8	126.25	7.29
8–9	133	6.97
9–10	117.76	8.04
10–11	119.16	7.8
11–12	135.25	7.3
12–13	119.29	7.64
13–14	146.5	7.21
14–15	94.73	10
15–16	158.78	10
16–17	170.45	14
17–18	131.13	7.22
18–19	149.34	11.44
19	149.84	10.04



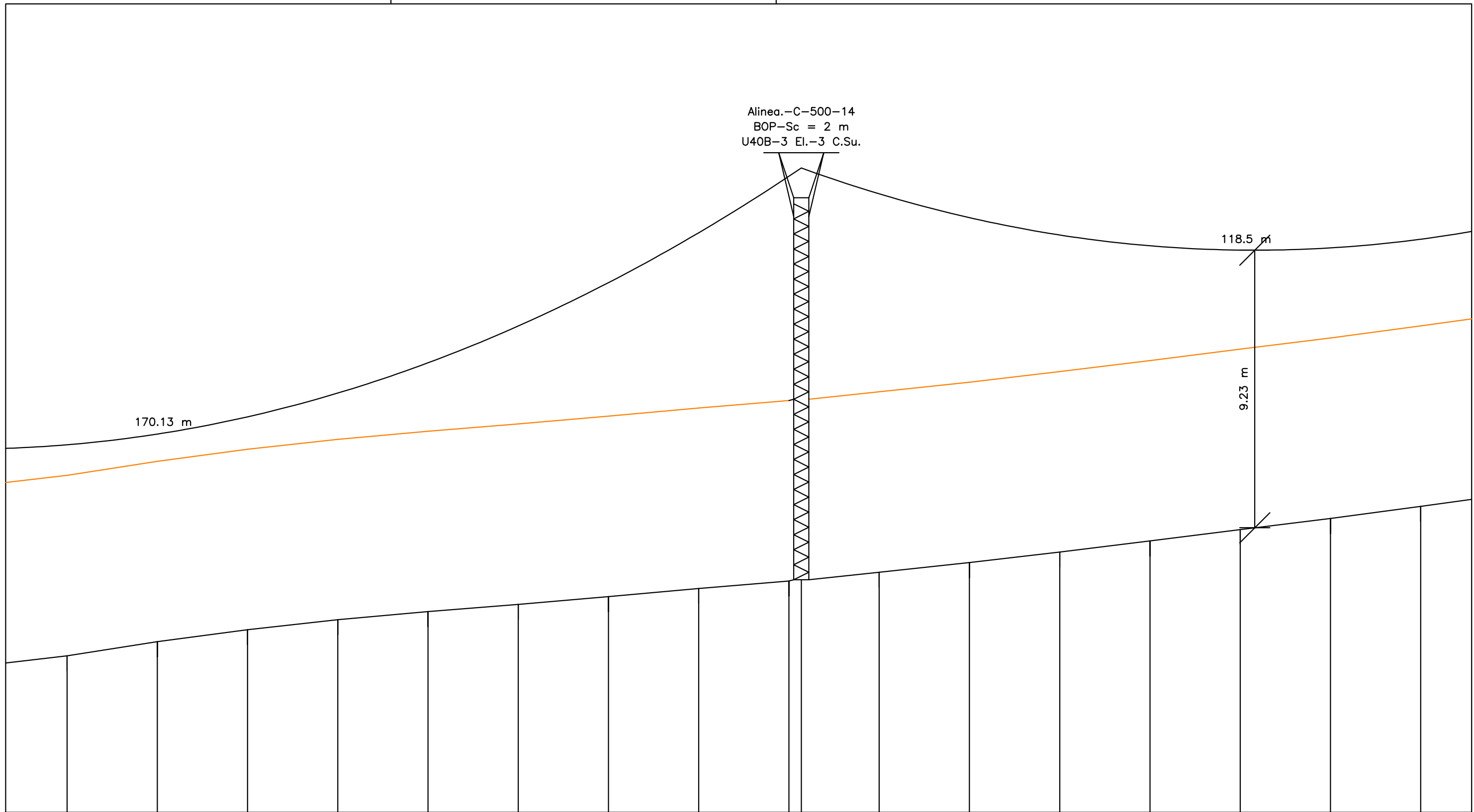


PLANO COMPARACION = 952.33 m

APOYO	1	2
COTAS DEL TERRENO (m)	959.47	959.53
DESNIVEL (m)	0.06	-1.23
DISTANCIAS PARCIALES (m)		26.13
DISTANCIAS AL ORIGEN (m)	0	26.13
LONGITUD VANO (m)	26.13	138.27
ZONA	B	B

