



---

# PROYECTO MODIFICADO PARQUE FOTOVOLTAICO CABECERAS Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Término Municipal de Singra (Teruel)

---



*En Zaragoza, octubre de 2024*



## **ÍNDICE GENERAL**

- **DOCUMENTO Nº1: MEMORIA**
- **DOCUMENTO Nº2: ANEJOS**
- **DOCUMENTO Nº3: PLANOS**
- **DOCUMENTO Nº4: PRESUPUESTO**
- **DOCUMENTO Nº5: PLIEGO DE CONDICIONES**
- **DOCUMENTO Nº6: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD**



---

# **PROYECTO MODIFICADO PARQUE FOTOVOLTAICO CABECERAS Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN**

**DOCUMENTO 1: MEMORIA**

**Término Municipal de Singra (Teruel)**

---



***En Zaragoza, octubre de 2024***

## ÍNDICE

TABLAS RESUMEN.....	2
1 ANTECEDENTES.....	5
2 OBJETO Y ALCANCE .....	6
3 DATOS DEL PROMOTOR .....	7
4 NORMATIVA DE APLICACIÓN .....	8
4.1 INSTALACIONES ELÉCTRICAS .....	8
4.2 OBRA CIVIL .....	9
4.3 SEGURIDAD Y SALUD.....	10
4.4 NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE OBLIGADO CUMPLIMIENTO ...	11
4.5 EQUIPOS .....	12
5 UBICACIÓN Y ACCESO .....	13
5.1 UBICACIÓN.....	13
5.2 RUTA DE ACCESO AL PFV .....	15
6 PFV CABECERAS.....	17
6.1 DESCRIPCIÓN GENERAL .....	17
6.2 CRITERIOS DE DISEÑO .....	17
6.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.....	19
6.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.....	19
6.5 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	27
6.6 OBRA CIVIL .....	34
6.7 INSTALACIONES AUXILIARES .....	39
7 INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN DEL PFV .....	42
7.1 CENTRO DE SECCIONAMIENTO .....	43
7.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ENTRADA Y SALIDA EN EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO .....	58
7.3 APOYO DE CONEXIÓN .....	65
8 RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS .....	75
9 FASES DEL PROYECTO.....	76
9.1 ESTUDIO DEL PROYECTO .....	76
9.2 CONSTRUCCIÓN .....	76
9.3 FUNCIONAMIENTO.....	76
9.4 DESMANTELAMIENTO .....	76
10 PLANIFICACIÓN .....	78
11 CONCLUSIÓN.....	79



## TABLAS RESUMEN

Tabla 1: Resumen PFV CABECERAS

PARQUE FOTOVOLTAICO CABECERAS	
Datos generales	
Promotor	DESARROLLOS DE LA MAJADILLA SL, CIF B-10775468
Término municipal del PFV	Singra (Teruel)
Capacidad de acceso	1,00 MW
Potencia inversores (a 25°C)	1,125 MW
Potencia total módulos fotovoltaicos	1,30 MWp
Superficie vallada del PFV	2,05 ha
Ratio ha/MWp	1,57
Radiación	
Índice de radiación MEDIO DIARIO del PFV	4,65 kWh/m²/día
Índice de radiación ANUAL de la planta en (dato medio diario x 365 días)	1.700,9 kWh/m²
Producción energía	
Estimación de la energía eléctrica producida anual (MWh/año)	2.229,14
Producción específica (kWh/kWp/año)	1.715
Performance ratio	86,39 %
Datos técnicos	
Módulos fotovoltaicos bifaciales de 570 Wp	2.280
Estructura solar para 2 cadena (2V30)	38
Inversor fotovoltaico	9 x 125 kW (a 25°C)
Centro de transformación	1 x 1,25 MVA
Controlador de planta fotovoltaica	1

*Tabla 2: Resumen Línea subterránea de PFV a Centro de seccionamiento*

LÍNEA SUBTERRÁNEA 20 kV DE PFV A CENTRO DE SECCIONAMIENTO	
Tensión nominal	20 kV
Tensión más elevada	24 kV
Factor de potencia (cos $\phi$ )	0,95
Frecuencia	50 Hz
Categoría	A
Nº de circuitos	1
Cable	RH5Z1 XLPE 3x1x240 mm <sup>2</sup> Al
Longitud de zanja:	290 m
Longitud de cable por circuito:	310 m
Terminales Centro de Entrega	3 – GIS
Terminales Centro de Seccionamiento	3 – GIS

*Tabla 3: Resumen Centro de Seccionamiento*

CENTRO DE SECCIONAMIENTO	
Tipo	Prefabricado en Superficie
Tipo de aparamenta	GIS
Tensión nominal	20 kV <sub>ef</sub>
Tensión asignada	24 kV <sub>ef</sub>
Frecuencia nominal	50 Hz
Puestas a tierra	1 Puesta a tierra de protección (masas)
Celdas	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Instalación privada</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 Celda de línea con interruptor-seccionador para llegada de línea de cliente.</li> <li>• 1 Celda de medida.</li> <li>• 1 Armario de medida.</li> <li>• 1 Celda de protección con interruptor automático y protecciones.</li> <li>• 1 Celda de remonte</li> <li>• 1 Celda de protección con fusibles y transformador de tensión para servicios auxiliares</li> </ul> </li> <li>- <i>Instalación a ceder a EDistribución (ubicada en recinto independiente con acceso)</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 Celda de línea con interruptor-seccionador para frontera con la instalación del cliente.</li> <li>• 2 Celdas de línea con interruptor-seccionador para entrada y salida de línea.</li> <li>• 1 Celda de protección con fusibles y transformador de tensión para servicios auxiliares</li> <li>• 1 Cuadro de baja tensión</li> <li>• 1 Armario de telemando</li> <li>• 1 Armario de telecontrol.</li> </ul> </li> </ul>	

*Tabla 4: Resumen línea E/S*

TRAMO SUBTERRÁNEO DE ENTRADA/SALIDA CS - LÍNEA 20 kV "VILLAF_EUL"	
Categoría	A
Nº de circuitos	2
Cable	RH5Z1 XLPE 3x1x240 mm² Al
Longitud de zanja:	66 m
Longitud de cable por circuito:	90 m
Profundidad tipo de la instalación	Enterrada bajo tubo seco – 1,12 m
Terminales Centro de Seccionamiento	6 - GIS
Terminales en apoyo de paso subterráneo - aéreo	6 - intemperie

*Tabla 5: Resumen sustitución apoyo*

SUSTITUCIÓN DEL APOYO DE CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN	
Tensión nominal	20 kV
Tensión más elevada	24 kV
Factor de potencia (cos φ)	0,95
Categoría	Tercera
Frecuencia	50 Hz
Longitud total de la línea (m)	195 m (reinstalar)
Zona climática	B
Nº de circuitos	1
Velocidad de viento considerada	120 km/h
Nº de conductores por fase	1
Conductor	47-AL1/8-ST1A (LA-56)
Temperatura máxima de tendido del conductor	50°C
Capacidad de transporte del conductor	6,21 MW
Tipo de aislamiento	Composite

## 1 ANTECEDENTES

La sociedad DESARROLLOS DE LA MAJADILLA S.L. está promoviendo el PARQUE FOTOVOLTAICO (PFV) CABECERAS, de 1 MW de capacidad de acceso y 1,125 MW de potencia instalada en el Término Municipal de Singra, provincia de Teruel.

Con fecha 27 de junio de 2023 se obtiene permiso de acceso y conexión para el PFV CABECERAS de 1 MW en la línea 20 kV VILLAF\_EUL de E-DISTRIBUCIÓN.

Con fecha 31 de octubre de 2023 se presenta ante el Servicio Provincial de Teruel la solicitud de Autorización Administrativa Previa y de Construcción del PFV Cabeceras y su infraestructura de evacuación. El proyecto, con número de visado VD04740-23A en fecha 31/10/2023, se admite a trámite el 19 de diciembre de 2023 con número de expediente G-T-2023-039.

Con fecha 16 de mayo de 2024 el Director del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental (INAGA) emite informe favorable al procedimiento “20H – Informe tendidos eléctricos y protección de avifauna fuera de RN2000” del Parque Fotovoltaico Cabeceras.

Con fecha 2 de octubre de 2024 se somete a información pública en el Boletín Oficial de Aragón el anuncio del Servicio Provincial de Teruel relativo a la solicitud de Autorización Administrativa Previa y de Construcción del Parque Fotovoltaico Cabeceras.

Con fecha 21 de mayo de 2024 la sociedad DESARROLLOS DE LA MAJADILLA SL solicitó el cambio de punto de conexión a E-Distribución, con el objeto de minimizar la infraestructura de evacuación necesaria para la conexión en el punto concedido de la línea VILLAF\_EUL 20kV y para facilitar las negociaciones con los propietarios.

Con fecha 30 de mayo de 2024, E-Distribución concede a la sociedad DESARROLLOS DE LA MAJADILLA, el nuevo punto de acceso y conexión en las proximidades del PFV y tras obtener la firma de las nuevas parcelas afectadas, con fecha 8 de octubre de 2024 se acepta la nueva propuesta de las CTE.

## 2 OBJETO Y ALCANCE

El presente proyecto modificado se redacta con objeto de describir la obra civil y las instalaciones eléctricas del **PFV CABECERAS y su infraestructura de evacuación**, ubicados en el Término Municipal de Singra (Teruel), una vez actualizado el punto de acceso y conexión concedido por E-DISTRIBUCIÓN. Las modificaciones respecto al proyecto original son las siguientes:

- Modificación del punto de acceso y conexión: Del Apoyo 18 existente al Apoyo 20 a sustituir, de la línea 20 kV VILLAF\_EUL.
- Modificación de la ubicación del Centro de Seccionamiento.
- Modificación de la línea de evacuación entre el CT del PFV y el punto de acceso y conexión.

El proyecto modificado, que sustituye al proyecto original (visado VD04740-23A y fecha 31/10/2023), servirá para la tramitación, ante las diferentes entidades y organismos competentes, de los permisos y autorizaciones necesarios.

El presente proyecto modificado está compuesto por Memoria y Anejos, Presupuesto, Planos, Estudio de Seguridad y Salud y Pliego de Condiciones, en los que se describen, justifican y valoran el parque fotovoltaico, la infraestructura de evacuación del parque fotovoltaico, que comprende la línea subterránea de media tensión entre el centro de transformación del PFV y el Centro de seccionamiento, así como el propio Centro de Seccionamiento y la Línea Subterránea de 20 kV de entrada/salida que realiza el seccionamiento de la línea de 20 kV VILLAF\_EUL, punto de entrega final de la energía.

### 3 DATOS DEL PROMOTOR

- Titular: **DESARROLLOS DE LA MAJADILLA SL**
- CIF: B-10775468
- Domicilio a efectos de notificaciones: C/ Argualas nº40, 1ª planta, D, CP 50.012  
Zaragoza
- Teléfono: 876 712 891
- Correo electrónico: [info@atalaya.eu](mailto:info@atalaya.eu)

## 4 NORMATIVA DE APLICACIÓN

### 4.1 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- Real Decreto 1183/2020, de 19 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- REGLAMENTO (UE) No 548/2014 DE LA COMISIÓN de 21 de mayo de 2014 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23 (BOE 09.06.14)
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. (BOE 19.03.08)
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. (BOE 18.09.07)
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 51 (BOE 18.09.02) e ITC-BT 52 (Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre (BOE 31.12.14))

- Real Decreto 1066/2001, del 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas. (BOE 29.09.01)
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. (BOE 27.12.00)
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. (BOE 27.12.13)
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. (BOE 28.11.97)
- Normas Técnicas Particulares de la Compañía Eléctrica de la zona.
- Proyecto Tipo Línea Aérea de Media Tensión – AYZ10000 1ª Edición (E-DISTRIBUCIÓN).
- Proyecto Tipo Línea Subterránea Media Tensión– DYZ10000 1ª Edición (E-DISTRIBUCIÓN).
- NRZ102 - Especificaciones Particulares de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.: Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Consumidores en Alta y Media Tensión, y su Guía de Interpretación.
- NRZ104 - Especificaciones Particulares de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.: Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generadores en Alta y Media Tensión, y su Guía de Interpretación.
- Normas UNE y CEI aplicables.
- Recomendaciones UNESA aplicables.
- Prescripciones de seguridad para trabajos y maniobras en Instalaciones Eléctricas, de la Comisión Técnica Permanente de la Asociación de Medicina y Seguridad en el Trabajo de UNESA.
- Instrucciones técnicas de los fabricantes y suministradores de equipos.

#### 4.2 OBRA CIVIL

- Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes PG-3, con la última revisión de los artículos del pliego vigente en el momento de ejecución de la obra civil del parque.
- ORDEN FOM/3460/2003, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la norma 6.1-IC «Secciones de firme», de la Instrucción de Carreteras.
- Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural. (BOE 10.08.21).



- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Las disposiciones, normas y reglamentos que figuran en el Pliego de Prescripciones Técnicas, tanto en lo referente a instalaciones eléctricas como en lo referente a obra civil.
- Normativa DB SE-AE Acciones en la edificación.
- Normativa DB SE-A Acero.
- Normativa DB SE Seguridad Estructural.
- Orden de 16 de diciembre de 1997 por la que se regulan los accesos a las carreteras del Estado, las vías de servicio y la construcción de instalaciones de servicios.
- Recomendaciones para el proyecto de intersecciones, MOP, 1967
- Norma 3.1-IC de Trazado, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 5.2-IC de Drenaje superficial, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 6.1-IC de Secciones de firme, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.1-IC de Señalización Vertical, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.2-IC de Marcas Viales, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.3-IC de Señalización de Obras, de la Instrucción de Carreteras.
- Manual de Ejemplos de Señalización de Obras Fijas de la DGC del Ministerio de Fomento.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes de la Dirección General de Carreteras y Caminos Vecinales PG-3/75.

#### 4.3 SEGURIDAD Y SALUD

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en obras de construcción.
- Resolución de 8 de abril de 1999, sobre Delegación de Facultades en Materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, complementa art. 18 del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (O.M. Mº Trabajo de 09-03-1971) en sus partes no derogadas.
- O.C. 300/89 P y P, de 20 de marzo, sobre “Señalizaciones de Obras” y consideraciones sobre “Limpieza y Terminación de las obras”.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, por el que se establecen las medidas de protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de su exposición al ruido.
- Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Reglamento de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

#### 4.4 NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE OBLIGADO CUMPLIMIENTO

- Serán de obligado cumplimiento las normas y especificaciones técnicas detalladas en la ITC-RAT 02 del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. (BOE 09.06.14)

- Serán de obligado cumplimiento las normas y especificaciones técnicas detalladas en la ITC-LAT 02 del Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. (BOE 19.03.08)
- Serán de obligado cumplimiento las normas de referencia detalladas en la ITC-BT 02 del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 51 (BOE 18.09.02) e ITC-BT 52 (Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre (BOE 31.12.14)).

#### 4.5 EQUIPOS

- Todos los equipos que se instalen deberán incorporar marcado CE.
- Los módulos fotovoltaicos incorporarán el marcado CE, según Directiva 2016/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
- Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- Las estructuras solares cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.
- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas: UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales, UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento, y según la IEC 62116: *Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters*.

## 5 UBICACIÓN Y ACCESO

### 5.1 UBICACIÓN

El parque fotovoltaico CABECERAS está ubicado a 970 metros sobre el nivel del mar en el término municipal de Singra, en la provincia de Teruel, como se puede observar en la siguiente ilustración.

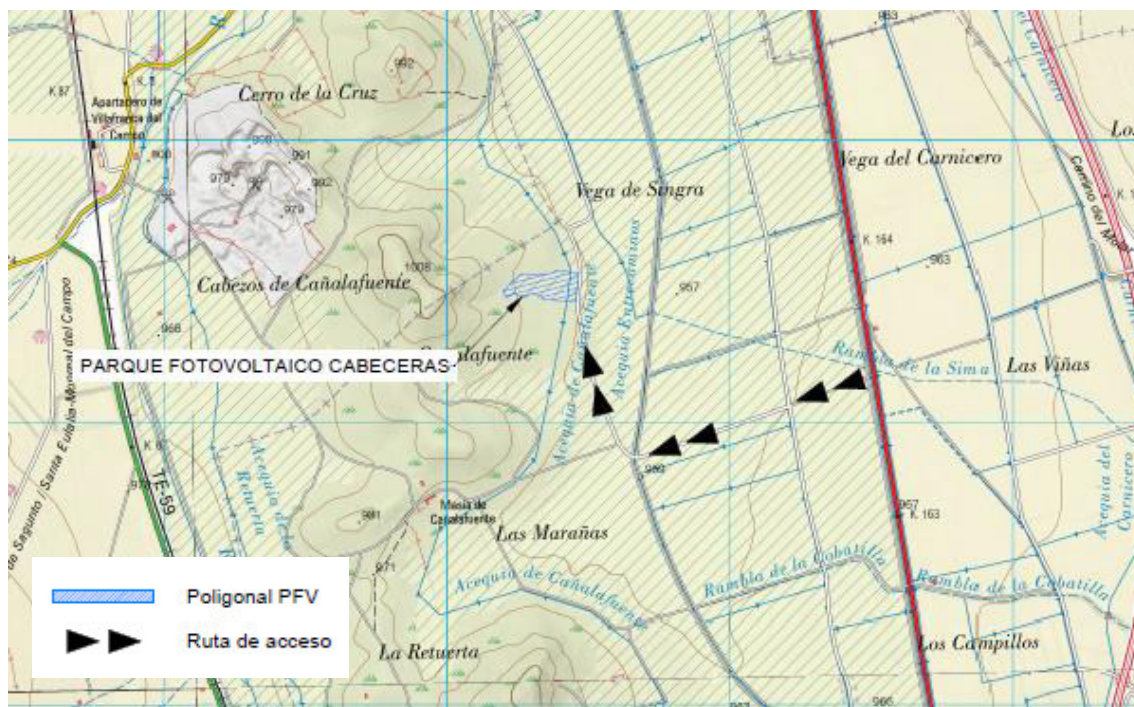


Ilustración 1: Poligonal PFV

Las fincas destinadas para la implantación del PFV se encuentran detalladas en el *Documento Anejos* y en el *Documento Planos*. En la siguiente tabla se recogen las dimensiones generales del parque:

Tabla 6: Dimensiones PFV

Dimensiones PFV	
Superficie vallado PFV	2,05 ha
Longitud del vallado del PFV	693,52 m

Las coordenadas geográficas ETRS89 UTM 30N de lugar se encuentran disponibles en el *Documento Anejos*.



En cuanto a la ubicación elegida, los siguientes factores determinan la idoneidad del emplazamiento:

- Recurso solar: la provincia presenta unas condiciones de irradiación solar favorables, presentándose valores de radiación relativamente altos. Esto puede verse en la Ilustración 2 donde se muestra la radiación global media para la región peninsular de España.



Ilustración 2: Irradiación global horizontal [1994-2018] (kWh/m²-día)<sup>1</sup>

- Emplazamiento en Suelo Rústico: las instalaciones fotovoltaicas exigen una ocupación de terreno relativamente extensiva por unidad de potencia eléctrica instalada, por lo que es económicamente inviable su instalación en suelo industrial, su único emplazamiento posible es en suelo rústico de bajo valor económico.
- Idoneidad del terreno escogido: es tierra de labor o labradío seco, improductivo o pasto. No existe ningún tipo de protección sobre el mismo ni presenta valores medioambientales de interés.

<sup>1</sup> <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/spain>

## 5.2 RUTA DE ACCESO AL PFV

Los caminos para acceder al emplazamiento donde se va a construir el parque deberán ser adecuados para el transporte de toda la maquinaria, así como de todos los materiales e infraestructuras, garantizando la seguridad e integridad de personas e infraestructuras. En los casos necesarios, a lo largo del trazado se realizarán las modificaciones que sean necesarias. A continuación, se resume la información del trazado para el transporte de la maquinaria y el transporte del material necesario para la construcción del parque.

La ruta de acceso parte de la carretera N-234 en dirección Singra.



Ilustración 3: Carretera N-234 en dirección a Singra

Aproximadamente a 2,83 km del cruce de la N-234 con la carretera TE-V-9023 se encuentra el camino catastral que da acceso al PFV.



*Ilustración 4: Giro a la derecha en camino*

Se continua recto por el camino unos 900 metros y se vuelve a girar a la derecha en dirección a la Granja Cañalafuente.



*Ilustración 5: Camino hacia PFV*

Después de avanzar aproximadamente 350 metros por el camino y pasar dicha granja, se llega al PFV.



## 6 PFV CABECERAS

### 6.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Las infraestructuras del sistema fotovoltaico de conexión a red eléctrica se componen de dos partes fundamentales: un generador fotovoltaico donde se recoge y se transforma la energía de la radiación solar en electricidad, mediante módulos fotovoltaicos, y una parte de transformación de esta energía eléctrica de corriente continua a corriente alterna que se realiza en el inversor y en los transformadores, para su inyección a la red.

El conjunto está formado por 2.280 módulos fotovoltaicos bifaciales de silicio monocristalino de 570 Wp, 38 estructuras fijas con configuración 2V30, con una inclinación de 25º, 9 inversores fotovoltaicos de 125 kW a 25ºC, agrupados en un Centro de Transformación (CT) de 1,25 MVA, conectado mediante un circuito subterráneo de media tensión hasta el Centro de Seccionamiento de nueva construcción de la línea de E-DISTRIBUCIÓN.

### 6.2 CRITERIOS DE DISEÑO

Para el desarrollo del proyecto eléctrico del parque fotovoltaico se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones.

1. La inclinación de las estructuras:

Se ha optimizado en función de:

- Maximizar la producción de energía.
- Minimizar las pérdidas por sombras entre los módulos.
- Superficie de terreno disponible.

Se determina una inclinación de 25º.

2. El número de módulos en serie de las ramas:

Este número está limitado por los siguientes valores:

- Voc: La tensión de circuito abierto a la temperatura máxima de la celda debe de estar por debajo de la máxima tensión admisible del inversor.
- Vmpp:
  - o La tensión a la máxima potencia a la temperatura mínima de la celda debe de estar por debajo del límite superior de tensión a máxima potencia del inversor.



- La tensión para la máxima potencia a la temperatura máxima de la celda debe ser mayor que la tensión mínima para la potencia nominal del inversor.

En este caso, se ha seleccionado 30 módulos en serie por rama.

3. El número de ramas que entran al inversor será menor que el número máximo de entradas que ésta permite (12):

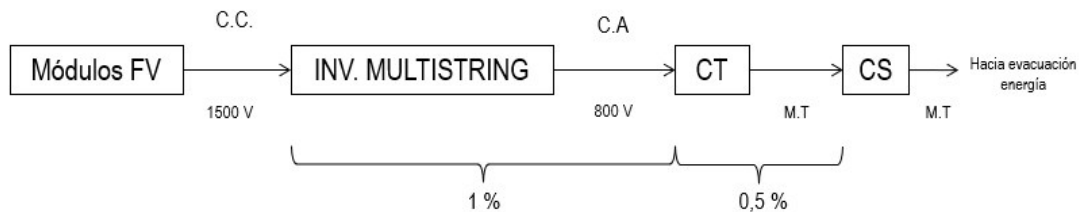
Se conectan al inversor 8 o 9 ramas.

4. La óptima ubicación del CT

Se han tenido en cuenta los criterios de:

- Sombras: Para evitar provocar sombras en los módulos, se han ubicado al norte de estos. Cuando haya alguno ubicado al sur, se ha dejado siempre la separación del camino para evitar la sombra.
- Pérdidas eléctricas: Con objeto de reducir las pérdidas en BT, se busca la mínima distancia posible de cable entre los inversores y los módulos. Así, los inversores están colocados aproximadamente en el centro de los bloques.
- Zanjas y cableado: A fin de evitar costes elevados y labor de construcción, se busca la minimización de las longitudes de zanja y cableado eléctrico.

5. Pérdidas eléctricas:



- En BT en corriente alterna entre los inversores y el CT:
  - Caída tensión < 1 %
- En MT entre el CT y el Centro de Seccionamiento (CS):
  - Caída tensión < 0,5 %
  - Pérdidas potencia < 0,5 % de la potencia total instalada

6. Cumplimiento del Código de Red:

Para que la instalación sea capaz de aportar la energía reactiva marcada en el Código de Red (Orden TED/749/2020) y en la NTS (para este PFV – tipo B - 30% de potencia reactiva inductiva y 30 % de potencia reactiva capacitiva), se instala un

12,5 % más de potencia en inversores (1,125 MW) que la capacidad de acceso del PFV (1 MW).

#### 7. Potencia instalada:

En la disposición final tercera del RD 1183/2020 se define la potencia instalada como la menor entre la potencia máxima unitaria de los módulos fotovoltaicos que componen la instalación y la suma de las potencias máximas de los inversores. En este caso, la potencia en inversores (1,125 MW) es menor que la potencia de los módulos fotovoltaicos (1,3 MWp).

### 6.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La simulación energética se ha realizado mediante el programa PVSYST, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 7: Producción de energía del PFV

Energía generada PFV	
Estimación de la energía eléctrica producida anual (MWh/año)	2.229,14
Producción específica (kWh/kWp/año)	1.715
Performance ratio	86,39 %

La metodología y los resultados completos del estudio de producción de energía se muestran en el *Documento Anejos*.

### 6.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

En este apartado se van a describir los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica de generación: los módulos fotovoltaicos, las estructuras solares, las cajas de seccionamiento y protección, los inversores, los centros de transformación y el resto de infraestructura necesaria.

#### 6.4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

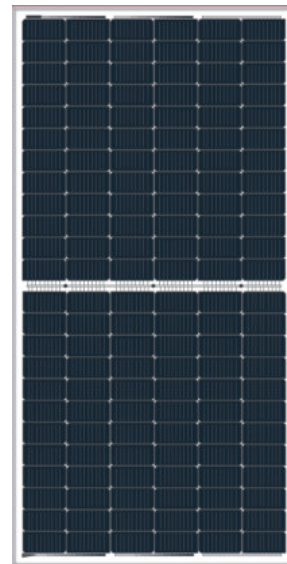
Para el presente estudio se consideran módulos fotovoltaicos bifaciales de silicio monocristalino de 570 Wp de la marca Trina Solar modelo TSM-DEG19RC.20 Vertex cuyas características técnicas se muestran en la Tabla 8 y en el *Documento Anejos*.

El módulo cuenta con diodos by-pass para evitar problemas por sombreado parcial. Se colocan paralelo con las células fotovoltaicas para forzar a la corriente a circular por el

diodo en caso de célula sombreada, por lo que se minimiza el recalentamiento del módulo y la pérdida de corriente de la matriz.

Tabla 8: Características del módulo fotovoltaico<sup>2</sup>. Fuente: Trina Solar

Trina TSM-DEG19RC.20		
Pmax	570	W
Vmpp	38,40	V
Imp	14,84	A
Voc	45,70	V
Isc	15,93	A
Eficiencia	21,1	%
V max sistema	1500	V <sub>DC</sub>
Coeficiente de T para Pmpp	-0,340	%/°C
Coeficiente de T para Voc	-0,250	%/°C
Coeficiente de T para Isc	0,040	%/°C
Largo	2.384	mm
Ancho	1.134	mm
Alto	30	mm
Área	2,703	m <sup>2</sup>
Tamaño de conductor	12 / 4	AWG /mm <sup>2</sup>
Peso del módulo	33,4	kg



Como se muestra en la Ilustración 6, el fabricante de módulos fotovoltaicos asegura una vida útil de 30 años con una eficiencia de al menos el 84,95 % de su potencia nominal, y una dependencia lineal de la eficiencia con el tiempo.

### Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty

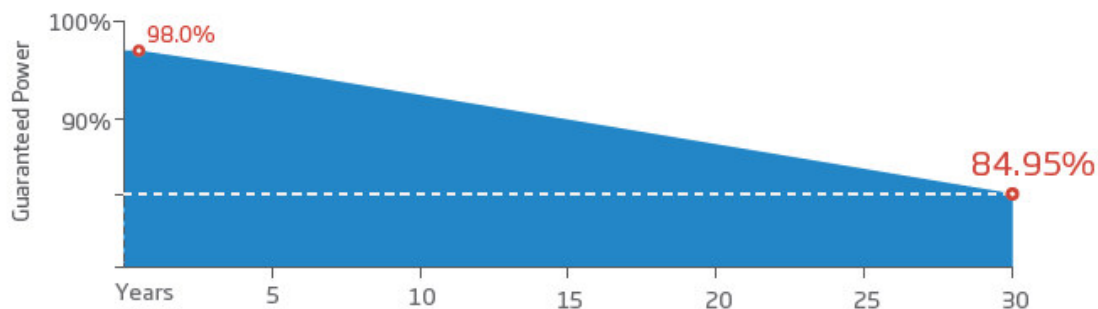


Ilustración 6. Rendimiento y vida útil del módulo fotovoltaico. Fuente: Trina Solar

<sup>2</sup> Datos proporcionados para condiciones estándar (STC): 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM1,5.

## 6.4.2 ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA

La estructura soporte de los paneles está diseñada para orientar la superficie de los módulos fotovoltaicos al sur con una inclinación de 25°. Su diseño facilita el montaje, mantenimiento, desmantelamiento y sustitución de paneles.

Los módulos se instalarán en estructuras de acero que soportarán 2 filas de paneles en posición vertical (2V30 módulos). La distancia entre estructuras (pitch) será de 9,05 metros de eje a eje de estructura.

En las zonas en que se supere la pendiente máxima aceptada por la estructura, se podrá realizar movimiento de tierras para adecuar el terreno a la pendiente permitida. Su fijación al terreno mediante hincado directo quedará definida en la fase de construcción por el propio fabricante. En los casos particulares en que el terreno de rechazo al hincado, se emplearán alternativas como el predrilling. La profundidad de estas soluciones y su posibilidad dependerá de los resultados obtenidos en las pruebas a realizar por fabricante de la estructura seleccionada.

## 6.4.3 INVERSORES

Los inversores se encargan de transformar la tensión de corriente continua de los paneles fotovoltaicos en tensión de corriente alterna apta para la conexión a la red eléctrica.

Para el parque proyectado se utilizará el inversor trifásico modelo SG125HX de la marca Sungrow (o similar), cuyas características técnicas se resumen en la Tabla 9. Este inversor permite hasta 12 (2 x 6) entradas de corriente continua en paralelo a las que se conectan las ramas. Los fabricantes dan varias potencias para diferentes temperaturas ambiente, siendo la máxima potencia del inversor aquella asociada a la menor temperatura ambiente, en este caso 25°C.

Tabla 9: Especificaciones técnicas de inversor

Modelo		SG125HX
Salida	Potencia activa máxima a 25°C (kW) <sup>3</sup>	125
	Potencia Nominal a 40°C (kW)	125
	Potencia Nominal a 50°C (kW)	113,6
	Máxima corriente de salida (A)	90,2

<sup>3</sup> La norma UNE-EN 50524 indica en su apartado "4.5 Caracterización del rendimiento de operación" que la potencia nominal se da a la tensión de entrada nominal y a la temperatura ambiente de (25 ±3) °C.

Modelo		SG125HX
	Tensión ( $V_{ac}$ )	800
	Frecuencia (Hz)	50
	Factor de potencia	1
Entrada	Mínima Tensión $M_{pp}$ ( $V_{dc}$ )	860
	Máxima Tensión $M_{pp}$ ( $V_{dc}$ )	1.300
	Máxima tensión ( $V_{dc}$ )	1.500
	Máxima corriente por MPPT (A)	30
	Máxima corriente cortocircuito por MPPT (A)	50

#### 6.4.4 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Se propone utilizar una solución integrada que incluye el cuadro de BT, el centro de transformación y la aparamenta de MT en un mismo edificio denominado centro de transformación.

Tabla 10: Descripción general de componentes del Centro de Transformación

Designación	Descripción
Cuadro de BT (CBT)	Los CBT reciben los cables de entrada de los inversores y los conectan al transformador situado en el CT.
Transformador de MT	Convierte el voltaje de salida del inversor al nivel de voltaje de la red de MT.
Compartimiento de MT	Aparamenta de MT: Conecta y desconecta el transformador de MT a la red de MT.
	Transformador de BT: El transformador de BT provee el voltaje para los equipos auxiliares del CT.
	Estación sub-distribuidora: Contiene los fusibles e interruptores para el suministro de voltaje.
Plataforma de Servicio	Plataforma elevada que facilita la operación de los dispositivos.

##### 6.4.4.1 Cuadro de BT

Los CBT reciben los cables de salida de los inversores y los conectan al transformador situado en el CT. El cuadro está fabricando acorde a la norma UNE-EN 61439 y tiene nivel de aislamiento IP55. Dispone de 12 entradas con bases BTVC NH00 y una salida superior/trasera mediante interruptor automático de hasta 1.250 A en AC.

Tabla 11: características principales cuadro de baja tensión

			CBT Metálico de exterior salida trasera
Características eléctricas	Tensión asignada de empleo	Ue (V)	800
	Intensidad asignada de empleo	Ie (A)	1.250
	Corriente asignada de corta duración admisible 1 segundo	(kA)	20
	Entradas procedentes de inversores		12
	Sección de cables de acometida (entradas de inversores)		Máx. 300 mm <sup>2</sup>
	Nº y sección de cables de salida al transformador	mm <sup>2</sup>	Máx. 4 x 240 mm <sup>2</sup>
	Tensión soportada a frecuencia industrial	Fase - Fase	2,5
		Fase - Masa	10
Grado de protección	Tensión soportada a impulso tipo rayo	Fase - Masa	8
	IP		IP55
	IK		IK10

Para la protección de personas y bienes en el centro de transformación, se instalará un vigilante de aislamiento entre los conductores de fase activos y el conductor de tierra, superponiendo a la red una tensión de medida  $U_m$ . Si se produce un fallo de aislamiento, el circuito de medida se cierra entre la red y tierra mediante el fallo de aislamiento RF, de modo que se produce una corriente de medida  $I_m$  proporcional al fallo. Esta corriente de medida causa una caída de tensión en la resistencia de precisión  $R_m$ , que es analizada por el sistema electrónico.

Si esta caída de tensión supera un valor determinado, que equivale a una resistencia de aislamiento determinada, se genera un mensaje de aviso. Los requisitos específicos que debe cumplir el vigilante del aislamiento se detallan en la norma EN 61557-8.

Por otra parte, para dar cumplimiento al REBT la BT-19 de instalaciones receptoras apartado 2.7 Posibilidad de conectar y desconectar en carga, el cuadro PRONUTEC propuesto está equipado, en la salida del circuito, con un interruptor de corte en carga TELERGON de hasta 1.250 A. Esto se indica en la hoja de características adjunta en el proyecto

#### 6.4.4.2 Transformadores

El transformador elevará la tensión desde 800 V hasta la tensión de los circuitos de media tensión de 20 kV. El transformador es de tipo seco / aceite con conexión Dyn11 con bajos requisitos de mantenimiento y está optimizado para el mejor funcionamiento durante toda la vida útil de la planta.

*Tabla 12: Características técnicas transformador*

Características técnicas transformador		
Características eléctricas		
Potencia asignada	kVA	1.250
Tensión asignada	Ur	
Primaria	kV	20
Secundaria	V	800
Grupo de conexión		Dyn11
Pérdidas en vacío (P <sub>0</sub> )	W	1.800
Pérdidas en vacío (P <sub>k</sub> )	W	11.000
Impedancia de cortocircuito a 120 ° C	%	6
Dimensiones		
Largo	mm	1.640
Ancho		1.000
Alto con ruedas		2.146
Pesos		
Peso núcleo magnético	kg	1.850
Peso conductores	kg	750
Peso total	kg	3.050

La conexión eléctrica entre el cuadro de baja tensión y el transformador de potencia será con cables de 0,6/1 kV del tipo XZ1, unipolares, con conductores de sección y material 3x(3x1x240) Cu.

La conexión eléctrica entre el transformador y las celdas de MT será con cables de 12/20 kV del tipo RHZ1, unipolares, con conductores de sección y material 3x1x240 Cu.

#### 6.4.4.3 *Aparamenta*

La aparamenta de media tensión incluye todo lo necesario para la conexión segura y automática a la red (interruptor, fusible, relés, protecciones, celdas...). Prácticamente no requiere de mantenimiento y permite una configuración versátil. Las celdas son de SF<sub>6</sub> aisladas herméticamente.

Cada centro de transformación tendrá:

- Una celda de salida con interruptor/seccionador en carga y seccionador de puesta a tierra.
- Celda/s de entrada con interruptor/seccionador en carga y seccionador de puesta a tierra.
- Una celda de transformador con interruptor-fusible combinado de salida y seccionador de puesta a tierra.

A continuación, se detallan las características de las celdas:



### **Celdas entrada/salida de línea con interruptor-seccionador**

La celda está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

Tensión asignada:	24 kV
Intensidad asignada:	400 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz:	20 kA
Intensidad de corta duración (1 s), cresta:	50 kA
Nivel de aislamiento	
- Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases:	50 kV
- Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta):	125 kV
Capacidad de cierre:	25 kA

Esta celda dispondrá de mecanismos motorizados para su telemando.

### **Celda de transformador con interruptor-seccionador**

La celda está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

Tensión asignada:	24 kV
Intensidad asignada:	400 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz:	20 kA



Intensidad de corta duración (1 s), cresta:	50 kA
Nivel de aislamiento	
- Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases:	50 kV
- Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta):	125 kV
Capacidad de cierre:	25 kA

Esta celda dispondrá de mecanismos motorizados para su telemando.