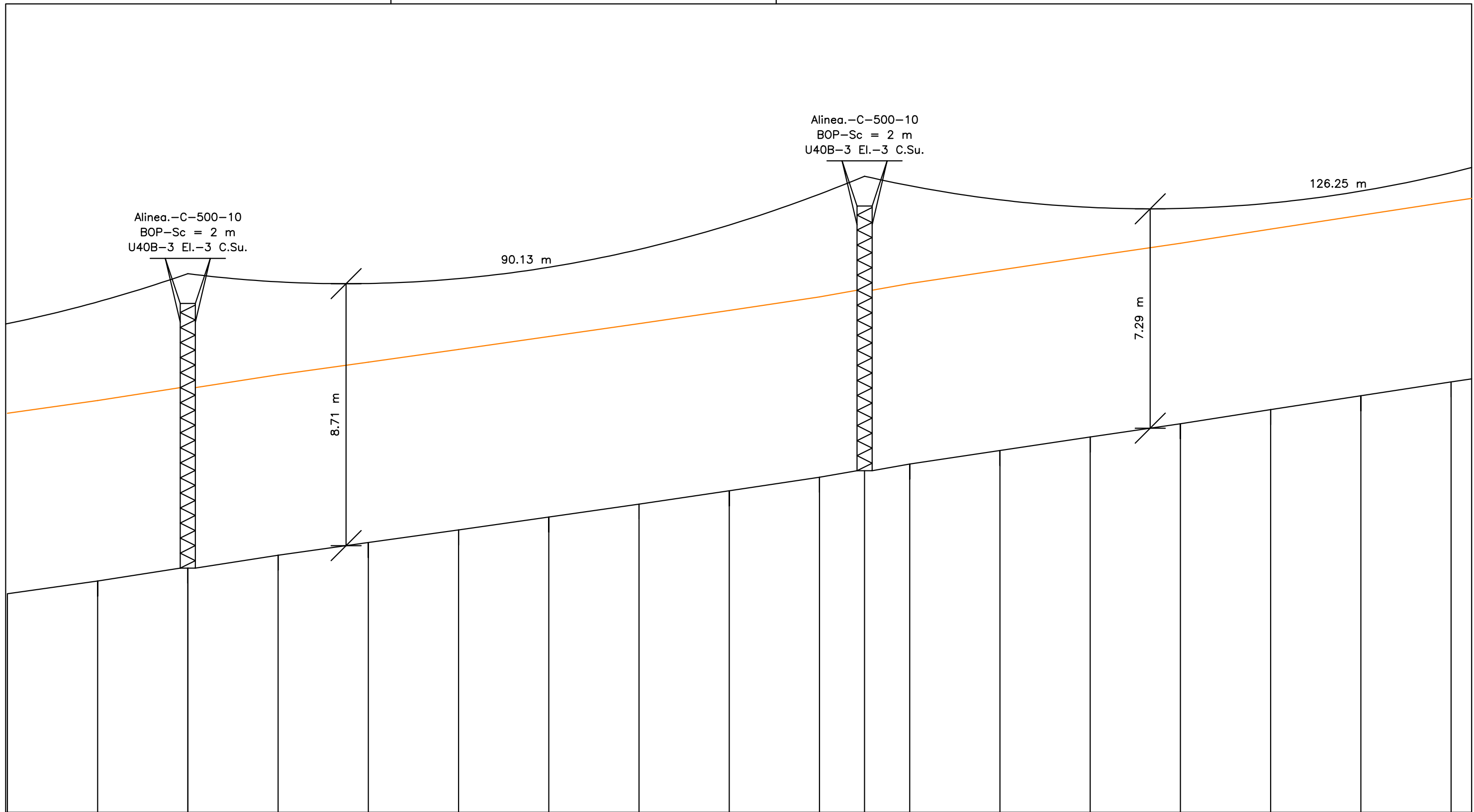


3	4
958.3	959.25
0.95	
138.27	123.76
164.39	288.15
123.76	
B	

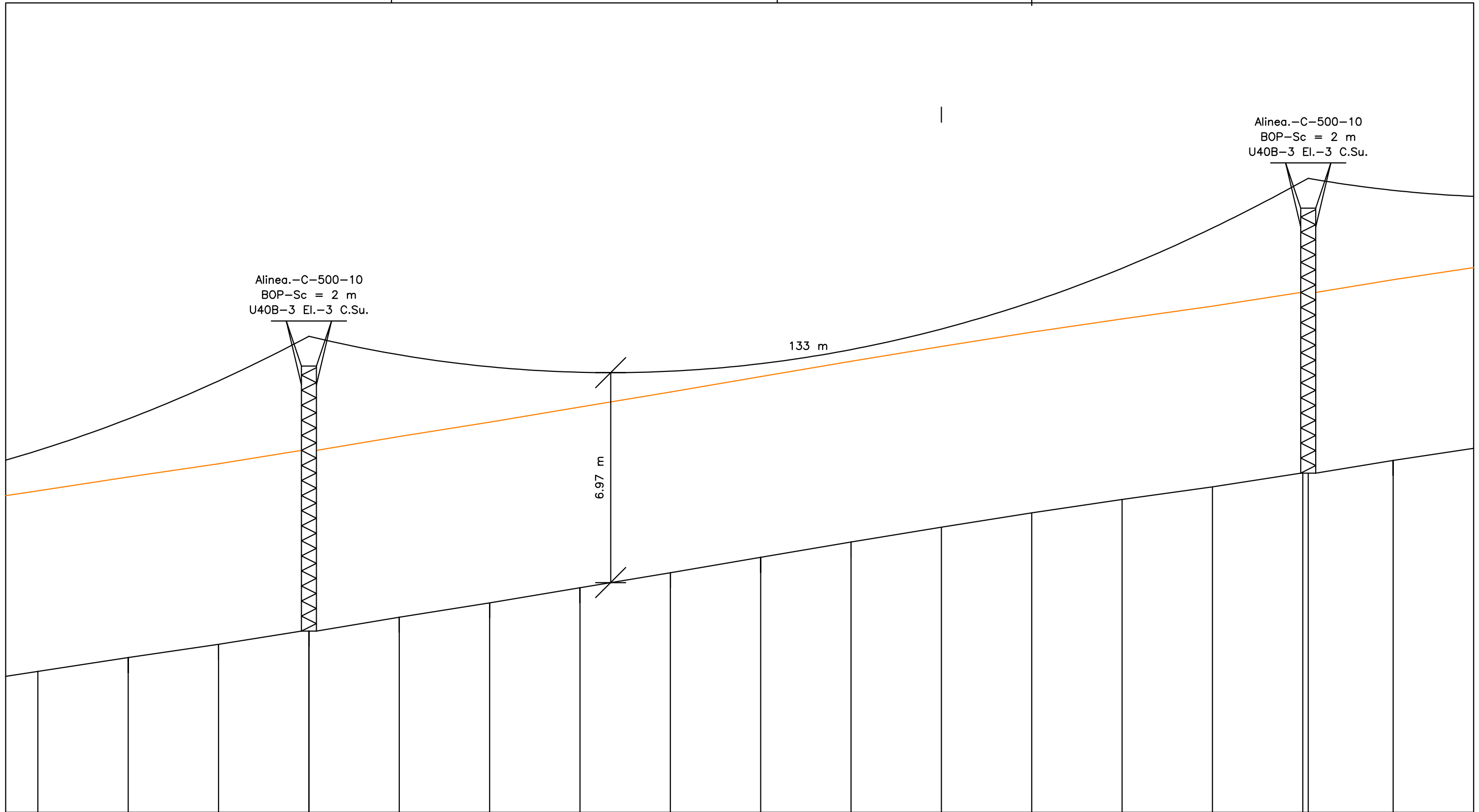


5	
964.01	
4.76	3.7
169.68	
457.83	
169.68	118.39
B	B

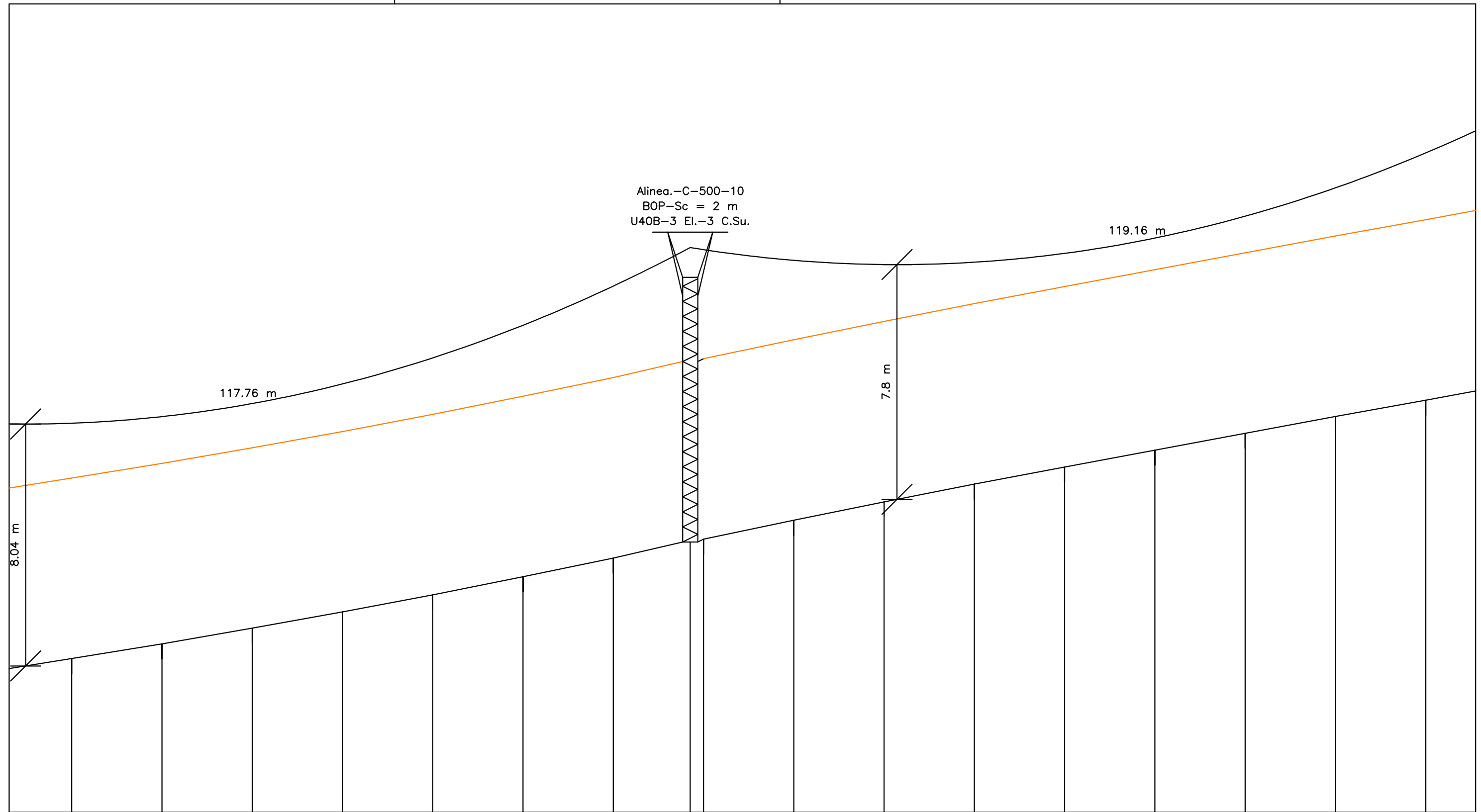
	Proyecto: PROYECTO DE HUERTO SOLAR DE 750 kWh E INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA LA INTEGRACIÓN EN LA RED DE 20 KV DE ARAS DE LOS OLMOS	Plano: Perfil del trazo de la línea aérea	Fecha: Mayo 2021	<h1>8.3</h1>
		Autor: Francisco Javier Gomis Torregrosa	Escala: 1:250	