#### 6.4.5 CONTROLADOR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

El controlador de planta fotovoltaica, PPC (de las siglas en inglés Power Plant Controller) se encuentra ubicado al lado de la celda de medida y permite:

- Gestionar la energía activa y reactiva para emparejar generación y consumo
- Regular el factor de potencia en el punto de acoplamiento común.
- Regular el voltaje en el punto de acoplamiento común.
- Inyección de corriente reactiva durante caídas de voltaje o inmediatamente después de éstos.
- Inyectar / absorber energía reactiva por la noche
- Controlar la potencia activa, regulación de frecuencia, control en rampa...
- Controlar ocasionalmente equipos adicionales como bancos de condensadores bobinas o baterías.

#### 6.4.6 SERVIDOR WEB

Cada inversor es accesible a través de internet introduciendo su dirección IP. En el caso que no hubiera conexión a internet, se puede acceder a los datos del inversor mediante un cable de Ethernet.

El servidor web, permite tanto el control remoto como la monitorización del PFV.

- Control:
  - o Iniciar o parar el inversor
  - o Definir el factor de potencia
  - o Definir un máximo de potencia activa.
- Monitorización:
  - o Parámetros eléctricos
  - o Parámetros térmicos
  - o Avisos y alarmas
  - o Energía activa y reactiva generada

Toda esta información se puede enviar a un SCADA particular para su posterior análisis.

## 6.5 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

### 6.5.1 CONFIGURACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

El esquema general de conexión de un parque fotovoltaico se puede observar en la Ilustración 7. Los módulos FV agrupados en ramas se conectan a los inversores, los cuales se conectan al cuadro de BT de la Power Station, para su posterior conexión al transformador.

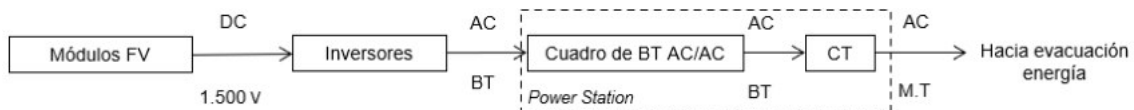


Ilustración 7: Esquema general de conexión del PFV

Para cumplir con los requisitos del Código de Red, se sobreinstala en este PFV un 12,5 % de potencia en inversores. Por lo tanto, el PFV CABECERAS está compuesto por 9 inversores de 125 kW a 25°C, sumando un total de 1,125 MW. La potencia se limitará a la capacidad de acceso del PFV (1 MW) mediante el Power Plant Controller, ubicado en el Centro de Seccionamiento. La potencia total de módulos fotovoltaicos es de 1,3 MWp.

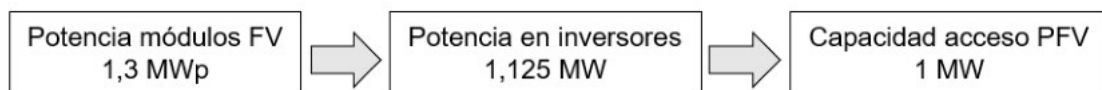


Ilustración 8: Diagrama de potencias del PFV

#### 6.5.1.1 Tramo ramas de módulos FV – Inversores

Las ramas están formadas por 30 módulos fotovoltaicos conectados en serie. Las estructuras que sostienen los módulos son de configuración vertical. La configuración de las estructuras es de 2V x 30 por lo que cada estructura contiene dos ramas de 30 módulos, respectivamente.

Los cables de baja tensión (BT) para la conexión entre las ramas y los inversores son de cobre de 2 x 1 x 4 / 6 / 10 mm<sup>2</sup> de sección de tipo ZZ-F con aislamiento 1,8 kV en continua. Van instalados bajo las estructuras hasta uno de los extremos donde bajan a tierra y se entierran en zanjas excepto en los cruces donde van entubados.

Para ajustar la potencia total de los módulos fotovoltaicos, se utilizan diferentes tipos de bloques inversor:

Tabla 13: tipos de bloques inversor

Bloque Inversor Tipo	A	B
Nº módulos/rama	30	30
Nº ramas	9	8
Nº módulos/inversor	270	240

Las características principales de los bloques inversor son las siguientes:

Tabla 14: características bloques inversor

Características bloque inversor	Inv. A	Inv. B
Módulos fotovoltaicos bifaciales 570 Wp	270	240
Módulos en serie	30	30
Ramas en paralelo	9	8
Cable String – Inversor	ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 1 x 4 / 6 / 10 Cu	
Fusible protección ramas	25A, 1.500 V	
Potencia máxima inversor (kW)	125	125
Potencia pico (kWp)	153,9	136,8
Número de bloques inversor en el PFV	4	5

#### 6.5.1.2 Tramo Inversores - CT

Los cables de baja tensión para la conexión entre los inversores y el CT podrán ser de aluminio de 3 x 1 x 120/150/185/240/300 mm<sup>2</sup> de sección de tipo XZ1 con aislamiento 1,8 kV en continua e irán directamente enterrados en zanja excepto en los cruces donde irán entubados. En la Tabla 15 se resumen los elementos principales de esta instalación. En el *Documento Planos* se muestran en detalle estas configuraciones.

La configuración del bloque CT es la siguiente:

Tabla 15: Características bloques tipo CT

Bloque CT	Conf. 1
Número de bloques en el PFV	1
Módulos fotovoltaicos bifaciales 570 Wp	2.280
Módulos en serie	30
Ramas en paralelo	76
Bloques CT	4 Inv. A + 5 Inv. B
Cable Inversor - CT	XZ1 0,6/1 kV 3 x 1 x 300 Al
Fusibles protección CT	250 A, 1.500 V
Potencia módulos fotovoltaicos (kWp)	1.299,6
Potencia inversores a 25 °C (kW)	1.125,0

### 6.5.1.3 PFV CABECERAS

El PFV CABECERAS está conectado en un único circuito eléctrico, que une el bloque de potencia con el Centro de Seccionamiento de 20 kV:



Ilustración 9: Esquema de conexión de la red de MT del PFV

Los componentes básicos para el parque fotovoltaico se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 16: Componentes básicos para Parque Fotovoltaico

PFV CABECERAS	
Descripción	Cantidad
Módulos fotovoltaicos bifaciales 570 Wp	2.280
Ramas en paralelo	76
Cable String – Inversor	ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 1 x 4 / 6 / 10 / Cu
Fusible protección ramas	25A, 1.500 V
Bloques Inversor	4 Inv. A + 5 Inv. B
Cable Inversor - CT	XZ1 0,6/1 kV 3 x 1 x 300 Al
Fusibles protección CT	250 A, 1.500 V
Inversores SG125HX de 125 kW a 25°C	9
Centro de transformación 1.250 kVA	1
Potencia total módulos fotovoltaicos (MWp)	1,300
Potencia en inversores a 25°C (MW)	1,125
Capacidad de acceso (MW)	1,000

## 6.5.2 CIRCUITOS ELÉCTRICOS

### 6.5.2.1 Circuitos de Baja Tensión

Los circuitos de energía eléctrica en BT corresponden a:

- CC: desde las ramas de módulos fotovoltaicos hasta los inversores
- CA: desde los inversores hasta el cuadro de BT de la PS y de éste al transformador.

Los cables de las ramas serán de tipo solar e irán instalados bajo las estructuras fotovoltaicas hasta uno de los extremos donde bajarán a tierra e irán enterrados bajo tubo hasta los inversores. Serán necesarios para evacuar la energía generada cables de cobre (Cu) 2 x 1 x 4 / 6 / 10 mm<sup>2</sup> de sección tipo ZZ-F/H1Z2Z2-K. Estos cables serán

– según IEC 60228 - de cobre electrolítico estañado clase 5, finamente trenzado, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) HEPR 120°C y cubierta exterior de elastómero termoestable libre de halógenos. El aislamiento y la cubierta están sólidamente unidos (aislamiento de dos capas). La tensión nominal del cable en CC es de 1,5 kV, siendo la máxima tensión de servicio admisible de 1,8 kV.

Los cables de BT para la conexión entre el inversor y el cuadro de BT de la PS serán de aluminio (Al) de  $3 \times 1 \times 300 \text{ mm}^2$  de sección tipo XZ1. Según UNE-EN 60228, serán cables rígidos de clase 2, con aislamiento XLPE tipo DIX3 y cubierta tipo cubierta exterior de poliolefina termoplástica libre de halógenos. El nivel de aislamiento del cable será de 0,6/1 kV en CA e irá directamente enterrado en zanja excepto en los cruces donde irá entubado.

Los cables de BT para la conexión entre el cuadro de BT y el transformador serán de (Cu) de  $3 \times 3 \times 1 \times 240 \text{ mm}^2$  de sección tipo XZ1. Según UNE-EN 60228, serán cables rígidos de clase 2, con aislamiento XLPE tipo DIX3 y cubierta tipo cubierta exterior de poliolefina termoplástica libre de halógenos. El nivel de aislamiento del cable será de 0,6/1 kV en CA y estará colocado directamente al aire.

#### 6.5.2.2 Circuitos de Media Tensión

Las celdas de MT se encuentran contiguas al transformador. La conexión entre el transformador y las celdas de MT se realizará con el mismo conductor que el del tramo entre el centro de transformación y el centro de seccionamiento.

La energía generada en el parque fotovoltaico se recoge con un circuito subterráneo de media tensión (20 kV) de 310 m, que une la Power Station con el Centro de Seccionamiento de la línea VILLAF\_EUL 20 kV, punto de entrega final de la energía. Esta red subterránea será en régimen permanente, con corriente alterna trifásica, a 50 Hz de frecuencia y a la tensión nominal de 20 kV.

Tabla 17: Caída de tensión y pérdidas de potencia

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad Acumulada A	Long km	Nº de Ternas del tramo	Nº máx. de ternas que comparten zanja	Sección mm²	I <sub>max</sub> A	Caída tensión %	Pérdida potencia % kW	
1	PS1 - CS	1,125	34,2	0,31	1	1	240	364,1	0,01%	0,01%	0,14
TOTAL Circuito1		1,125							0,01%	0,01%	0,14

Se puede ver que tanto las pérdidas de potencia como la máxima caída de tensión son inferiores a los límites establecidos.

El circuito se compondrá de una terna de tres conductores unipolares y de las características que se indican a continuación:

- Sección: ..... 240 mm<sup>2</sup>
- Designación UNE: ..... RHZ1 12/20 kV 3x1x240 mm<sup>2</sup> Al
- Tipo de cable: ..... RHZ1
- Sección: ..... 240 mm<sup>2</sup>
- Tensión: ..... 12/20 kV
- Conductor: ..... Aluminio
- Aislamiento: ..... Polietileno Reticulado (XLPE)
- Pantalla: ..... Cinta de Al termosoldada y adherida a la cubierta
- Intensidad máxima: ..... I = 367 A
- Resistencia eléctrica 90°C (R): ..... 0,161 Ω/Km
- Reactancia eléctrica (X): ..... 0,102 Ω/Km

La elección de estos conductores queda justificada en el *Anejo de Cálculos Eléctricos*.

### Terminaciones

Las terminaciones se instalarán en los extremos de los cables para garantizar la unión eléctrica de éste con otras partes de la red, manteniendo el aislamiento hasta el punto de la conexión.

Las terminaciones limitarán la capacidad de transporte de los cables, tanto en servicio normal como en régimen de sobrecarga, dentro de las condiciones de funcionamiento admitidas.

Del mismo modo, las terminaciones admitirán las mismas corrientes de cortocircuito que las definidas para el cable sobre el cual se van a instalar.

### Empalmes

Los empalmes serán adecuados para el tipo de conductores empleados y aptos igualmente para la tensión de servicio.

Estos empalmes podrán ser enfilables, retráctiles en frío o con relleno de resina y no deberán disminuir en ningún caso las características eléctricas y mecánicas del cable empalmado.

### Protecciones

Para la protección contra sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos y puestas a tierra se dispondrán en las Subestaciones Transformadoras los oportunos elementos (interruptores automáticos, relés, etc.), los cuales corresponderán a las exigencias que presente el conjunto de la instalación de la que forme parte la línea subterránea en proyecto.

#### 6.5.3 CABLES DE FIBRA ÓPTICA

En caso de ser necesario, las comunicaciones a implementar en la línea subterránea se basarán siempre en fibra óptica tendida juntamente con el cable. Las líneas con cable subterráneo no pueden soportar comunicaciones mediante ondas portadoras a causa de la elevada capacidad de este tipo de cables.

El cable de fibra óptica estará formado por un material dieléctrico ignífugo y con protección anti-roedores.

Estará compuesto por una cubierta interior de material termoplástico y dieléctrico, sobre la que se dispondrá una protección antirroedores dieléctrica. Sobre el conjunto así formado se extruirá una cubierta exterior de material termoplástico e ignífuga.

En el interior de la primera cubierta se alojará el núcleo óptico formado por un elemento central dieléctrico resistente, por tubos holgados (alojan las fibras ópticas holgadas), en cuyo interior se dispondrá un gel antihumedad de densidad y viscosidad adecuadas y compatible con las fibras ópticas.

Todo el conjunto irá envuelto por unas cintas de sujeción.

La fibra óptica deberá garantizarse para una vida media mayor que 25 años y para una temperatura máxima continua en servicio de 90º C siendo esta temperatura constante alrededor de todo el conductor.

#### 6.5.4 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre los elementos eléctricos que componen el PFV y electrodos enterrados en el suelo con objeto de garantizar la seguridad de personas y equipos en caso de faltas o descargas a tierra.



La red de tierras se realizará siguiendo un esquema IT. De esta forma, se conectarán todas las masas del parque entre sí y por otro lado se realizará un mallazo de tierra independiente para cada transformador de servicios auxiliares.

Todo el sistema estará interconectado en paralelo, y unirá también mediante un latiguillo de tierras toda la estructura metálica de la planta.

Alrededor de los centros de transformación se instalará un mallazo de tierra al cual se conectará todas las puestas a tierra previstas de los equipos, de forma que se forme un anillo entre los centros de transformación y el centro de control del parque. Este anillo será interconectado con la red de tierras de la planta.

La instalación de puesta a tierra estará constituida por una red de tierra mallada, reforzada por electrodos de puesta a tierra (en caso de ser necesario) para asegurar un valor de resistencia de puesta a tierra acorde a las indicaciones de los estándares de aplicación. A la malla se conectarán alternativamente las armaduras metálicas de pilares de hormigón, así como las estructuras metálicas.

Las características principales de la red de tierra se resumen a continuación:

- Cable de cobre desnudo:
  - 35 mm<sup>2</sup> bajo zanjas de Baja Tensión (BT).
  - 50 mm<sup>2</sup> bajo zanjas de Media Tensión (MT).
  - 50 mm<sup>2</sup> alrededor de las estaciones de potencia.
  - 50 mm<sup>2</sup> para los neutros de los transformadores de servicios auxiliares.
- Picas de acero recubierto de cobre, de 2 m de longitud y diámetro 14 mm:
  - En el mallazo de puesta a tierra de las estaciones de potencia.
  - En cada inversor multistring.
  - A lo largo del vallado perimetral, ubicadas en los puntos donde se hallan los báculos del sistema CCTV
  - En la puesta a tierra de neutros de los transformadores de servicios auxiliares.

Los conductores de tierra se tenderán en la misma zanja que los circuitos de fuerza del parque directamente enterrados, y grapados a los postes de las estructuras hasta su canalización por zanja.



## 6.6 OBRA CIVIL

La instalación del PFV requiere una serie de actuaciones sobre el terreno para poder implantar todas las instalaciones necesarias para su construcción. Estas actuaciones comienzan con el desbroce y limpieza del terreno, y el movimiento de tierras necesario incluyendo accesos y viales interiores, así como las zanjas para el tendido de los diferentes circuitos de baja y media tensión.

Además, se realizarán todas las catas del terreno necesarias para efectuar todos los trabajos objeto del presente documento.

### 6.6.1 DESBROCE, LIMPIEZA DEL TERRENO Y GESTIÓN DE LA TIERRA VEGETAL

Se trata de un terreno de tierra labrada sin vegetación, por lo tanto, el desbroce se considerará casi nulo.

El desbroce y limpieza del terreno de la zona afectada se realizará mediante medios mecánicos. Comprenderá los trabajos necesarios para la retirada de maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente en la zona proyectada.

En el trazado de caminos y zanjas se retirará la capa de tierra vegetal hasta una profundidad media de 25 cm.

La tierra vegetal no se llevará a vertedero. En el caso de la zanja, se acopiará en un cordón lateral de no más de 1 metro de altura junto a la excavación de la misma para su posterior extendido sobre ella, minimizando así el posible impacto visual que se podría generar. En el caso de caminos, se acopiará la tierra vegetal retirada para su posterior extendido en parcelas adyacentes.

### 6.6.2 MOVIMIENTO DE TIERRAS

Dadas las características de la orografía, solo será necesario realizar movimientos de tierra en algunas zonas de la explanada donde se ubican las estructuras con objeto de adecuar el terreno a la pendiente asumible por los mismos.

Otros movimientos de tierra a realizar en la construcción del parque son los asociados a la formación de la explanada donde se ubica el centro de transformación, al trazado de los caminos interiores y de acceso al parque, así como a la ejecución de las zanjas para el alojamiento de los cables de baja y media tensión.

El trazado en planta y alzado de los caminos se ha ajustado a la orografía con el fin de minimizar el movimiento de tierras y siempre atendiendo al criterio de menor afección al medio.

Para poder calcular el volumen de las tierras se ha descargado del Centro Nacional de Información Geográfica un modelo digital del terreno obtenido por interpolación a partir de la clase terreno de vuelos Lidar del Plan Nacional de Ortofotografía Aérea (PNOA) obtenidas por estereocorrelación automática de vuelo fotogramétrico PNOA con resolución de 25 a 50 cm/pixel.

Se ha intentado compensar el volumen de desmonte y terraplenado para aprovechar al máximo las tierras, de forma que el transporte de tierras a vertedero se vea reducido al mínimo posible.