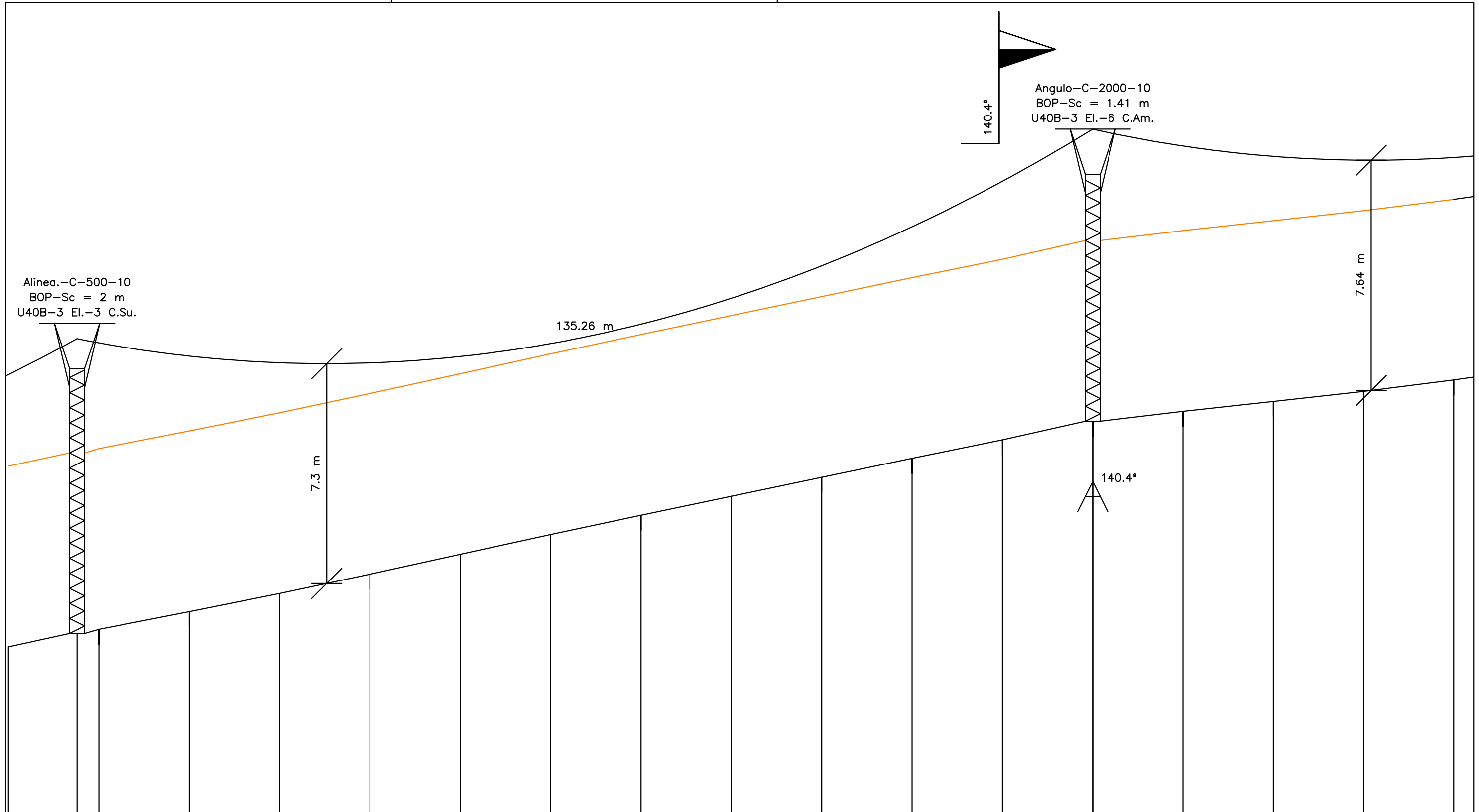
6		7	
967.71		970.95	
	3.24		4.74
118.39		90.02	
576.22		666.25	
	90.02		126.03
	B		B



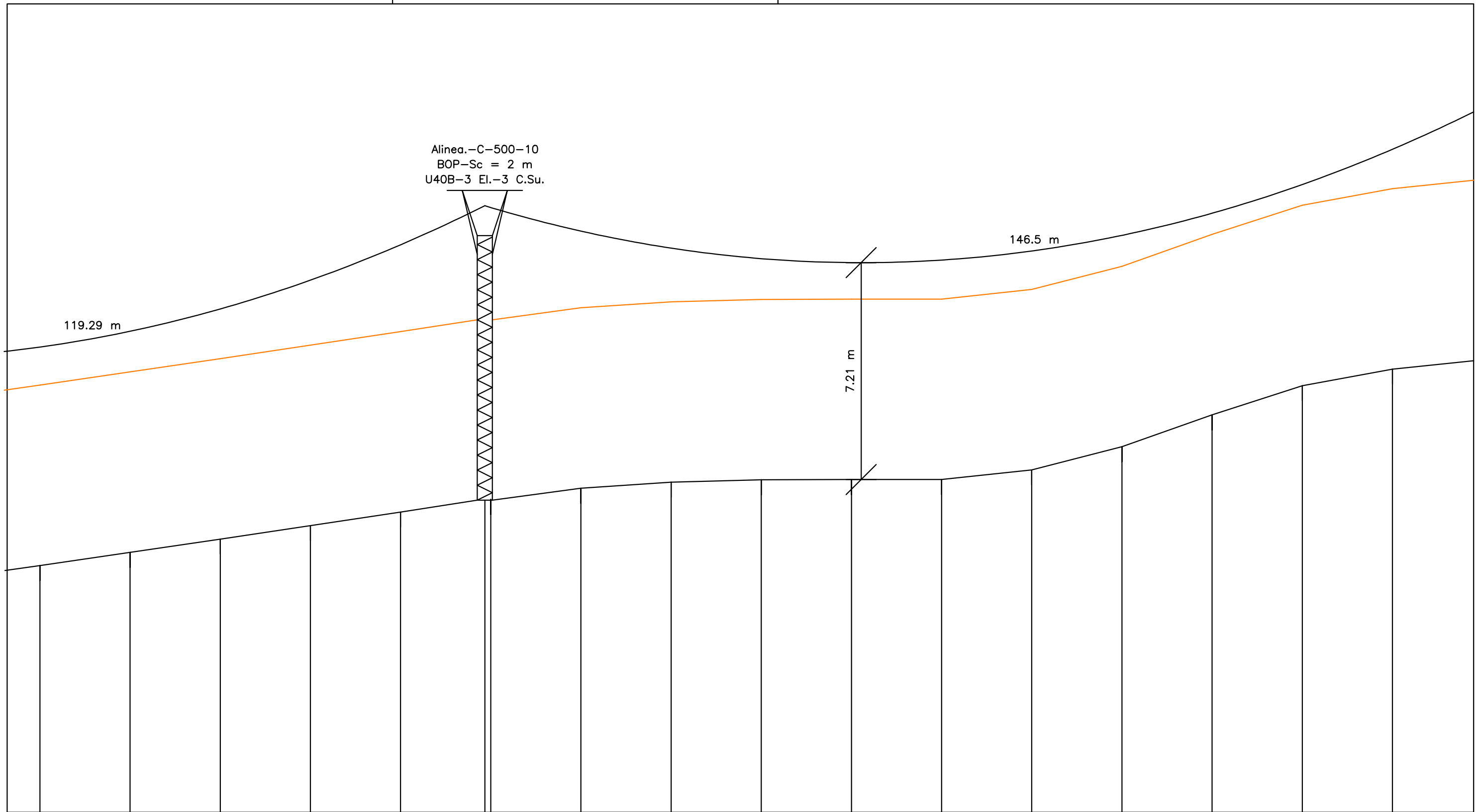
8	9
975.69	980.94
5.25	
126.03	132.75
792.28	925.03
132.75	
B	



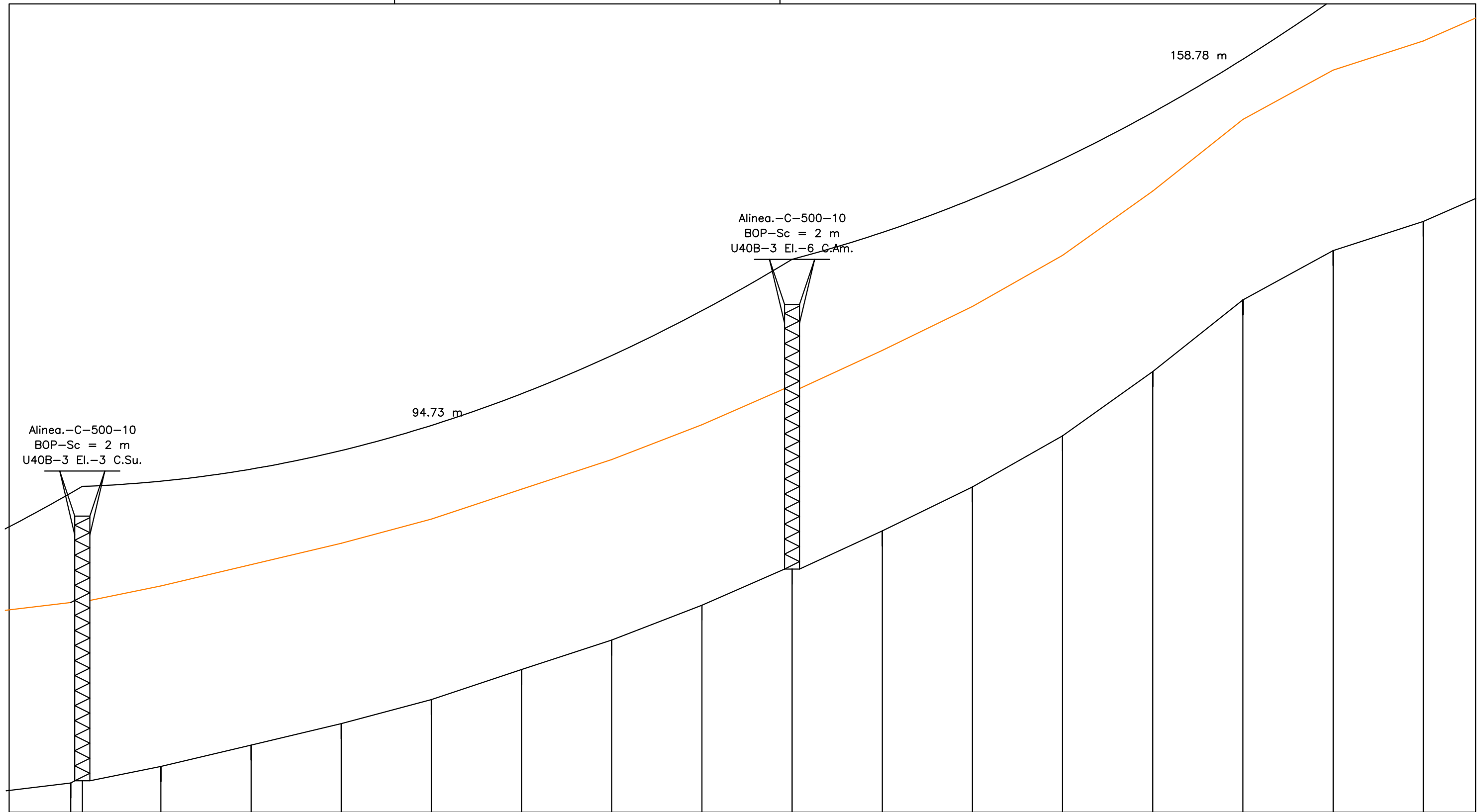
10	
986.17	
5.23	5.71
117.54	
1042.56	
117.54	118.92
B	B