El cálculo de la cubicación se ha realizado con el software topográfico MDT, obteniendo los siguientes resultados (ver tabla):

*Tabla 18: Volumen de tierras y firmes de los ramales del PFV*

EJE	Longitud (m)	Vol. Tierras			Vol. Firmes	
		Desmonte (m³)	Terraplén (m³)	T.Vegetal (m³)	Subbase (m³)	Base (m³)
ADECUACIONES	13,09	45,95	18,38	22,98	13,79	9,19
CAMINOS INTERIORES	57,55	5,23	60,16	88,33	39,06	23,88
EXPLANADAS CT		13,16	11,28	9,40	-	-
EXPLANADA PFV		1.481,03	1.410,50	1.410,50	-	-
EXPLANADA PUNTO LIMPIO		12,32	10,56	8,80	-	-
EXPLANADA CENTRO CONTROL		12,32	10,56	8,80	-	-
SUMA TOTAL	70,64	1.570,01	1.521,44	1.548,81	52,85	33,07

- Volumen de desmonte = 1.570,01 m³
- Volumen de terraplén = 1.521,44 m³

De lo anterior se obtiene un balance de tierras de 48,57 m³, en este caso se trata de tierras sobrantes. La gestión de las tierras consiste en reutilizarlas en la medida de lo posible en la propia obra, siendo el resto retirado prioritariamente a plantas de fabricación de áridos para su reciclaje o, si esto no fuera posible, a vertederos autorizados.

El movimiento de tierras calculado se ha realizado en base a cartografía básica, tal y como se ha indicado anteriormente, por lo que podrá sufrir variaciones con el estudio topográfico de detalle que se llevará a cabo antes de la ejecución del parque.

### 6.6.3 VIALES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

La red de viales del parque fotovoltaico está constituida por el vial de acceso al parque y los caminos interiores para el montaje y mantenimiento de los diferentes componentes.

En el diseño de la red de viales, se procede a la adecuación de los caminos existentes en los tramos en los que no tengan los requisitos mínimos necesarios para la circulación de los vehículos especiales, y en aquellos puntos donde no existan caminos se prevé la construcción de nuevos caminos.

Como características más importantes de los viales del parque hay que señalar el hecho de que se cumple con las especificaciones mínimas necesarias con un aprovechamiento máximo de los viales existentes, por lo que la afección resultante es la menor posible.

#### 6.6.3.1 Vial de acceso

El acceso al PFV ha quedado descrito en el apartado RUTA DE ACCESO AL PFV.

Se contempla la adecuación del camino existente en los tramos en los que no tenga los requisitos mínimos necesarios para la circulación de vehículos de montaje y mantenimiento de los componentes fotovoltaicos.

Los caminos tendrán las siguientes características:

- Anchura del vial: 5 m
- Sección de firme formada por dos capas: 10 cm de espesor de base y 15 cm de espesor de sub-base de zahorra, compactada al 98 % P.M.
- Pendiente longitudinal máxima del 8 %.
- Radio mínimo de curvatura en el eje de 15 m.
- Talud de desmonte 1/1.
- Talud de terraplén 3/2.
- Talud de firme 3/2.
- Cunetas de 80 cm de anchura y 40 cm de profundidad (para la evacuación de las aguas de escorrentía).
- Espesor de excavación de tierra vegetal de 25 cm.

#### 6.6.3.2 Viales interiores

Los viales interiores del parque fotovoltaico partirán desde los puntos de acceso al recinto. Se construirán caminos principales que llegarán a la Power Station.

Tendrán las siguientes características:

- Anchura del vial: 4 m
- Sección de firme formada por dos capas: 10 cm de espesor de base y 15 cm de espesor de sub-base de zahorra, compactada al 98 % P.M.
- Pendiente longitudinal máxima del 8 %.
- Radio mínimo de curvatura en el eje de 15 m.
- Talud de desmonte 1/1.
- Talud de terraplén 3/2.
- Talud de firme 3/2.
- Cunetas de 80 cm de anchura y 40 cm de profundidad (para la evacuación de las aguas de escorrentía).
- Espesor de excavación de tierra vegetal de 25 cm.

#### 6.6.3.3 Drenaje

Para la evacuación de las aguas de escorrentía se dispone de dos tipos de drenaje: drenaje longitudinal y drenaje transversal.

Para el tipo de drenaje longitudinal, se han previsto cunetas laterales de tipo “V” a ambos márgenes de los viales con la sección y dimensiones adecuadas.

El tipo de drenaje transversal se utilizará en los puntos bajos de los viales interiores en los que se puedan producir acumulaciones de agua, instalando en esos puntos obras de fábrica y/o vados hormigonados que faciliten la evacuación del agua.

#### 6.6.4 HINCADO DE LAS ESTRUCTURAS FOTOVOLTAICAS

El método principal de instalación de las estructuras fotovoltaicas en este parque es el hincado, ya que es el más apropiado debido a las características geológicas del terreno. Esta tecnología permite minimizar la afección sobre el terreno ya que no requiere cimentaciones.

Este sistema permite fijar cada pilote al terreno ajustando la profundidad del hincado mediante la utilización de una máquina hidráulica. Para ello, se fija el pilote a la parte superior de la máquina y mediante un control electrónico, se regula la velocidad, orientación y fuerza de hincado. Este proceso resulta ágil y económico.

Durante la fase de construcción del parque se llevará a cabo un estudio geotécnico del terreno, así como la prueba de hincado. Si en alguna de las zonas, el terreno no fuese apropiado para este método, se estudiará otro tipo de anclaje de la estructura, como podría ser mediante tornillo o zapata de hormigón.

#### 6.6.5 CIMENTACIÓN DE LA POWER STATION

El inversor y centro de transformación forman la Power Station que se ubicará sobre plataforma de hormigón cubierta de cama de arena y con un acerado perimetral que evite la entrada de humedad, tanto si es un contenedor metálico o un prefabricado de hormigón.

La cimentación se realizará con base de zapatas de hormigón y muros de ladrillo de fábrica para el apoyo del contenedor y elevarlo sobre el nivel del terreno para facilitar la ventilación y el acceso al montaje y mantenimiento del cableado.

#### 6.6.6 ZANJAS PARA EL CABLEADO

Las zanjas tendrán por objeto alojar las líneas subterráneas de baja y media tensión, el conductor de puesta a tierra, el cableado de vigilancia y la red de comunicaciones.

El trazado de las zanjas se ha diseñado tratando que sea lo más rectilíneo posible y respetando los radios de curvatura mínimos de cada uno de los cables utilizados.

Las canalizaciones principales se dispondrán junto a los caminos de servicio, tratando de minimizar el número de cruces, así como la afección al medio ambiente y a los propietarios de las fincas por las que trascurren.

En el parque nos encontraremos con dos tipos de zanjas:

- Zanja en tierra
- Zanja para cruces

La tipología de las zanjas, ya sean de BT, MT o BT+MT, se definirá acorde a las necesidades del proyecto. Para ver las diferentes zanjas tipo consultar el *Documento Planos*.

#### 6.6.6.1 Zanja en tierra

La zanja en tierra se caracteriza porque los cables se disponen enterrados directamente en el terreno, sobre un lecho de arena lavada de río. Las dimensiones de la zanja atenderán al número de cables a instalar.

Los cables se tienden sobre una capa base de unos 10 cm de espesor, y encima de ellos irá otra capa de arena hasta completar un mínimo de 30 cm. Sobre ésta se coloca transversalmente una protección mecánica (ladrillos, rasillas, cerámicas de PPC, etc.).

Posteriormente se rellenará la zanja con una capa de espesor variable de material seleccionado y se terminará de rellenar con tierras procedentes de la excavación, colocando a 25-35 cm de la superficie la cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos.

#### 6.6.6.2 Zanjas para cruces

Las canalizaciones en cruces serán entubadas y estarán constituidas por tubos de material sintético y amagnético, hormigonados, de suficiente resistencia mecánica y debidamente enterrados en la zanja.

El diámetro interior de los tubos para el tendido de los cables será de 160 ó 250 mm en función de la sección de conductor, debiendo permitir la sustitución del cable averiado.

Estas canalizaciones deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

Las zanjas se excavarán según las dimensiones indicadas en planos, atendiendo al número de cables a instalar. Sus paredes serán verticales, proveyéndose entibaciones en los casos que la naturaleza del terreno lo haga necesario. Los cables entubados irán protegidos por una capa de hormigón de HM-20 de espesor variable en función de los conductores tendidos.

El resto de la zanja se rellenará con tierras procedentes de la excavación, con el mismo material que existía en ella antes de su apertura, colocando a 25-35 cm de la superficie la cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos.

### 6.7 INSTALACIONES AUXILIARES

Se construirán instalaciones auxiliares para mantener la seguridad y el correcto funcionamiento del parque. Durante la fase de construcción se habilitará una zona de

acopio que permita el desarrollo de la obra. El resto de instalaciones descritas a continuación serán de carácter permanente.

#### 6.7.1 ZONA DE ACOPIO Y MAQUINARIA

Para facilitar las labores de construcción del PFV se dispondrán de zonas de acopio para depositar el material y maquinaria necesarios.

#### 6.7.2 VALLADO PERIMETRAL

Para disminuir el efecto barrera debido a la instalación de la planta fotovoltaica, y para permitir el paso de fauna, el vallado perimetral de la planta se ejecutará dejando un espacio libre desde el suelo de 20 cm y con malla cinegética. El vallado perimetral tendrá una altura de 2 m y carecerá de elementos cortantes o punzantes como alambres de espino o similar. Las puertas de acceso a la planta solar serán de dos hojas.

El *Documento Planos* recoge los detalles constructivos de vallado y puerta.

#### 6.7.3 SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA

Para la protección del perímetro se utilizará un sistema de vídeo vigilancia con cámaras térmicas motorizadas. Las cámaras se distribuirán por todo el perímetro de la instalación alimentándose mediante un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI), los cables para esta alimentación se llevarán enterrados en zanjas que discurren por todo el perímetro del vallado.

El sistema analiza las imágenes de las cámaras detectando los objetos móviles e identifica personas o el tipo de objetos indicados. El sistema descarta objetos como bolsas, sombras, reflejos, pequeños animales, etc... Cuando una persona accede al área que se ha señalado como protegida, un vídeo con la alarma es enviado a la central de monitorización, que chequea la alarma en cuestión. No es imprescindible que el centro de control se sitúe dentro del parque fotovoltaico, ya que el sistema de vigilancia es accesible desde cualquier lugar vía internet.

#### 6.7.4 CASETA DE CONTROL Y MANTENIMIENTO

La caseta del centro de control y mantenimiento del PFV se encuentra junto a la puerta de acceso del PFV. El edificio albergará la sala de control del SCADA y del CCTV. Se ubicarán los servidores del SCADA, el equipamiento de BT, los sistemas de



monitorización, vigilancia y seguridad. El suministro de energía del edificio de O&M se realizará directamente desde el cuadro de baja tensión de los centros de transformación del PFV. El edificio no tiene necesidad de dotación de servicios urbanísticos, de servicios de abastecimiento, evacuación de agua, energía eléctrica ni eliminación de residuos.

El *Documento Planos* recoge los detalles constructivos de la caseta de control.

#### 6.7.5 ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Para el correcto funcionamiento del PFV es necesario conocer las condiciones ambientales en tiempo real. Para ello, se propone la inclusión de una estación meteorológica.

La estación meteorológica deberá medir las siguientes variables: irradiación, precipitaciones, temperatura, velocidad y dirección del viento.

## 7 INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN DEL PFV

Desde el Centro de Transformación del PFV se evacúa la energía mediante una Línea Subterránea de Media Tensión de 20 kV hasta el Centro de Seccionamiento (de futura instalación) de la Línea Aérea de Media Tensión VILLAF\_EUL 20 kV, punto de conexión concedido por E-DISTRIBUCIÓN.

Las infraestructuras de evacuación de energía del PFV CABECERAS son las siguientes:

- Centro de Seccionamiento de LAMT 20 kV.
- Línea subterránea de entrada y salida en el Centro de Seccionamiento hasta apoyo nº20, de nueva instalación, de la línea VILLAF\_EUL 20 kV.
- Nuevo apoyo nº20 de la LAMT VILLAF\_EUL 20 kV.

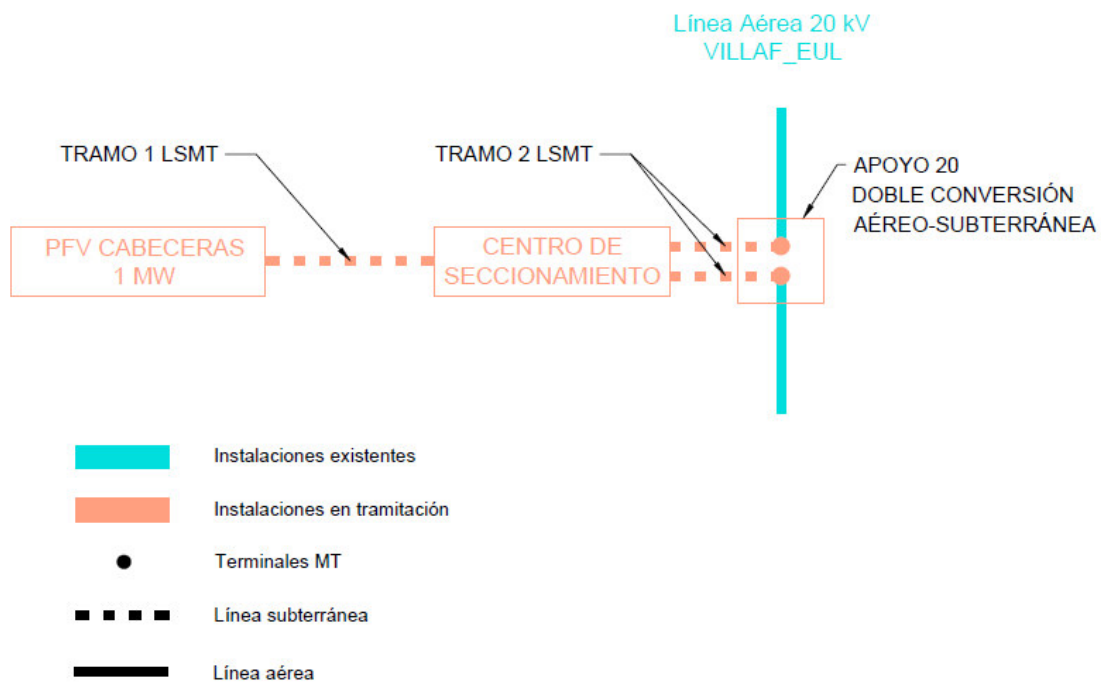


Ilustración: Infraestructuras de evacuación

En cumplimiento de la disposición adicional primera del RD 1183/2020, el PFV dispondrá de un sistema de control, coordinado para todos los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la integren, que impida que la potencia activa que éste pueda inyectar a la red supere su capacidad de acceso. Este control se realizará mediante el Power Plant Controller (PPC), ubicado en el centro de seccionamiento.

## 7.1 CENTRO DE SECCIONAMIENTO

El Centro de Seccionamiento estará conectado a la línea aérea de media tensión 20 kV VILLAF\_EUL, cuya titularidad corresponde a E-DISTRIBUCIÓN. Esta línea realiza entrada y salida en el seccionamiento.

### 7.1.1 UBICACIÓN

El Centro de Seccionamiento se ubica en el Término Municipal de Singra, en la parcela 107 del polígono 2.

Las coordenadas del Centro de Seccionamiento son:

Centro de Seccionamiento (coord. UTM ETRS 89 30N)		
Vértice	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
1	640.639	4.504.482
2	640.640	4.504.479
3	640.632	4.504.477
4	640.631	4.504.480

### 7.1.2 CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE SECCIONAMIENTO

El centro de seccionamiento consta de una única caseta prefabricada en la que se encuentra toda la aparamenta eléctrica, máquinas y demás equipos. Según la Norma Particular NRZ104 (E-DISTRIBUCIÓN), el nivel de aislamiento se define en función del nivel de tensión de red, siendo el aislamiento de 24 kV para tensiones nominales menores de 20 kV. En este caso, puesto que la LMT a la que se conecta el seccionamiento es de 20 kV, se definirá la tensión más elevada para el material como 24 kV.

En el documento FGH00200 (E-DISTRIBUCIÓN) se listan los fabricantes seleccionados para los edificios prefabricados y celdas dieléctrico que cumplirían con las especificaciones técnicas de la compañía. Se ha escogido para el presente proyecto el fabricante Ormazabal, tanto para el edificio como para las celdas con fin de asegurar mayor compatibilidad de componentes y facilidad de instalación.

Se escoge un edificio monobloque por su instalación sencilla, calidad uniforme y precio económico, ya que se reducen los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación. En la siguiente ilustración se muestra la configuración del centro de

seccionamiento propuesto. También se encuentra información en el *Documento Planos* y en las especificaciones técnicas en los *Anejos*.

El edificio no tiene necesidad de dotación de servicios urbanísticos, de servicios de abastecimiento, evacuación de agua, energía eléctrica ni eliminación de residuos.