11	12
991.88	998.93
7.05	
118.92	134.92
1161.48	1296.4
134.92	
B	

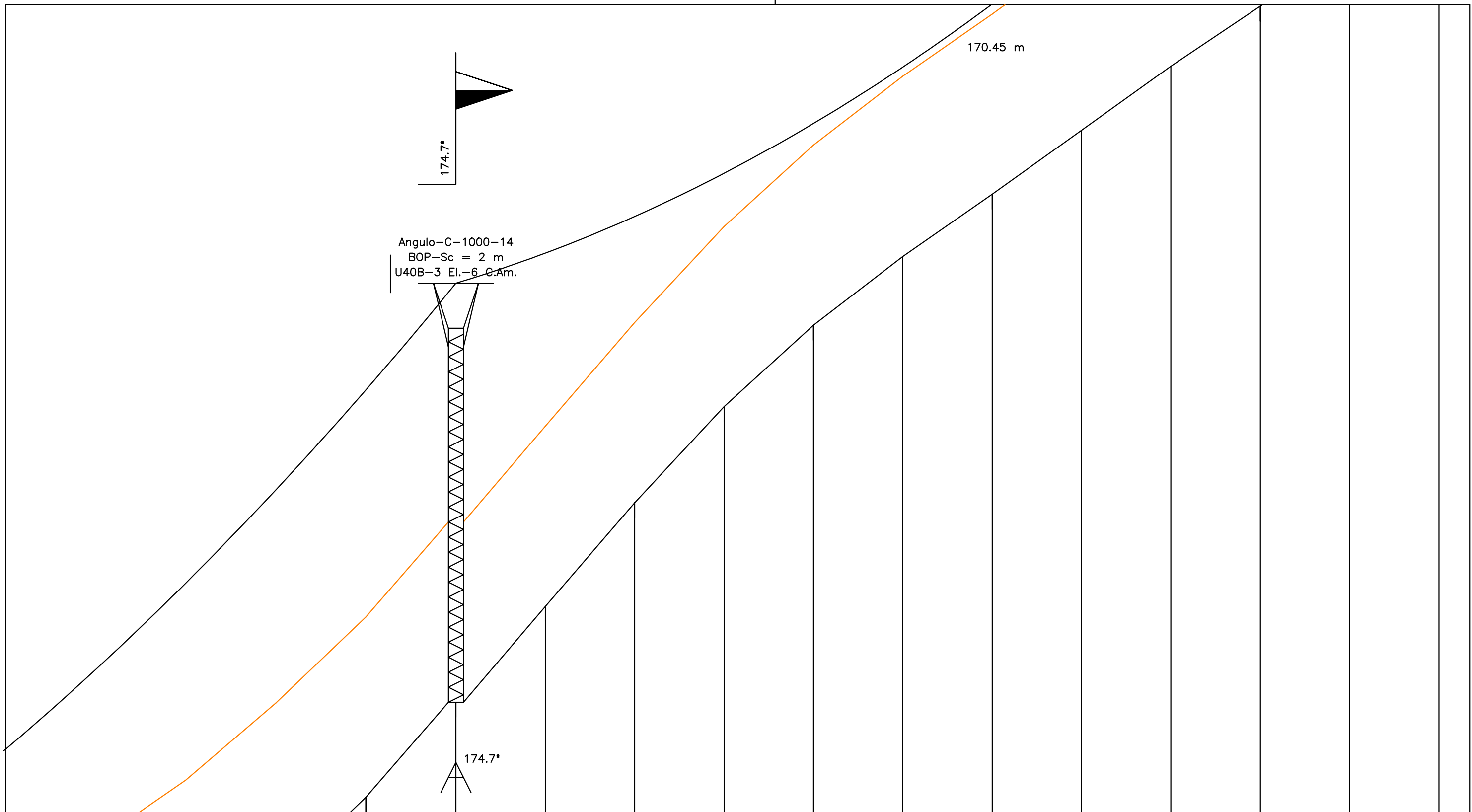


13	
1002.9	
3.97	5.1
119.11	
1415.51	
119.11	146.21
B	B

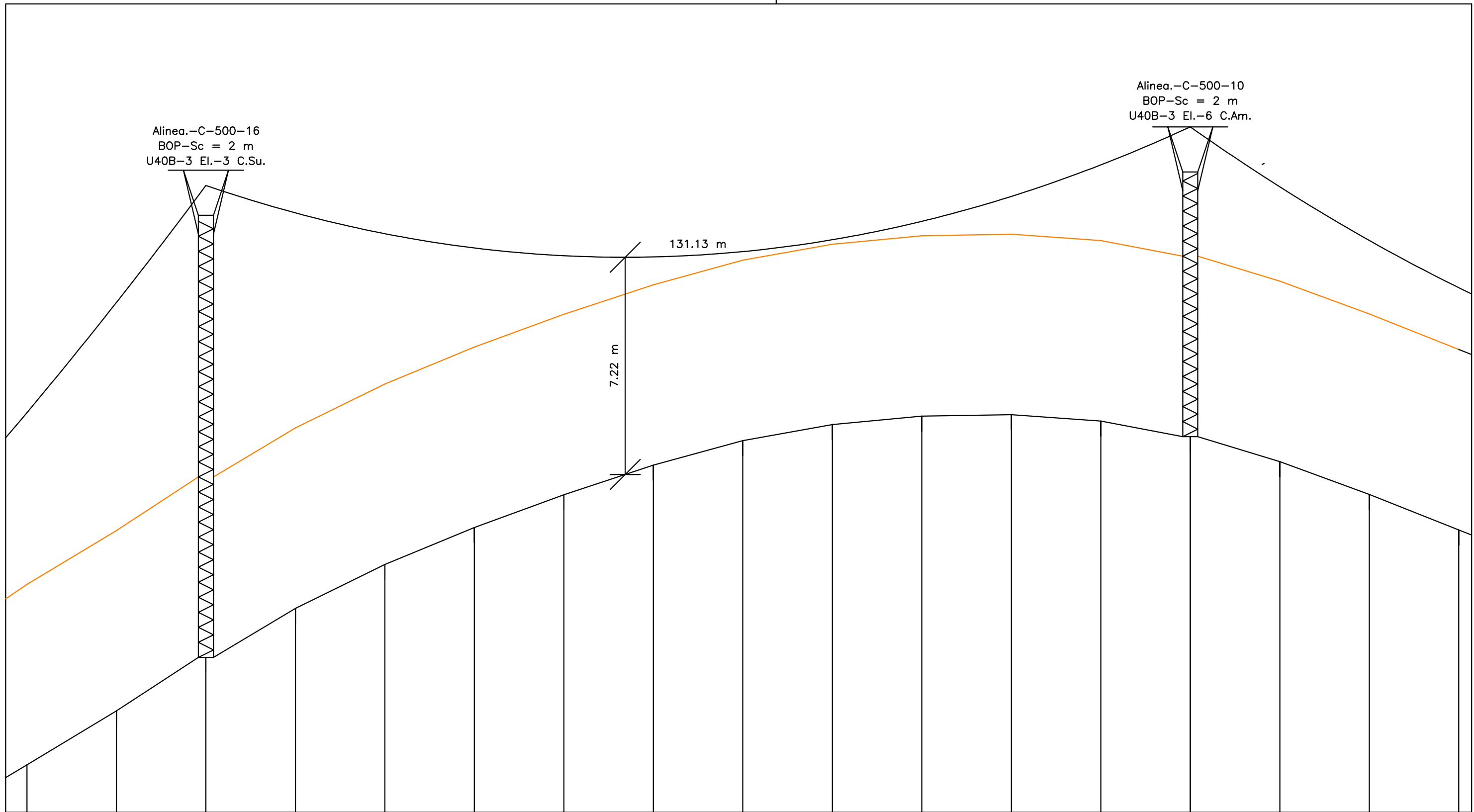


14		15	
1008		1015.04	
	7.04		25.14
146.21		94.38	
1561.73		1656.11	
	94.38		155.87
	B		B