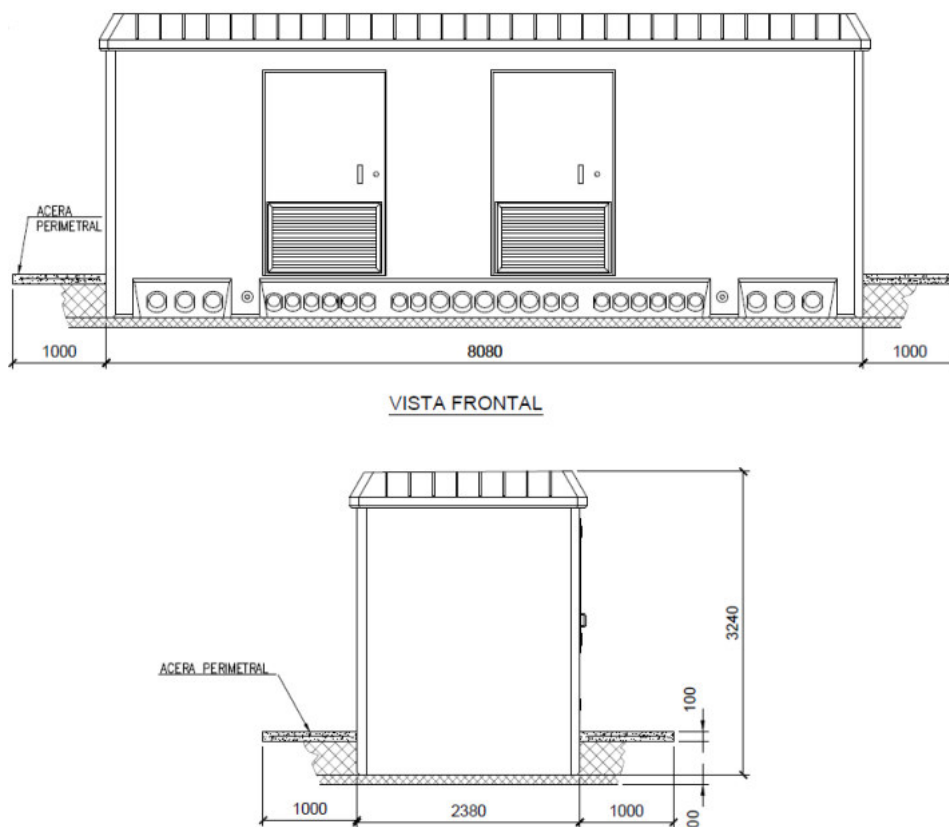


Ilustración. Centro de Seccionamiento 24 kV. Modelo PFU-7. Fuente: Ormazabal

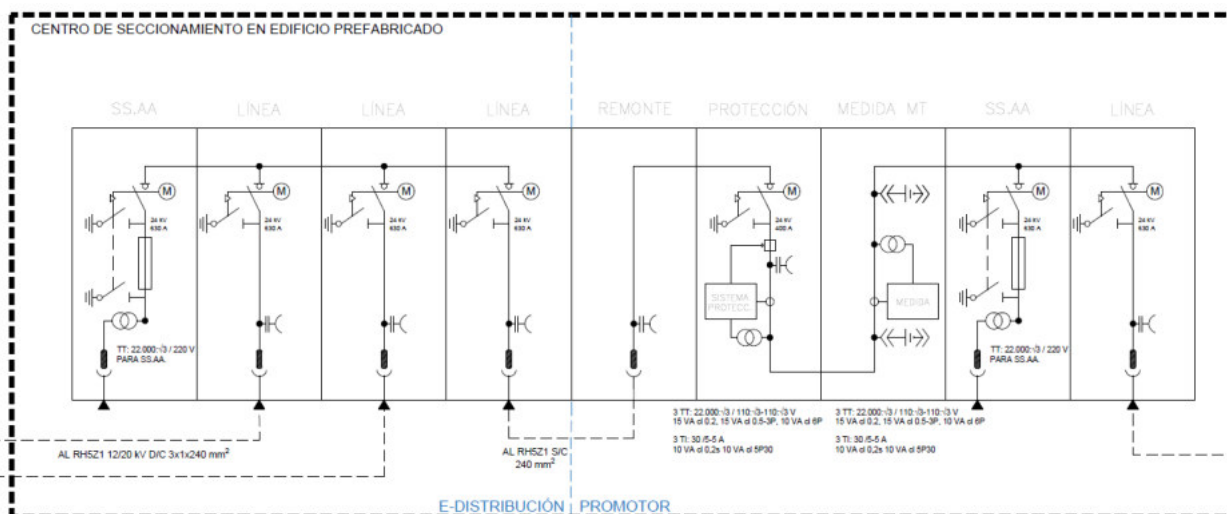


Ilustración. Centro de Seccionamiento. Unifilar

El centro de seccionamiento albergará el siguiente equipamiento:

- *Instalación privada*
  - 1 Celda de línea con interruptor-seccionador para llegada de línea de cliente.
  - 1 Celda de medida.
  - 1 Armario de medida.
  - 1 Celda de protección con interruptor automático y protecciones.
  - 1 Celda de remonte
  - 1 Celda de protección con fusibles y transformador de tensión para servicios auxiliares
- *Instalación a ceder a E-DISTRIBUCIÓN (ubicada en recinto independiente con acceso)*
  - 1 Celda de línea con interruptor-seccionador para frontera con la instalación del cliente.
  - 2 Celdas de línea con interruptor-seccionador para entrada y salida de línea.
  - 1 Celda de protección con fusibles y transformador de tensión para servicios auxiliares
  - 1 Cuadro de baja tensión
  - 1 Armario de telemando
  - 1 Armario de telecontrol

Es de señalar que la conexión entre las celdas de la instalación privada y la instalación a ceder a E-DISTRIBUCIÓN se realizará mediante puente de cables, tendido entre la celda de remonte de la instalación privada y una de las celdas de línea de E-DISTRIBUCIÓN.

### 7.1.3 CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA CIVIL

El Centro de Seccionamiento consta de una única envolvente, en la que se encuentra toda la aparamenta eléctrica y demás equipos. El edificio quedará dividido en dos recintos independientes, uno en el que se recoge la energía generada por el parque y su medida y otro en el que se realiza el seccionamiento de la línea de E-DISTRIBUCIÓN.

- Edificio

Los Centros de Seccionamiento, de superficie y maniobra interior (tipo caseta), constan de una envolvente de hormigón, de estructura monobloque, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos, desde la aparamenta de MT, hasta los

cuadros de BT, incluyendo los dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos.

La principal ventaja que presenta este tipo de edificios prefabricados es que tanto la construcción como el montaje y equipamiento interior pueden ser realizados íntegramente en fábrica, garantizando con ello una calidad uniforme y reduciendo considerablemente los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación. Además, su cuidado diseño permite su instalación tanto en zonas de carácter industrial como en entornos urbanos.

- Envolvente

La envolvente de estos centros es de hormigón armado vibrado. Se compone de dos partes: una que aglutina el fondo y las paredes, que incorpora las puertas y rejillas de ventilación natural, y otra que constituye el techo.

Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm<sup>2</sup>. Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante latiguillos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro. Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10 kΩ respecto de la tierra de la envolvente.

Las cubiertas están formadas por piezas de hormigón con inserciones en la parte superior para su manipulación.

En la parte inferior de las paredes frontal y posterior se sitúan los orificios de paso para los cables de MT y BT. Estos orificios están semiperforados, realizándose en obra la apertura de los que sean necesarios para cada aplicación. De igual forma, dispone de unos orificios semiperforados practicables para las salidas a las tierras exteriores.

- Placa piso

Sobre la placa base y a una altura de 400 mm se sitúa la placa piso, que se sustenta en una serie de apoyos sobre la placa base y en el interior de las paredes, permitiendo el paso de cables MT y BT a los que se accede desde unas troneras cubiertas con losetas.

- Accesos

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso de peatones, y las rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero.

Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento y evitar aperturas intempestivas del Centro de Seccionamiento. Una de las puertas dará acceso a la instalación privada, y la otra dará acceso a las instalaciones a ceder a E-DISTRIBUCIÓN.

- Acabado

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica rugosa de color blanco en las paredes y marrón en el perímetro de la cubierta o techo, puertas y rejillas de ventilación.

Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

- Alumbrado

El equipo va provisto de alumbrado conectado y gobernado desde el cuadro de BT, el cual dispone de un interruptor para realizar dicho cometido.

- Varios

Sobrecargas admisibles y condiciones ambientales de funcionamiento según normativa vigente.

- Cimentación

Para la ubicación del Centro de Seccionamiento es necesaria una excavación, cuyas dimensiones variarán en función de la solución adoptada para la red de tierras, sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de 100 mm de espesor.

- Acera perimetral

Como medida adicional de seguridad frente a tensiones de paso y contacto, se construirá exteriormente al CT una acera perimetral de 1 m de ancho por 10 cm de espesor, armada y localizada en la zona normalmente utilizada para acceder al mismo,



que aporte una elevada resistividad superficial incluso después de haber llovido. El armado de la acera perimetral no se conectará a la tierra general.

#### 7.1.4 SUMINISTRO EN BAJA TENSIÓN PARA SERVICIOS AUXILIARES

El suministro eléctrico en baja tensión para los servicios auxiliares del centro de seccionamiento se realizará mediante transformadores de tensión a instalar en el embarrado de media tensión; desde estos transformadores, se tenderá cable hasta cada uno de los cuadros de baja tensión a instalar en el interior del centro de seccionamiento.

Se prevé un consumo máximo de 10 kVA.

#### 7.1.5 CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA DE MEDIA TENSIÓN

El Centro de Seccionamiento cuenta con un circuito procedente del parque de la planta fotovoltaica y la entrada y salida de la línea que se secciona.

En la descripción de cada celda se incluyen los valores propios correspondientes a las intensidades nominales, térmica y dinámica, etc.

A continuación, se detallan las características de las celdas:

##### 7.1.5.1 CELDAS

Las celdas forman un sistema de equipos modulares de reducidas dimensiones para MT, con aislamiento y corte en gas, cuyos embarrados se conectan consiguiendo una conexión totalmente apantallada, e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc.). Estas celdas estarán preparadas para ser teledirigidas por Endesa de forma remota, mediante los mecanismos que se describen en apartados posteriores.

Las partes que componen estas celdas son:

- Base y frente:

La base soporta todos los elementos que integran la celda. La rigidez mecánica de la chapa y su galvanizado garantizan la indeformabilidad y resistencia a la corrosión de esta base. La altura y diseño de esta base permite el paso de cables entre celdas sin necesidad de foso (para la altura de 1.800 mm), y facilita la conexión de los cables frontales de acometida.

La parte frontal incluye en su parte superior la placa de características eléctricas, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda, los accesos a los accionamientos del mando y el sistema de alarma sonora de puesta a tierra. En la parte inferior se encuentra el dispositivo de señalización de presencia de tensión y el panel de acceso a los cables y fusibles. En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión a la misma del sistema de tierras y de las pantallas de los cables.

El sistema de alarma sonora de puesta a tierra se activa cuando, habiendo tensión en la línea, se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

- Cuba:

La cuba, fabricada en acero inoxidable de 2 mm de espesor, contiene el interruptor, el embarrado y los portafusibles, y el gas se encuentra en su interior a una presión absoluta de 1,15 bar (salvo para celdas especiales). El sellado de la cuba permite el mantenimiento de los requisitos de operación segura durante más de 30 años, sin necesidad de reposición de gas.

Esta cuba cuenta con un dispositivo de evacuación de gases que, en caso de arco interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así, con ayuda de la altura de las celdas, su incidencia sobre las personas, cables o la aparamenta del Centro de entrega.

En su interior se encuentran todas las partes activas de la celda (embarrados, interruptor-seccionador, puesta a tierra, tubos portafusible).

- Interruptor/Seccionador/Seccionador de puesta a tierra:

El interruptor disponible de tres posiciones: conectado, seccionado y puesto a tierra.

La actuación de este interruptor se realiza mediante palanca de accionamiento sobre dos ejes distintos: uno para el interruptor (conmutación entre las posiciones de interruptor conectado e interruptor seccionado); y otro para el seccionador de puesta a tierra de los cables de acometida (que conmuta entre las posiciones de seccionado y puesto a tierra).

○ Mando:

Los mandos de actuación son accesibles desde la parte frontal, pudiendo ser accionados de forma manual.

○ Conexión de cables:

La conexión de cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas estándar.

○ Enclavamientos:

La función de los enclavamientos incluidos en todas las celdas son tales que:

- No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado
- No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída
- Características eléctricas:

Las características generales de las celdas serán las siguientes:

Tensión nominal: 24 kV

Nivel de aislamiento

- Frecuencia industrial (1 min)
  - a tierra y entre fases: 50 kV
  - a la distancia de seccionamiento: 60 kV
- Impulso tipo rayo
  - a tierra y entre fases: 125 kV
  - a la distancia de seccionamiento: 145 kV

#### 7.1.5.2 Celda de línea con interruptor-seccionador

La celda está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables.

Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

Esta celda dispondrá de mecanismos motorizados para su telemando.

Dimensiones: 365 mm de ancho x 1.740 mm de alto x 735 mm de fondo.

Tensión asignada:	24 kV
Intensidad asignada:	630 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz:	20 kA
Intensidad de corta duración (1 s), cresta:	50 kA
Capacidad de cierre:	20 kA

#### 7.1.5.3 Celda de remonte

Celda con envolvente metálica, formada por un módulo con las siguientes características: La celda de interruptor pasante con puesta a tierra a la derecha, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra (derecha) del embarrado. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión y puede llevar un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

Dimensiones: 365 mm de ancho x 1.740 mm de alto x 735 mm de fondo.

Tensión asignada:	24 kV
Intensidad asignada:	630 A
Capacidad de cierre:	20 kA

#### 7.1.5.4 Celda entrada/salida de línea con interruptor-seccionador

La celda está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un

interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

Dimensiones: 365 mm de ancho x 1.740 mm de alto x 735 mm de fondo.

Tensión asignada:	24 kV
Intensidad asignada:	630 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz:	20 kA
Intensidad de corta duración (1 s), cresta:	50 kA
Capacidad de cierre:	20 kA

Esta celda dispondrá de mecanismos motorizados para su telemando.

#### 7.1.5.5 Celda de protección

La celda de protección con interruptor automático y protecciones está constituida por un módulo metálico con aislamiento en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un seccionador rotativo de tres posiciones, y en serie con él, un interruptor automático de corte en vacío, enclavado con el seccionador. La puesta a tierra de los cables de acometida se realiza a través del interruptor automático. La conexión de cables es inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y puede llevar un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

Dimensiones: 460 mm de ancho x 1.740 mm de alto x 845 mm de fondo.

Tensión asignada:	24 kV
Intensidad asignada:	400 A
Capacidad de cierre:	20 kA

Además, contará con transformadores de tensión e intensidad para medida y protección.

Estos transformadores son de aislamiento seco y contruidos atendiendo a las correspondientes normas UNE y CEI, con las siguientes características:

Transformadores de medida: 3 Transformadores de Tensión (TT) y 3 Transformadores de Intensidad (TI):

- 3 TT's:  $22.000-\sqrt{3} / 110:\sqrt{3}-110:\sqrt{3}$  V, 15 VA cl 0.2, 15 VA cl 0.5-3P, 10 VA cl 6P
- 3 TI's: 30 /5-5 A, 10 VA cl 0,2s 10 VA cl 5P30

Los transformadores de intensidad estarán preparados para soportar la intensidad máxima de falta, en función de la potencia de cortocircuito indicada por E-DISTRIBUCIÓN, sin llegar a saturación.

En este caso, con un devanado primario de 30 A y un factor límite de precisión de 30, y contando con un margen superior de 20% antes de llegar a saturación, la intensidad máxima que puede aceptar el TI antes de saturación es de 1,08 kA. Según la información facilitada por la empresa distribuidora, la potencia de cortocircuito prevista es de 28 MVA, por lo que la intensidad de cortocircuito prevista llega a 0,81 kA.

Esta celda dispondrá de mecanismos motorizados para su telemando.

#### *7.1.5.6 Celda de protección para transformador de servicios auxiliares*

La celda de protección con ruptofusible, está constituida por un módulo metálico con aislamiento en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un seccionador rotativo de tres posiciones, y en serie con él, un ruptofusible enclavado con el seccionador. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión.

Dimensiones: 437 mm de ancho x 1.740 mm de alto x 735 mm de fondo.

Tensión asignada:	24 kV
Intensidad asignada:	400 A
Capacidad de cierre:	20 kA

Además, contará con un transformador de tensión para suministro de servicios auxiliares en baja tensión.

Estos transformadores son de aislamiento seco y contruidos atendiendo a las correspondientes normas UNE y CEI, con las siguientes características:

- 22.000:  $\sqrt{3}$  / 220:  $\sqrt{3}$  V

#### 7.1.5.7 Celda de medida

Celda con envolvente metálica, formada por un módulo con las siguientes características: La celda de medida es un módulo metálico, construido en chapa galvanizada, que permite la incorporación en su interior de los transformadores de tensión e intensidad que se utilizan para dar los valores correspondientes a los aparatos de medida, control y contadores de medida de energía. Esta celda incorpora los transformadores de tensión e intensidad. La tapa de la celda cuenta con los dispositivos que evitan la posibilidad de contactos indirectos y permiten el sellado de la misma, para garantizar la no manipulación de las conexiones.

Dimensiones: 800 mm de ancho x 1.740 mm de alto x 1.025 mm de fondo.

Tensión asignada: 24 kV

Estos transformadores son de aislamiento seco y contruidos atendiendo a las correspondientes normas UNE y CEI, con las siguientes características:

Transformadores de medida: 3 Transformadores de Tensión (TT) y 3 Transformadores de Intensidad (TI):

- 3 TT's: 22.000:  $\sqrt{3}$  / 110:  $\sqrt{3}$ -110:  $\sqrt{3}$  V, 15 VA cl 0.2, 15 VA cl 0.5-3P, 10 VA cl 6P
- 3 TI's: 30 /5-5 A, 10 VA cl 0,2s 10 VA cl 5P30

Esta celda dispondrá de cuadro para telemedida.

#### 7.1.5.8 Equipos de medida

En el interior del Centro de Transformación se instalará equipo de medida, del tipo indirecto en Media Tensión, construido según normas de la Compañía Suministradora. Será un equipo de medida bidireccional, que mida la energía generada neta.

El equipo de medida estará formado por los siguientes elementos:

- Armario de doble aislamiento de poliéster reforzado con fibra de vidrio, IP-43, de medidas mínimas 750 mm de alto x 500 mm de largo x 300 mm de fondo, según normas E-DISTRIBUCIÓN.
- Contador electrónico combinado, compuesto por:



- Contador de energía activa trifásico 110/ $\sqrt{3}$  V, medida indirecta 5 A, 4 hilos, precisión mínima C.
- Contador de energía reactiva trifásico 110/ $\sqrt{3}$  V, medida indirecta 5 A, 4 hilos, precisión mínima 1.
- Kit de alimentación de módem para telemedida.
- Regleta de comprobación para diez circuitos (cuatro de tensión y seis de intensidad).

#### 7.1.5.9 Características del material auxiliar de media tensión y baja tensión

El material auxiliar del Centro de Seccionamiento es aquel que, aunque forma parte del conjunto de este, no se ha descrito en las características del equipo ni en las características de la aparamenta.

- Equipos de iluminación:

Equipo de alumbrado que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los centros.

Equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local.

- Relés de protección:

Se contará con un interruptor automático de interconexión para operaciones de desconexión-conexión de la instalación en caso de desequilibrios de tensión o frecuencia en la red, con un relé de enclavamiento. Este interruptor permitirá también la desconexión manual. El sistema de protección será el siguiente:

En este punto se instalará el correspondiente conjunto de protecciones establecido por la normativa para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales de autogeneración eléctrica. El ajuste de las protecciones deberá coordinarse entre E-DISTRIBUCIÓN y el generador, de forma que el equipo a instalar por el generador sea compatible al de E-DISTRIBUCIÓN para asegurar el correcto funcionamiento del sistema de protección.

Deberá contemplar las siguientes protecciones:

- 3 relés de mínima tensión instantáneos (entre fases) (3x(2x27))
- 1 relé de máxima tensión (3x59)
- 1 relé de máxima tensión homopolar (59N)

- 1 relé de máxima y mínima frecuencia (81m/81M)
- 3 relés instantáneos de máxima intensidad entre fases (50/51)
- 1 relé instantáneo de fallo a tierra direccional (67N)
- 1 relé instantáneo de protección direccional de tierra
- 1 relé de sincronismo, sólo para generadores síncronos (25). La actuación de dicho relé provocará la apertura del interruptor automático. Los valores de ajuste a aplicar serán del 102%  $P_{nominal}$  y una temporización de 10 segundos.

La protección anti-isla se realizará en los inversores de la instalación fotovoltaica, que desconectará la instalación de generación de forma automática.

#### 7.1.5.10 Telemando

La Unidad Compacta de Telemando (UCT) dispone de todos los elementos necesarios para poder realizar el Telemando y Automatización de Centros de Transformación y de Reparto. Incluye las funciones de terminal remoto, comunicaciones, alimentación segura y aislamiento de Baja Tensión.

La UCT es independiente del número de celdas del Centro y de su configuración.

Se presenta en dos formatos: Sobrecelda, permite su utilización en Centros en los que el espacio disponible está comprometido por accesos o pasillos de maniobra, y Mural, para instalaciones sobre pared.

Los elementos van ubicados en dos áreas diferenciadas de la UCT:

- Distribución (RTU y BAT): En esta área se dispone de los elementos mediante los que se realiza la alimentación de los diferentes elementos del Centro: alimentación de los motores de las celdas, elementos de mando, elementos de control y comunicaciones. Para ello se incluye un rectificador – cargador de baterías, unas baterías, un transformador de aislamiento y magnetotérmicos independientes para cada elemento.
- Comunicaciones (COMMS): En esta área van alojados los equipos de comunicaciones, tales como radio, módem, cables y otros.

#### 7.1.5.11 Alimentación

Dispone de un sistema de alimentación y almacenamiento de energía, de forma que, en condiciones de ausencia de tensión y ante picos de consumo, sean las baterías las que alimenten a los diferentes elementos del Centro.

Está compuesto por los siguientes elementos:

- Transformador Monofásico de Aislamiento: La tensión de alimentación de la UCT es la de Baja Tensión del Centro (230 V). Por otro lado, la envolvente metálica del armario de la UCT deberá estar conectado a la puesta a tierra de protección del Centro. La tensión soportada nominal a frecuencia industrial será de 10 kV y 20 kV ante impulsos tipo rayo (1,2/50  $\mu$ s). La tensión de primario será de 230 Vca 15% (reduciéndose la componente de armónicos), a frecuencia de 50/60 Hz. La tensión de salida será de 48 Vcc y 12 Vcc (tensión rectificada a la salida del transformador).
- Baterías: 4 unidades de tipo monoblock de 12 V y 12 Ah conectadas en serie. Estas baterías son de plomo ácido, herméticas y libres de mantenimiento.
- Interruptores Magnetotérmicos Independientes. Para la protección de los motores de las celdas, mandos (o relés) y los elementos de control. Además, la tensión de alimentación de entrada de 230 Vca también está protegida (interruptor magnetotérmico de cabecera del cuadro).

#### 7.1.5.12 Remota de telecontrol

Realiza las siguientes funciones:

- Comunicación con el Centro de Control o Despacho. Mediante esta comunicación se reportan todos los eventos e incidencias ocurridas en la instalación; de igual manera, se reciben las órdenes provenientes de Despacho a ejecutar en cada una de las posiciones.
- Comunicación con las Unidades de Control Integrado instaladas en cada una de las celdas del Centro. De este modo la Remota recibe cualquier evento o incidencia ocurrida en cada una de las posiciones de la instalación por comunicaciones y opera cada posición de forma remota.

#### 7.1.5.13 Compartimento de telecomunicaciones

En el compartimento de comunicaciones existen 2 juegos de bornas de alimentación de 48 Vcc y otros 2 juegos de bornas de alimentación de 12 Vcc.

#### 7.1.5.14 Suministro en baja tensión para servicios auxiliares

El suministro eléctrico en baja tensión para los servicios auxiliares del centro de seccionamiento se realizará mediante transformadores de tensión a instalar en el embarrado de media tensión; desde estos transformadores, se tenderá cable hasta cada uno de los cuadros de baja tensión a instalar en el interior del centro de seccionamiento.

### 7.1.6 CARACTERÍSTICAS DEL CABLE SUBTERRÁNEO DE MEDIA TENSIÓN HASTA LAS CELDAS

Los cables utilizados para conectar las celdas de media tensión del lado del promotor con las celdas del lado a ceder a E-DISTRIBUCIÓN, serán cables subterráneos unipolares de aluminio, con aislamiento seco termoestable (polietileno reticulado XLPE), con pantalla semiconductor sobre conductor y sobre aislamiento y con pantalla metálica de aluminio. El conductor será de Al (3 x 1 x 240 mm<sup>2</sup>) de tipo RH5Z1 12/20 kV, con aislamiento XLPE y cubierta de poliolefina.

Se ajustarán a lo indicado en las normas UNE-HD 620-10E, UNE 211620 y en la ITC-LAT 06 del RLAT.

### 7.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ENTRADA Y SALIDA EN EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO

Desde el Centro de Seccionamiento, se realiza la conexión con la línea de EDistribución mediante un tramo subterráneo de 20 kV de entrada y salida. Discurrirá por el término municipal de Singra, en la provincia de Teruel.

La línea aérea a 20 kV VILLAF\_EUL realizará entrada y salida en el centro de seccionamiento. Para ello, se dejará prevista coca de cable de longitud suficiente como para realizar las conversiones de subterráneo a aéreo. Los dos circuitos para realizar la entrada y salida finalizarán en las inmediaciones de la línea existente.

E-DISTRIBUCIÓN realizará la conexión de la línea existente con los mencionados tramos de entrada y salida, mediante paso aéreo subterráneo a ejecutar en nuevo apoyo, así como la reforma de la línea aérea, por razones de seguridad, fiabilidad y calidad del suministro.

El circuito tendrá una longitud aproximada de zanja de 66 m y dos ternas de cables, cada una con una longitud aproximada de 90 m desde el Centro de Seccionamiento hasta los terminales a ejecutar en el apoyo de paso aéreo-subterráneo de nueva instalación. Los conductores a utilizar serán Al RH5Z1 12 / 20 kV, de tipo aislado y subterráneo enterrado en tubería hasta el apoyo.

#### 7.2.1 CABLE AISLADO DE POTENCIA

Los cables a utilizar en la red subterránea de media tensión serán cables subterráneos unipolares de aluminio, con aislamiento seco termoestable (polietileno reticulado XLPE),

con pantalla semiconductor sobre conductor y sobre aislamiento y con pantalla metálica de aluminio.

Se ajustarán a lo indicado en las normas UNE-HD 620-10E, UNE 211620 y en la ITC-LAT 06 del RLAT.

Cada circuito se compondrá de una terna de tres conductores unipolares y de las características que se indican a continuación:

- Sección: ..... 240 mm<sup>2</sup>
- Designación UNE: ..... RH5Z1 12/20 kV 3x1x240 mm<sup>2</sup> Al
- Tipo de cable: ..... RH5Z1
- Sección: ..... 240 mm<sup>2</sup>
- Tensión: ..... 12/20 kV
- Conductor: ..... Aluminio
- Aislamiento: ..... Polietileno Reticulado (XLPE)
- Pantalla: ..... Cinta de Al termosoldada y adherida a la cubierta
- Intensidad máxima admisible\*: ..... I = 367 A
- Resistencia eléctrica 90°C (R): ..... 0,161 Ω/Km
- Reactancia eléctrica (X): ..... 0,102 Ω/Km

(\*) El valor de intensidad máxima indicado se da en instalaciones directamente enterradas, con el cable a una profundidad de 1 m, terreno a temperatura de 20 °C, temperatura del ambiente de 30 °C, y resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W.

## 7.2.2 TERMINACIONES

Las terminaciones se instalarán en los extremos de los cables para garantizar la unión eléctrica de éste con otras partes de la red, manteniendo el aislamiento hasta el punto de la conexión.

Las terminaciones limitan la capacidad de transporte de los cables, tanto en servicio normal como en régimen de sobrecarga, dentro de las condiciones de funcionamiento admitidas.

Del mismo modo, las terminaciones admiten las mismas corrientes de cortocircuito que las definidas para el cable sobre el cual se van a instalar.

Para asegurar una correcta compatibilidad entre el cable y los empalmes a la hora de su montaje en la instalación, los diámetros nominales y las tolerancias de fabricación, tanto del conductor como del aislamiento, se adecuan a los valores especificados según las características de los cables subterráneos.

Las terminaciones constan básicamente de dos partes, de acuerdo con la función que desempeñan:

- Parte mecánica; constituida por los elementos de conexión del conductor y la pantalla del cable al terminal, y la envolvente o cubierta exterior.
- Parte eléctrica; constituida por elementos y materiales que permiten soportar el gradiente eléctrico en la parte central del terminal y en las zonas de transición entre el terminal y el cable.

Según la topología de los tramos subterráneos de la línea en proyecto, el tipo de terminación para los cables de alta tensión a emplear podrán ser de dos tipos:

- Terminaciones convencionales contráctiles o enfilables en frío, tanto de exterior como de interior:  
Se utilizarán estas terminaciones para la conexión a instalaciones existentes con las celdas de aislamiento al aire. Estas terminaciones serán acordes a las normas UNE 211027, UNE HD 629-1 y UNE EN 61442.
- Conectores separables:  
Se utilizarán para instalaciones con celdas de corte y aislamiento en SF<sub>6</sub>. Serán acordes a las normas UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442.

### 7.2.3 EMPALMES

Los empalmes serán adecuados para el tipo de conductores empleados y aptos igualmente para la tensión de servicio.

En general se utilizarán siempre empalmes contráctiles en frío, tomando como referencia las normas UNE: UNE211027, UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442.

En aquellos casos en los que requiera el uso de otro tipo de empalmes (cables de distintas tecnologías, etc.) será necesario el acuerdo previo con la compañía distribuidora.

### 7.2.4 PUESTAS A TIERRA

Las pantallas metálicas de los cables de Media Tensión se conectarán a tierra en cada uno de sus extremos.

### 7.2.5 CABLE DE COMUNICACIONES

En caso de ser necesario, las comunicaciones a implementar en la línea subterránea se basarán siempre en fibra óptica tendida conjuntamente con el cable. Las líneas con

cable subterráneo no pueden soportar comunicaciones mediante ondas portadoras a causa de la elevada capacidad de este tipo de cables.

El cable de fibra óptica estará formado por un material dieléctrico ignífugo y con protección anti-roedores.

Estará compuesto por una cubierta interior de material termoplástico y dieléctrico, sobre la que se dispondrá una protección anti-roedores dieléctrica. Sobre el conjunto así formado se extruirá una cubierta exterior de material termoplástico e ignífuga.

En el interior de la primera cubierta se alojará el núcleo óptico formado por un elemento central dieléctrico resistente, por tubos holgados (alojan las fibras ópticas holgadas), en cuyo interior se dispondrá un gel antihumedad de densidad y viscosidad adecuadas y compatible con las fibras ópticas.

Todo el conjunto irá envuelto por unas cintas de sujeción.

La fibra óptica deberá garantizarse para una vida media > 25 años y para una temperatura máxima continua en servicio de 90º C siendo esta temperatura constante alrededor de todo el conductor.

#### 7.2.6 CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA

Las canalizaciones para el tramo de entrada y salida en el seccionamiento se ejecutarán según las indicaciones del Proyecto Tipo DYZ10000 - Líneas Subterráneas Media Tensión. Serán entubadas, constituidas por tubos de material sintético y amagnético, de suficiente resistencia mecánica, debidamente enterrados en la zanja en un lecho de arena de río lavada.

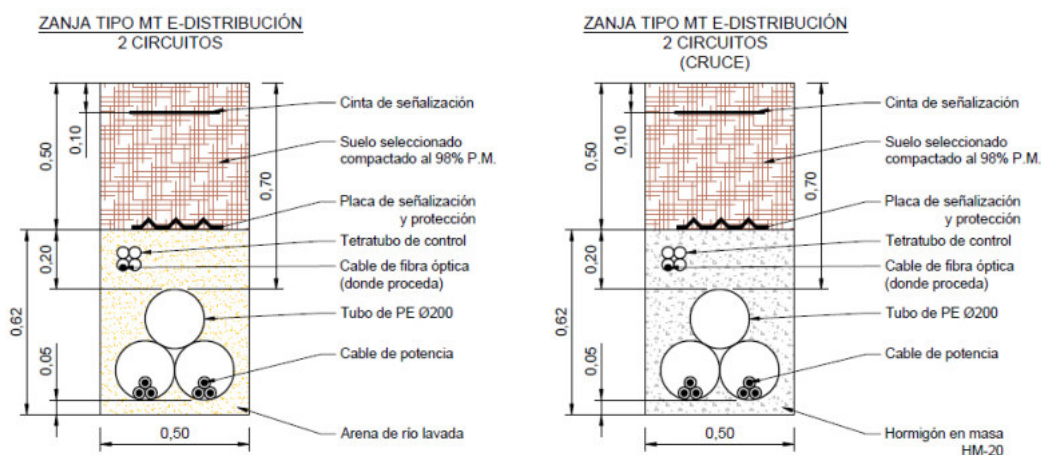
El diámetro interior de los tubos para el tendido de los cables será de 200 mm, debiendo permitir la sustitución del cable averiado.

Estas canalizaciones deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

Las zanjas se excavarán según las dimensiones indicadas en planos, atendiendo al número de cables a instalar. Sus paredes serán verticales, proveyéndose entibaciones en los casos que la naturaleza del terreno lo haga necesario. Los cables entubados irán situados al menos a 0,7 m de profundidad, salvo en calzadas, donde esta profundidad será de al menos 0,9 m.



El resto de la zanja se rellenará con tierras procedentes de la excavación, compactándose al 98% del Proctor Normal, colocando al menos a 10 cm de la superficie cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos.



*Ilustración. Zanjas para E-S en el CS*

## 7.2.7 ARQUETAS DE AYUDA AL TENDIDO

Las arquetas serán prefabricadas o de ladrillo sin fondo para favorecer la filtración de agua. En la arqueta, los tubos quedarán como mínimo a 25 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable, los tubos se sellarán con material expansible, yeso o mortero ignífugo de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo. La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

Las arquetas ciegas se rellenarán con arena. Por encima de la capa de arena se rellenará con tierra cribada compactada hasta la altura que se precise en función del acabado superficial que le corresponda.

En todos los casos, deberá estudiarse por el proyectista el número de arquetas y su distribución, en base a las características del cable y, sobre todo, al trazado, cruces, obstáculos, cambios de dirección, etc., que serán realmente los que determinarán las necesidades para hacer posible el adecuado tendido del cable.

## 7.2.8 HITOS DE SEÑALIZACIÓN

Para identificar el trazado de la red subterránea de alta tensión, se colocarán hitos de señalización de hormigón prefabricados cada 50 m y en los cambios de dirección.

En estos hitos de señalización se indicará en la parte superior una referencia que advierta de la existencia de cables eléctricos.

## 7.2.9 CRUZAMIENTOS, PROXIMIDADES Y PARALELISMOS EN LA LÍNEA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN

Los cables subterráneos deberán cumplir los requisitos señalados en el apartado 5 de la ITC-LAT 06 del RLAT, las correspondientes Especificaciones Particulares de la compañía distribuidora aprobadas por la Administración y las condiciones que pudieran imponer otros órganos competentes de la Administración o empresas de servicios, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos de MT.

Cuando no se puedan respetar aquellas distancias, deberán añadirse las protecciones mecánicas especificadas en el propio reglamento.

En la siguiente tabla se resumen las distancias entre servicios subterráneos para cruces, paralelismos y proximidades.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Cruzamiento	Instalación	Profundidad	Observaciones
Carreteras	Entubada y hormigonada	$\geq 0,6$ m de vial	Siempre que sea posible, el cruce se realizará perpendicular al eje del vial
Ferrocarriles	Entubada y hormigonada	$\geq 1,1$ m de la cara inferior de la traviesa	La canalización entubada se rebasará 1,5 m por cada extremo. Siempre que sea posible, el cruce se realizará perpendicular a la vía.
Depósitos de carburante	Entubada (*)	$\geq 1,2$ m	La canalización rebasará al depósito en 2 m por cada extremo.
Conducciones de alcantarillado	Enterrada ó entubada	-	Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado (**).

(\*): Los cables se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

(\*\*): En el caso de que no sea posible, el cable se pasará por debajo y se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias, constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Cruzamiento	Instalación	Distancia	Observaciones
Cables eléctricos	Enterrada ó entubada	$\geq 25$ cm	Siempre que sea posible, los conductores de AT discurrirán por debajo de los de BT. Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*).
Cables telecomunicaciones	Enterrada ó entubada	$\geq 20$ cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*).
Canalizaciones de agua	Enterrada ó entubada	$\geq 20$ cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*).
Acometidas o Conexiones de servicio a un edificio	-	$\geq 30$ cm a ambos lados	La entrada de las conexiones de servicio a los edificios, tanto de BT como de MT, deberá taponarse hasta conseguir una estanqueidad perfecta (*).

(\*): En el caso de que no sea posible cumplir con esta condición, será necesario separar ambos servicios mediante colocación bajo tubos de la nueva instalación, conductos o colocación de divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD				
Cruzamiento	Instalación	Presión de la instalación	Distancia sin protección adicional	Distancia con protección adicional (*)
Canalizaciones y acometidas de gas	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
Acometida interior de gas (**)	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 20 cm	≥ 10 cm

(\*): La protección complementaria estará constituida preferentemente por materiales cerámicos y garantizará una cobertura mínima de 0,45 m a ambos lados del cruce y 0,30 m de anchura centrada con la instalación que se pretende proteger. En el caso de líneas subterráneas de alta tensión entubadas, se considerará como protección suplementaria el propio tubo.

(\*\*): Se entenderá por acometida interior de gas el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de la compañía suministradora y la válvula de seccionamiento existente entre la regulación y medida.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Proximidad o paralelismo	Instalación	Distancia	Observaciones
Cables eléctricos	Enterrada ó entubada	≥ 25 cm	Los conductores de AT podrán instalarse paralelamente a conductores de BT o AT (*).
Cables telecomunicaciones	Enterrada ó entubada	≥ 20 cm	(*)
Canalizaciones de agua	Enterrada ó entubada	≥ 20 cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1m del punto de cruce (*).

(\*): En el caso de que no sea posible cumplir con esta condición, será necesario separar ambos servicios mediante colocación bajo tubos de la nueva instalación, conductos o colocación de divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD				
Proximidad o paralelismo	Instalación	Presión de la instalación	Distancia sin protección adicional	Distancia con protección adicional (*)
Canalizaciones y acometidas de gas	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 25 cm	≥ 15 cm
Acometida interior de gas (**)	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 20 cm	≥ 10 cm

(\*): La protección complementaria estará constituidos preferentemente por materiales cerámicos o por tubos de adecuada resistencia.

(\*\*): Se entenderá por acometida interior de gas el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de la compañía suministradora y la válvula de seccionamiento existente entre la regulación y medida.

Es de señalar que el tramo de entrada y salida al Centro de Seccionamiento cumplirá los requisitos recogidos en el «*PROYECTO TIPO DYZ10000 – LÍNEAS SUBTERRÁNEAS MEDIA TENSIÓN*» de EDistribución.