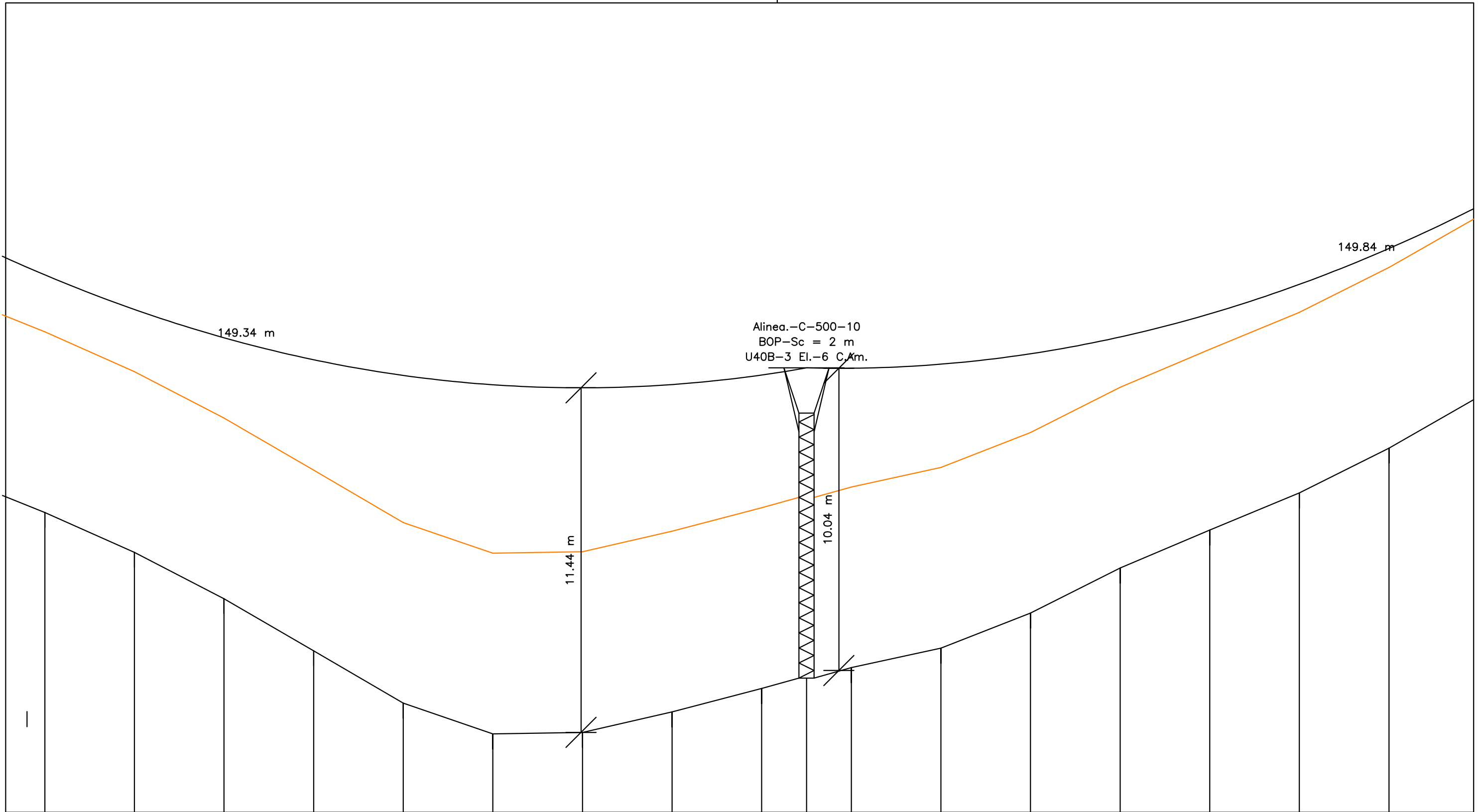
	Proyecto: PROYECTO DE HUERTO SOLAR DE 750 kWh E INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA LA INTEGRACIÓN EN LA RED DE 20 KV DE ARAS DE LOS OLMOS	Plano: Perfil del trazo de la línea aérea	Fecha: Mayo 2021	Nº Plano: 8.9
		Autor: Francisco Javier Gomis Torregrosa	Escala: 1:250	