### 7.3 APOYO DE CONEXIÓN

El tramo afectado por la sustitución del apoyo 20 de la Línea Aérea 20 kV “VILLAF\_EUL” de E-DISTRIBUCIÓN, se ubica en el término municipal de Singra, en la provincia de Teruel, y queda definido por el siguiente listado de coordenadas UTM, en ETRS89 y huso 30:

COORDENADAS UTM (HUSO 30 - ETRS89)			
Nº de Apoyo	Denominación Apoyo	COORDENADAS	
		X	Y
19 – existente	Apoyo HC B existente	640.621	4.504.615
20*	C-2000-14 TR	640.660	4.504.523
21 – existente	Apoyo HC B ESP existente	640.697	4.504.436

(\*) Se instalará doble conversión A/S + autoválvulas, terminales y se forrarán los puentes.

#### 7.3.1 DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO DE LA LÍNEA

La actuación sobre la línea tiene su origen en el apoyo 19 existente de la Línea Aérea “VILLAF\_EUL” de 20 kV, propiedad de E-DISTRIBUCIÓN. Se desmontará el actual apoyo 20 y se sustituirá por un nuevo apoyo metálico con doble conversión aéreo-subterránea con autoválvulas y terminales, para realizar la entrada y salida de la línea en el Centro de Seccionamiento del PFV CABECERAS. La actuación sobre la línea tiene su final en el apoyo 21 existente. El conductor existente entre el apoyo 19 y el apoyo 21 se reinstalará. Por último, se procederá a forrar los puentes del apoyo 20.

Nº Alineación	Apoyos	Longitud (m)	Término Municipal
1	19 ex. – 21 ex.	194,50	Singra
<b>TOTAL</b>	<b>1 Ud.</b>	<b>194,50</b>	

#### 7.3.2 CATEGORÍA DE LA LÍNEA Y ZONA

Según se indica en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, en su artículo 3. Tensiones nominales. Categorías de las líneas, atendiendo a su tensión nominal:

- Tercera Categoría: Tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

Según se indica en el apartado 3.1.3 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, la línea del proyecto se clasifica atendiendo a su altitud:

- Zona B: situada a entre 500 y 1.000 metros sobre el nivel del mar.

### 7.3.3 CARACTERÍSTICAS DEL TRAMO AÉREO

#### 7.3.3.1 Datos generales de la línea

- Tensión (kV): ..... 20
- Frecuencia: ..... 50 Hz
- Factor de potencia: ..... 0,9
- Longitud (m): ..... 195 (reinstalar)
- Categoría de la línea: ..... 3ª
- Zona/s por la/s que discurre: ..... Zona B
- Velocidad del viento considerada (Km/h): ..... 120
- Tipo de montaje: ..... Simple Circuito (SC)
- Número de conductores por fase: ..... 1
- Nº de apoyos: ..... 1
- Aislamiento: ..... Composite
- Cota más baja (m): ..... 958
- Cota más alta (m): ..... 958

En la siguiente tabla se incluye la relación de las longitudes de los vanos y las cotas de los apoyos que se proyectan para la construcción de esta línea.

Nº Apoyo	Cota terreno (m)	Vano anterior (m)	Vano posterior (m)	Función	Tipo terreno	Ángulo interior (gr)
19 ex	957,51	-	99,74	AL-SU	Normal	-
20	957,64	99,74	94,76	AL-ANC	Normal	-
21 ex	957,84	94,76	-	AL-SU	Normal	-

- ESP – Especial/Entronque
- AL-SU – Alineación/Suspensión
- AL-ANC – Alineación/Anclaje

Cabe señalar que para la generación del perfil del terreno se ha descargado, del Centro Nacional de Información Geográfica, un modelo digital del terreno obtenido por interpolación a partir de la clase terreno de vuelos Lidar del Plan Nacional de

Ortofotografía aérea PNOA obtenidas por estereocorrelación automática de vuelo fotogramétrico PNOA, con resolución de 25 a 50 cm/pixel. Las alturas de los apoyos existentes se han obtenido mediante la toma in-situ de datos en campo.

### 7.3.3.2 Datos del conductor

El conductor elegido es de tipo Aluminio-Acero, según la norma UNE-50182, tiene las siguientes características:

- Denominación: ..... LA-56 (47-AL1/8-ST1A)
- Sección total (mm<sup>2</sup>): ..... 54,60
- Diámetro total (mm): ..... 9,50
- Número de hilos de aluminio: ..... 6
- Número de hilos de acero: ..... 1
- Carga de rotura (kg): ..... 1.670
- Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km): ..... 0,6136
- Peso (kg/m): ..... 0,189
- Coeficiente de dilatación (°C): ..... 1,91·E<sup>-5</sup>
- Módulo de elasticidad (kg/mm<sup>2</sup>): ..... 8.100
- Tense máximo (Kg – Zona A): ..... 560

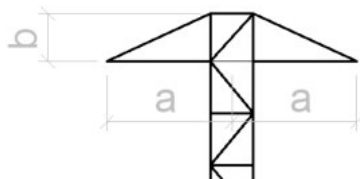
En el apartado del *Anejo* “CÁLCULOS MECÁNICOS” se amplía la información del conductor.

El tendido se efectuará de acuerdo con las tablas de tensiones y flechas que se acompañan en ese *Anejo*, obtenidas con el programa de cálculo de líneas del Fabricante de Apoyos IMEDEXSA.

### 7.3.3.3 Apoyo

El apoyo utilizado para este proyecto es metálico y galvanizado en caliente, según el fabricante IMEDEXSA o similar.

Número apoyo	Función apoyo	Tipo cruceta	Apoyo	Altura Útil (m)	Armado T - Crucetas (m)		Código armado	Peso apoyo (Kg)
					"a"	"b"		
20	AL-ANC	T	C-2000-14	11,54	1,75	0,60	TR	614



Armado tipo TR

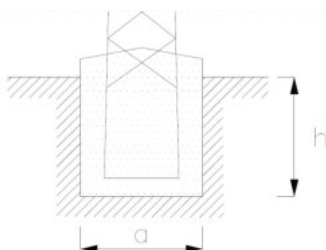
En el *Documento 2 "PLANOS"* se puede consultar la geometría, y en el *Anejo "CÁLCULOS MECÁNICOS"* se puede consultar los esfuerzos admisibles de los apoyos seleccionados.

#### 7.3.3.4 Cimentación

Para una eficaz estabilidad del apoyo, éste se encastrará en el suelo en bloques de hormigón u hormigón armado, calculado de acuerdo con la resistencia mecánica del mismo. Las características de las cimentaciones del apoyo será la siguiente:

Número apoyo	Apoyo	Tipo terreno	Tipo cimentación	Dimensiones (m)					V (Exc.) (m³)	V (Horm.) (m³)
				a	h	b	H	c		
20	C-2000-14	Normal	Monobloque	1,05	2,01	-	-	-	2,22	2,33

El volumen total de hormigón necesario para la cimentación del apoyo correspondiente al proyecto es de 2,33 m³.



Cimentación monobloque

En el *Documento Planos* se puede consultar las geometrías de las cimentaciones del apoyo seleccionado.

#### 7.3.3.5 Aislamiento

Las cadenas de aislamiento que componen el apoyo, y que sostienen al conductor están formadas por diferentes componentes, como son los aisladores y herrajes. A continuación, se indican las características de todos los elementos que las componen, y una descripción de las cadenas según los diferentes apoyos:



### Cadena de amarre (simple)

Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. La configuración elegida es de cadenas simples.

El aislador elegido, y sus características, es:

- Tipo: ..... Polimérico CS 70 AB 170/1150
- Material: ..... Composite
- Diámetro máximo (mm): ..... 200
- Dimensión acoplamiento: ..... 16
- Línea de fuga (mm): ..... 1.005
- Peso aproximado (Kg): ..... 1,92
- Carga de rotura (kN): ..... 70
- Nº de elementos por cadena: ..... 1
- Tensión más elevada (kV): ..... 36
- Tensión soportada a frecuencia industrial – lluvia (kV): ..... 80
- Tensión soportada al impulso tipo rayo (kV): ..... 200
- Longitud aproximada de la cadena (mm): ..... 1.150 mm

### Descripción de cadenas según el tipo de apoyos

*Apoyos de amarre y/o de anclaje.*

Los apoyos de amarre y/o anclaje llevarán los siguientes componentes:

6 cadenas amarre simple, con 1 aislador cada una. – Aislador tipo CS 70 AB 170/1150.

1 Ud. – Grapa de amarre por cadena.

En el Documento 2 “PLANOS” se pueden consultar las cadenas seleccionadas.

#### **7.3.3.6 Puesta a tierra del apoyo**

El apoyo se conectará a tierra con una conexión independiente y específica.

Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.

De esta manera, deberá tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista, durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm<sup>2</sup> de cobre según el apartado 7.3.2.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.

Las tomas de tierra deberán ser de un material, diseño, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del propio terreno, de modo que puedan garantizar una resistencia de difusión mínima en cada caso y de larga permanencia.

Además de estas consideraciones, un sistema de puesta a tierra debe cumplir los esfuerzos mecánicos, corrosión, resistencia térmica, la seguridad para las personas y la protección a propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.

Para el caso de los apoyos tetrabloque se colocará un electrodo horizontal (cable enterrado de 95 mm<sup>2</sup> de sección de Cu, dispuesto en forma de anillo enterrado como mínimo a una profundidad de 1 m. A dicho anillo se conectarán cuatro picas de 20 mm de diámetro y 2000 mm de longitud, conectadas mediante un cable desnudo de cobre de 95 mm<sup>2</sup>, atornillado a la estructura de la torre. En función del tipo de apoyo que sea (frecuentado o no frecuentado) se realizará la puesta a tierra según los estándares del operador eléctrico de la zona. Debido a la disposición del apoyo, **se considera no frecuentado**. Una vez se conozcan los valores de la resistividad eléctrica del terreno, se optimizará la puesta a tierra indicada en planos.

Una vez completada la instalación de los apoyos con sus correspondientes electrodos de puesta a tierra, se comprobarán que las tensiones de contacto medidas en cada apoyo son menores que las máximas admisibles.

Para el cálculo de las tensiones de contacto máximas se tendrán en cuenta las siguientes expresiones:

$$V_C = V_{CA} \left( 1 + \frac{R_{a1} + 1,5\rho_s}{1000} \right)$$

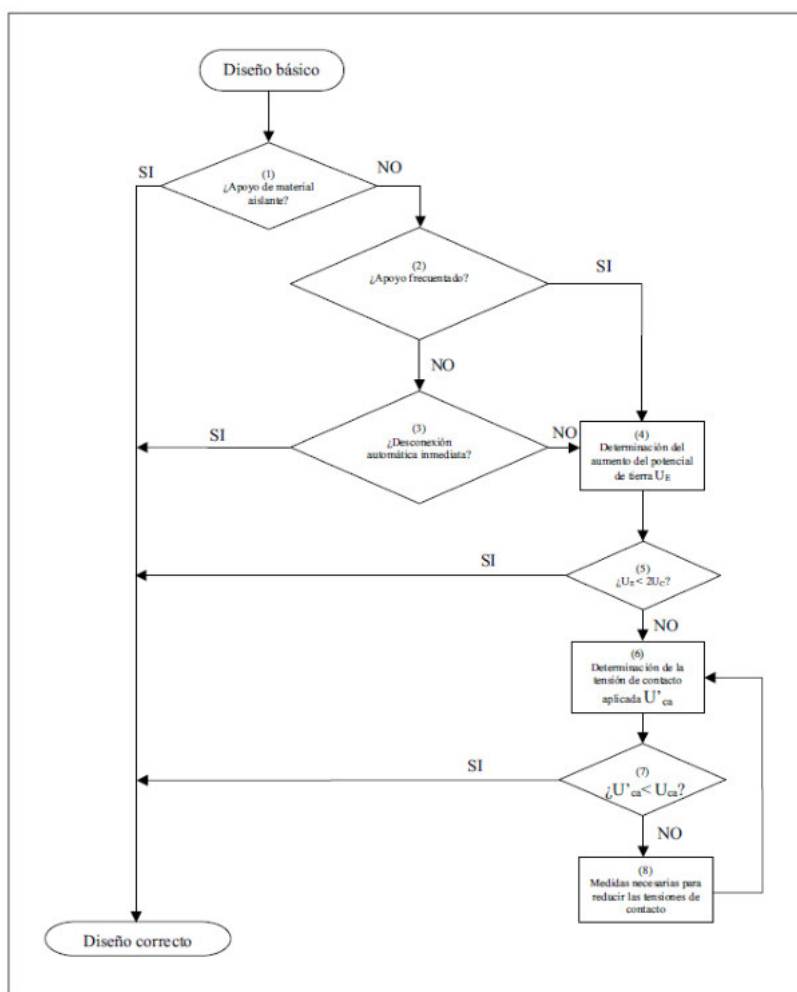
donde:

$\rho_s$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).

$V_{CA}$ : Tensión de contacto aplicada admisible

$R_{a1}$ : Resistencia del calzado.

La validación del sistema de puesta a tierra de los apoyos se realizará según indica el apartado 7.3.4.3 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., según se muestra en el siguiente esquema:



En el *Documento 2 “PLANOS”* se puede consultar la tipología de la puesta a tierra seleccionada para el apoyo.

### 7.3.3.7 Numeración y aviso de peligro

El apoyo se marcará el número de orden que le corresponda de acuerdo con el criterio de la línea que se haya establecido.

Todos los apoyos llevarán una placa de señalización de riesgo eléctrico, situado a una altura visible y legible desde el suelo a una distancia mínima de 2 m.

En el *Documento Planos* se pueden consultar la placa de señalización.

### 7.3.3.8 Distancias de seguridad en la línea aérea

Para el cálculo de los distintos elementos de la instalación se tendrán en cuenta las distancias mínimas de seguridad indicadas en el apartado 5 de la ICT-LAT 07 del R.L.A.T.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD		
Distancia mínima	Condición	Observaciones
Distancia de aislamiento eléctrico para evitar descargas	Tensión más elevada de la red $U_s$ (kV) = 17,5 kV $D_{el} = 0,16$ m $D_{pp} = 0,20$ m	Se tendrá en cuenta lo descrito en el apartado 5.4.2. del ITC-LAT 07 del RLAT.
Entre conductores	$D = K \cdot \sqrt{F + L} + 0,75 \cdot D_{pp}$	D = separación en m K = coef. de oscilación (tabla 16 apartado 5.4.1 de la ITC-LAT 07 del RLAT) F = fecha máxima en m (apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07 del RLAT) L = longitud de la cadena de suspensión en m
A terreno, caminos, sendas y a cursos de agua no navegables	La altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores queden por encima a una altura mínima de: $D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} = 5,46$ m (mínimo 6 m)	Habrà que tener en cuenta la flecha máxima prevista según las hipótesis de temperatura y hielo más desfavorable. En lugares de difícil acceso, se reducirá hasta un metro. Sí atraviesan explotaciones ganaderas o agrícolas la altura mínima será 7 m.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD		
Cruzamiento	Condición	Observaciones
Con otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación	Entre conductor y apoyo: 2 m (Para $U < 45$ kV) Entre conductores: $D_{add} + D_{pp} = D_{add} + 0,20$ $D_{add}$ según tabla (*)	-
Carreteras	$D_{add} + D_{el} = 6,3 + 0,16$ (mínimo 7 m)	Los apoyos en las proximidades de carreteras se instalarán a una distancia de la arista exterior de la calzada superior a 1,5 veces su altura, preferentemente detrás de la línea límite de edificación, situada respecto de la arista exterior de la calzada a 50 m en autopistas, autovías y vías rápidas y a 25 m en el resto de la Red de Carreteras del Estado.  Se seguirán las prescripciones indicadas por el órgano competente de la Administración para cada caso particular.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD		
Cruzamiento	Condición	Observaciones
Ferrocarriles sin electrificar	Mismas condiciones que para el cruzamiento en Carreteras.	<p>La distancia mínima para la ubicación de los apoyos será de <b>50 m</b> hasta la arista exterior de la explanación de la vía férrea.</p> <p>En ningún caso podrán instalarse apoyos a una distancia de la arista exterior de la explanación inferior a <b>1,5 veces</b> la altura del apoyo.</p> <p>Se seguirán las prescripciones indicadas por el órgano competente de la Administración para cada caso particular.</p>
Ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses	<p>La distancia mínima vertical entre los conductores, con su máxima flecha vertical prevista, y el conductor más alto de todas las líneas de energía eléctrica, telefónicas y telegráficas del ferrocarril será:</p> <p style="text-align: center;"><b><math>D_{add} + D_{el} = 3,5 + 0,16</math></b> (mínimo de 4 m)</p>	Se seguirá lo indicado para Ferrocarriles sin electrificar.
Teleféricos y cables transportados	<p>La distancia mínima vertical entre los conductores eléctricos, con su máxima flecha vertical prevista, y la parte más elevada del teleférico será:</p> <p style="text-align: center;"><b><math>D_{add} + D_{el} = 4,5 + 0,16</math></b> (mínimo de 5 m)</p>	<p>La distancia horizontal entre la parte más próxima del teleférico y los apoyos de la línea eléctrica en el vano de cruce será como mínimo la que se obtenga de la fórmula indicada.</p> <p>El teleférico deberá ser puesto a tierra a cada lado del cruce, de acuerdo con las prescripciones del apartado 7 del ITC-LAT 07 del RLAT.</p>
Ríos y canales, navegables o flotables	<p>La altura mínima de los conductores eléctricos sobre la superficie del agua para el máximo nivel que pueda alcanzar ésta será:</p> <p style="text-align: center;"><b><math>G + D_{add} + D_{el} = G + 2,3 + 0,16</math></b></p> <p>G es el gálibo. Si no está definido se utilizará un valor de 4,7 m.</p>	La instalación de los apoyos en las proximidades de ríos y canales navegables será a una distancia del borde del cauce fluvial superior 1,5 veces su altura, con un mínimo de <b>25 m.</b>

(\*):

Tensión nominal de la red de mayor tensión del cruzamiento (kV)	D <sub>add</sub> (m)	
	Para distancias del apoyo de la línea superior al punto de cruce ≤ 25 m	Para distancias del apoyo de la línea superior al punto de cruce > 25 m
400	5	5,7
220	3,8	4,5
132	3,2	3,9
110	2,95	3,65
66	2,6	3,6

**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**01. Memoria**



Tensión nominal de la red de mayor tensión del cruzamiento (kV)	D <sub>add</sub> (m)	
	Para distancias del apoyo de la línea superior al punto de cruce ≤ 25 m	Para distancias del apoyo de la línea superior al punto de cruce > 25 m
45	2,5	3,2
<b>30 e inferior</b>	<b>2,2</b>	<b>2,9</b>

DISTANCIAS DE SEGURIDAD	
Paralelismo	Condición / Observaciones
Con otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación	Se evitará la construcción de líneas paralelas a distancias inferiores a <b>1,5 veces</b> la altura del apoyo más alto, entre las trazas de los conductores más próximos.
Carreteras	Los apoyos en las proximidades de carreteras se instalarán a una distancia de la arista exterior de la calzada superior a <b>1,5 veces</b> su altura, preferentemente detrás de la línea límite de edificación, situada respecto de la arista exterior de la calzada a 50 m en autopistas, autovías y vías rápidas y a 25 m en el resto de la Red de Carreteras del Estado.  Se seguirán las prescripciones indicadas por el órgano competente de la Administración para cada caso particular.
Ferrocarriles sin electrificar	La distancia mínima para la ubicación de los apoyos será de <b>50 m</b> hasta la arista exterior de la explanación de la vía férrea.  Se seguirán las prescripciones indicadas por el órgano competente de la Administración para cada caso particular.
Ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses	Se seguirá lo indicado para Ferrocarriles sin electrificar.
Ríos y canales, navegables o flotables	La instalación de los apoyos en las proximidades de ríos y canales navegables será a una distancia del borde del cauce fluvial superior 1,5 veces su altura, con un mínimo de <b>25 m</b> .