16	
1040.18	
	32.35
155.87	
1811.98	
	166.66
	B



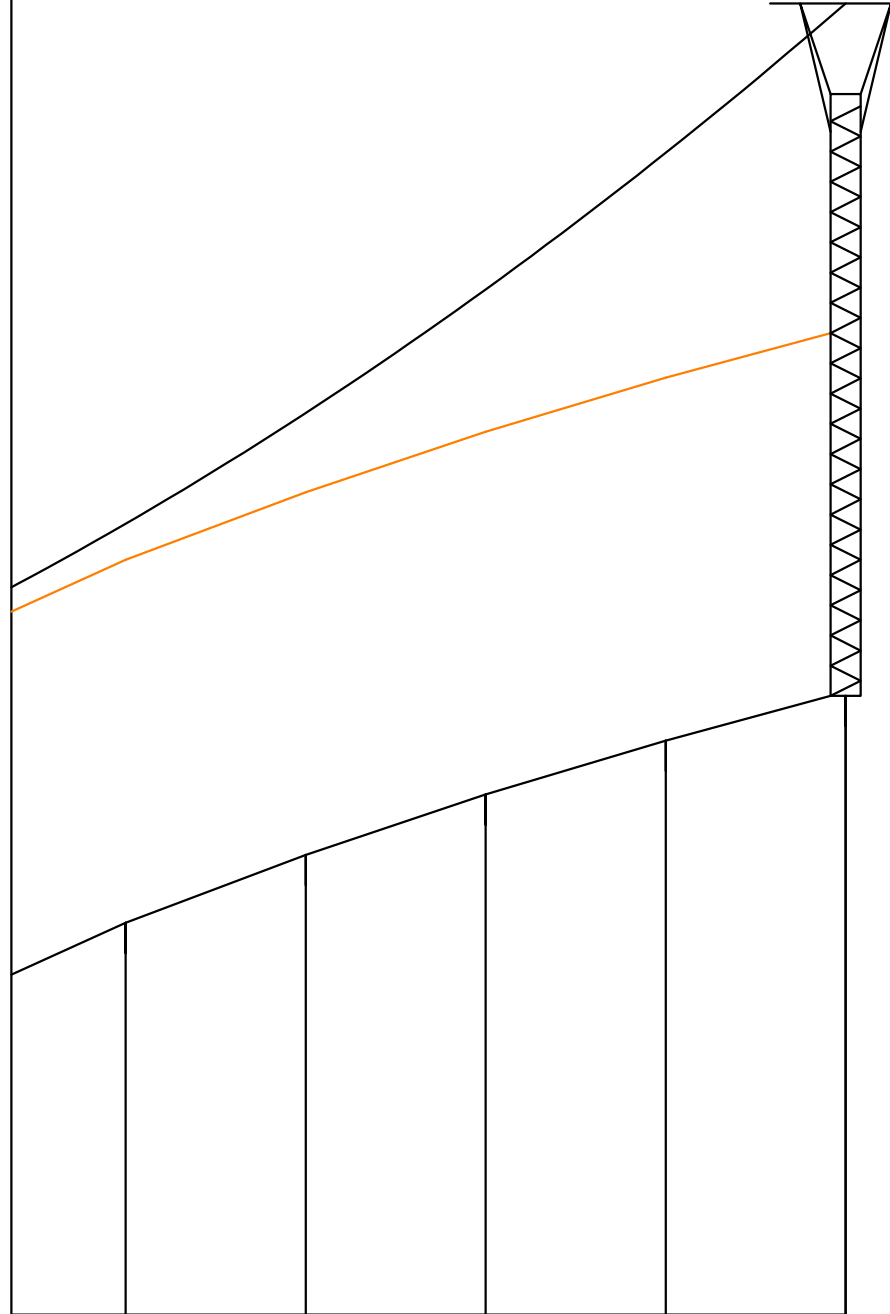
17	18
1072.53	1079.87
7.34	
166.66	130.94
1978.63	2109.58
130.94	
B	



Alinea.-C-500-10
 BOP-Sc = 2 m
 U40B-3 El.-6 C.Am.

19	
1070.07	
-9.8	14.44
148.8	
2258.38	
148.8	148.8
B	B

F.Línea-C-3000-12
 BOP-Sc = 2 m
 U40B-3 El.-3 C.Am.



20

1084.51

148.8

2407.18

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



Proyecto: PROYECTO DE HUERTO SOLAR DE 750 kWn E
 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA LA
 INTEGRACIÓN EN LA RED DE 20 KV DE ARAS DE
 LOS OLMOS

Plano: Perfil del trazo de la línea aérea

Autor: Francisco Javier Gomis Torregrosa

Fecha: Mayo 2021

Escala: 1:250

Nº Plano:

8.13