## 8 RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS

Las administraciones o empresas cuyas propiedades se ven afectadas por las instalaciones del parque fotovoltaico y sus infraestructuras de evacuación son:

Tabla 19: Relación de organismos afectados

Organismo Afectado	Afección	Instalación	¿Se modifica la afección?
Ayuntamiento de Singra	-	PFV, RSMT, CS, Apoyo	SI
Comunidad de Regantes de Los Pozos de Singra	Cruzamientos con RSMT y Vallado	RSMT, Vallado	NO

No se conoce ninguna otra posible afección sobre bienes, instalaciones, obras o servicios, centros o zonas dependientes de otras Administraciones Públicas, Organismos, Corporaciones, o Departamentos del Gobierno de Aragón, que no sean las anteriormente señaladas.



## 9 FASES DEL PROYECTO

### 9.1 ESTUDIO DEL PROYECTO

El desarrollo de un proyecto de energías renovables comienza con el estudio y el análisis de su viabilidad técnica y financiera.

Una vez se haya identificado una oportunidad de desarrollo, se estudiará su ubicación y se analizará la disponibilidad de recursos naturales de la zona. En el caso que estos valores sean atractivos, comienza el proceso de la obtención de los permisos necesarios para la construcción de un proyecto de energías renovables.

### 9.2 CONSTRUCCIÓN

El trabajo de construcción comprende toda la obra civil para acondicionar el terreno y hacer las canalizaciones, obra eléctrica de la interconexión de la planta con las redes eléctricas de distribución o transporte y la recepción y montaje de todos los equipos. Una vez se finalizan todos estos trabajos, se certifica que la planta ha sido ejecutada conforme a lo previsto.

### 9.3 FUNCIONAMIENTO

Una vez construido el parque, las operaciones necesarias para su funcionamiento son mínimas puesto que los módulos fotovoltaicos e inversores están monitorizados y automatizados para su óptimo funcionamiento.

Se realizará un mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo de los elementos que forman el parque, teniendo en cuenta que los módulos fotovoltaicos no requieren prácticamente de mantenimiento más allá de la limpieza, que se realizará anualmente con agua a presión. Esta limpieza la realizará la empresa que realice el mantenimiento. Se dispondrá de un centro de control para la monitorización y control, así como para la video vigilancia y seguridad de la planta fotovoltaica.

### 9.4 DESMANTELAMIENTO

Una vez finalizada la vida útil del parque fotovoltaico, que se estima en 25 – 30 años, se procederá al desmantelamiento de todas las instalaciones e infraestructuras creadas, realizando un proyecto de desmantelamiento y restauración de las zonas afectadas, con el objetivo de devolver al terreno las condiciones anteriores a la ejecución de las obras de instalación del parque fotovoltaico. El tratamiento de los materiales excedentarios se realizará conforme a la legislación vigente en materia de residuos.

Para ejecutar el desmantelamiento del parque fotovoltaico, se han de realizar las siguientes obras:

1. Desconexión eléctrica.
2. Desmontaje y retirada de los módulos fotovoltaicos.
3. Desmontaje y retirada de las estructuras fotovoltaicas.
4. Retirada de circuitos eléctricos.
5. Desmontaje de inversores y centros de transformación.
6. Desmantelamiento de la línea eléctrica aérea.
7. Desinstalación de los sistemas de seguridad, comunicaciones y vigilancia .
8. Retirada del vallado perimetral.
9. Restauración final, vegetal y paisajística.
10. Reciclaje de materiales.

10 PLANIFICACIÓN

Descripción	MES 1			MES 2			MES 3					
	SEMANA 1	SEMANA 2	SEMANA 3	SEMANA 4	SEMANA 5	SEMANA 6	SEMANA 7	SEMANA 8	SEMANA 9	SEMANA 10	SEMANA 11	SEMANA 12
INICIO DE OBRAS												
OBRA CIVIL												
Riegos												
Caminos												
Hincado de placas												
Apertura zanjas												
Acondicionamiento zanjas												
Cierre de zanjas												
Restauración												
OBRA ELÉCTRICA												
Acopio												
Tendido												
Conexiónado												
MONTAJE PARQUE												
Montaje												
Conexiónado eléctrico												
Acabado final												
SUBESTACIÓN/ CENTRO DE ENTREGA												
Obra civil												
Acopio de materiales												
Montaje eléctrico mecánico												
Puesta en marcha												
TENSIÓN DISPONIBLE												
PUESTA EN MARCHA Y PRUEBAS												
Puesta en marcha												
Fase de pruebas												
FUNCIONAMIENTO COMERCIAL DEL PARQUE												

## 11 CONCLUSIÓN

Con el presente documento se entiende haber descrito adecuadamente el proyecto modificado “Parque Fotovoltaico CABECERAS y su infraestructura de evacuación”, sin perjuicio de cualquier otra ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.



**Zaragoza, octubre de 2024**  
**Fdo. Isabel del Campo Palacios**  
**Ingeniera Industrial**  
**Colegiada Nº 3.420 COIIAR**  
**Al servicio de la empresa**  
**Atalaya Generación S.L.**



---

# PROYECTO MODIFICADO PARQUE FOTOVOLTAICO CABECERAS Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

## DOCUMENTO 2: ANEJOS

Término Municipal de Singra (Teruel)

---



*En Zaragoza, octubre de 2024*

## ÍNDICE ANEJOS

- ANEJO 1: Coordenadas de los límites del parque fotovoltaico
- ANEJO 2: Relación de bienes y derechos afectados
- ANEJO 3: Cálculos de producción de energía
- ANEJO 4: Cálculos eléctricos PFV
- ANEJO 5: Gestión de residuos
- ANEJO 6: Hojas de características
- ANEJO 7: Cálculos de la línea aérea de media tensión
- ANEJO 8: Prescripciones técnicas para la protección de avifauna

# ANEJO 1

## Coordenadas de los límites del parque fotovoltaico



**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 1**



## ÍNDICE

VALLADO PFV .....	2
RED SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN .....	2
CENTRO DE SECCIONAMIENTO .....	3
RED SUBTERRÁNEA DE ENTRADA Y SALIDA EN EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO .....	3
ACTUACIONES SOBRE LAMT .....	3

## VALLADO PFV

VALLADO PFV Coordenadas UTM ETRS 89 30N		
Vértice	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
1	640.197	4.504.463
2	640.199	4.504.464
3	640.207	4.504.468
4	640.226	4.504.494
5	640.229	4.504.498
6	640.237	45.04.500
7	640.254	4.504.515
8	640.259	4.504.520
9	640.288	4.504.519
10	640.331	4.504.521
11	640.369	4.504.524
12	640.381	4.504.533
13	640.387	4.504.533
14	640.395	4.504.532
15	640.403	4.504.532
16	640.409	4.504.532

VALLADO PFV Coordenadas UTM ETRS 89 30N		
Vértice	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
17	640.414	4.504.533
18	640.420	4.504.534
19	640.432	4.504.528
20	640.465	4.504.525
21	640.456	4.504.423
22	640.421	4.504.430
23	640.417	4.504.428
24	640.401	4.504.429
25	640.335	4.504.434
26	640.331	4.504.448
27	640.290	4.504.452
28	640.281	4.504.442
29	640.252	4.504.449
30	640.234	4.504.453
31	640.208	4.504.440

## RED SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN

RED SUBTERRÁNEA DE MT Coordenadas UTM ETRS 89 30N		
Vértice	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
1	640.440	4.504.501
2	640.455	4.504.500
3	640.453	4.504.432
4	640.458	4.504.421
5	640.468	4.504.421
6	640.638	4.504.470
7	640.633	4.504.478

## CENTRO DE SECCIONAMIENTO

Centro de Seccionamiento (coord. UTM ETRS 89 30N)		
Vértice	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
1	640.639	4.504.482
2	640.640	4.504.479
3	640.632	4.504.477
4	640.631	4.504.480

## RED SUBTERRÁNEA DE ENTRADA Y SALIDA EN EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO

RED SUBTERRÁNEA DE MT Coordenadas UTM ETRS 89 30N		
Vértice	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
1 – CS	640.636	4.504.482
2	640.636	4.504.482
3	640.636	4.504.483
4	640.642	4.504.485
5	640.642	4.504.485
6	640.635	4.504.513
7	640.636	4.504.516
8 – AP20	640.660	4.504.523

## ACTUACIONES SOBRE LAMT

COORDENADAS UTM (HUSO 30 - ETRS89)			
Nº de Apoyo	Denominación Apoyo	COORDENADAS	
		X	Y
19 – existente	Apoyo HC B existente	640.621	4.504.615
20*	C-2000-14 TR	640.660	4.504.523
21 – existente	Apoyo HC B ESP existente	640.697	4.504.436

## ANEJO 2

### Relación de bienes y derechos afectados

**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 2**



Nº Fincas	Término Municipal	Polígono	Parcela	Referencia catastral	Tipo de Cultivo	Parque Fotovoltaico			Red Subterránea		Línea aérea					Centro de seccionamiento	Sup. Ocupación Definitiva (m²)	Sup. Servidumbre de Paso para Vigilancia y Conservación (m²)	Sup. Ocupación Temporal (m²)
						Sup. PFV (m²)	Longitud camino (m)	Sup. camino (m²)	Long. Trazado (m)	Sup. zanja (m²)	Nº Apoyo (ud)	Código Apoyo	Sup. Apoyo (m²)	Long. Acceso (m)	Sup. Acceso (m²)	Sup. Explanada (m²)			
1	SINGRA	503	3073	44226C50303073	C	17.115,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.115,10	-	-
2	SINGRA	2	9004	44226B00209004	I	293,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	293,00	-	-
3	SINGRA	2	106	44226B00200106	CR	3.182,59	13,09	91,92	11,91	7,15	-	-	-	-	-	-	3.274,25	42,86	12,98
4	SINGRA	2	107	44226B00200107	CR	-	-	-	225,03	135,02	-	-	-	187,07	573,70	44,15	44,15	1.402,44	346,85
5	SINGRA	2	108	44226B00200108	CR	-	-	-	21,66	10,57	1,00	AP20	1,10	-	-	-	1,10	75,26	190,75
6	SINGRA	2	9038	44226B00209038	I	-	-	-	5,47	3,28	-	-	-	-	-	-	-	19,70	7,54

Tipos de cultivo:

CR: Labor o labradío regadío

I: Improductivo

C: Labor o labradío seco

## ANEJO 3

### Cálculos de producción de energía

## ÍNDICE

1.	RADIACIÓN SOLAR DE LA UBICACIÓN .....	3
2.	CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA .....	4
2.1.	PÉRDIDAS .....	4
2.1.1.	Parámetros térmicos.....	4
2.1.2.	Pérdidas Óhmicas .....	4
2.1.3.	Calidad de módulos – LID – Desajustes .....	5
2.1.4.	Pérdidas por polvo y suciedad .....	5
2.2.	RESUMEN RESULTADOS.....	6
3.	ENERGÍA PRODUCIDA PFV (ESTUDIO PVSYST) .....	7



## 1. RADIACIÓN SOLAR DE LA UBICACIÓN

Los datos de radiación solar de la ubicación donde se encuentra el parque fotovoltaico fueron obtenidos mediante PVSyst y se muestran en la Tabla 1 a continuación.

*Tabla 1: Datos radiación solar PFV (40,65° N, -1,32°W)*

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C
<b>Enero</b>	68.8	23.34	3.63
<b>Febrero</b>	88.7	28.64	4.97
<b>Marzo</b>	138.2	48.85	8.41
<b>Abril</b>	165.8	62.31	11.10
<b>Mayo</b>	197.2	78.34	15.95
<b>Junio</b>	214.7	72.42	21.83
<b>Julio</b>	229.9	62.96	25.41
<b>Agosto</b>	201.4	59.17	24.81
<b>Septiembre</b>	149.6	52.62	19.61
<b>Octubre</b>	112.9	38.79	13.87
<b>Noviembre</b>	72.4	27.00	7.38
<b>Diciembre</b>	61.4	23.10	4.22
<b>Año</b>	<b>1700.9</b>	<b>577.53</b>	<b>13.49</b>

$H_h$ : Irradiación en el plano horizontal (Wh/m<sup>2</sup>/día)

$D/G$ : Ratio de radiación global difusa (-)

$T_{24h}$ : Temperatura media cada 24h (°C)

## 2. CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA

Mediante el software PVSyst y los datos de radiación solar en el emplazamiento del proyecto obtenidos de la base de datos PVGIS se ha calculado la producción del parque.

### 2.1. PÉRDIDAS

Para calcular el rendimiento de la instalación se tienen en cuenta las siguientes pérdidas:

#### 2.1.1. Parámetros térmicos

Cuando se da el valor de potencia nominal de un panel, este se refiere a las condiciones estándar de medida CEM, en las que la temperatura de la célula es 25°C. Pero la temperatura de operación de los módulos depende de los factores ambientales de irradiación, temperatura ambiente, el tipo de célula y encapsulado, velocidad del viento y de la refrigeración (aireación) de los módulos por la parte posterior. Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25°C de las CEM, y del viento. El módulo presenta una potencia menor cuanto mayor es la temperatura de operación.

El comportamiento térmico de las cadenas de módulos se calcula mediante un balance térmico. Éste establece la temperatura de funcionamiento instantánea, que será utilizada por el modelado de módulos fotovoltaicos. El balance térmico involucra dos términos: el “factor de pérdida constante:  $U_c$ ” y el “Factor de pérdida del viento:  $U_v$ ”.

El factor de pérdidas térmicas será: " $U = U_c + U_v$ ".

#### 2.1.2. Pérdidas Óhmicas

Tanto en la parte continua como en la parte de alterna de una instalación fotovoltaica se producen pérdidas energéticas originadas por el denominado efecto Joule que se produce siempre que circula corriente por un conductor de un material y sección determinados y son proporcionales al cuadrado de la intensidad.

Las pérdidas propias del transformador de media tensión son: pérdidas del hierro (debidas a la histéresis y a las corrientes de Foucault) y pérdidas óhmicas.

### 2.1.3. Calidad de módulos – LID – Desajustes

#### 2.1.3.1. Calidad de módulos

Es un valor que define el comportamiento del módulo comparado con las especificaciones del fabricante.

#### 2.1.3.2. LID

LID (Light Induced Degradation) es la pérdida de rendimiento de los módulos cristalinos asociada a las primeras horas de exposición al sol.

#### 2.1.3.3. Pérdidas por sombreado

En muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador fotovoltaico, esto conduce a unas determinadas pérdidas energéticas causadas por la disminución de la captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar.

#### 2.1.3.4. Pérdidas por desajuste (mismatch)

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que, si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. Resultando la potencia de un generador fotovoltaico menor a la suma de las potencias de cada uno de los módulos fotovoltaicos que la componen, estas pérdidas se reducirán mediante una instalación ordenada en potencia (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos fotovoltaicos, así como la utilización de diodos de bypass.

### 2.1.4. Pérdidas por polvo y suciedad

Tiene su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos. Cabría destacar dos aspectos, por un lado, la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el módulo, y por otro lado, la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

## 2.2. RESUMEN RESULTADOS

La energía total producida es de **2.229,14 MWh/año**. El Performance Ratio (P.R) del parque fotovoltaico es **86,39 %**. Éstos y otros datos relacionados con la producción del parque fotovoltaico se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2: Energía generada por el PFV

Energía generada PFV	
Estimación de la energía eléctrica producida anual (MWh/año)	2.229,14
Producción específica (kWh/kWp/año)	1.715
Performance ratio	86,39 %

### 3. ENERGÍA PRODUCIDA PFV (ESTUDIO PVSYST)

# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

---

Proyecto: PFV CABECERAS

Variante: PFV CABECERAS 1 MW / 1,125 MW / 1,3 MWp -570 Wp - 25°

Sistema de tierra (tablas) sobre una colina

Potencia del sistema: 1300 kWp

Singra - Spain

**Autor(a)**

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)



PVsyst V7.4.2

VC0, Fecha de simulación:  
23/10/23 09:35  
con v7.4.2

## Proyecto: PFV CABECERAS

Variante: PFV CABECERAS 1 MW / 1,125 MW / 1,3 MWp -570 Wp - 25°

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)



### Resumen del proyecto

#### Sitio geográfico

Singra  
España

#### Situación

Latitud 40.65 °N  
Longitud -1.32 °W  
Altitud 981 m  
Zona horaria UTC+1

#### Configuración del proyecto

Albedo 0.20

#### Datos meteo

Singra  
Meteonorm 8.1 (2007-2017), Sat=90% - Sintético

### Resumen del sistema

#### Sistema conectado a la red

##### Orientación campo FV

Plano fijo  
Inclinación/Azimet 25.1 / -5.1 °

#### Sistema de tierra (tablas) sobre una colina

##### Sombreados cercanos

Sombreados lineales : Rápido (tabla)

##### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

#### Información del sistema

##### Generador FV

Núm. de módulos 2280 unidades  
Pnom total 1300 kWp

##### Inversores

Núm. de unidades 9 unidades  
Pnom total 1125 kWca  
Límite de potencia de red 1000 kWca  
Proporción de red lim. Pnom 1.300

### Resumen de resultados

Energía producida 2229.14 MWh/año Producción específica 1715 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 86.39 %

### Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8
Evaluación P50 - P90	9



PVsyst V7.4.2

VC0, Fecha de simulación:  
23/10/23 09:35  
con v7.4.2

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación

Plano fijo

Inclinación/Azimut 25.1 / -5.1 °

Sistema de tierra (tablas) sobre una colina

Configuración de cobertizos

Núm. de cobertizos 38 unidades

Tamaños

Espaciado entre cobertizos 9.96 m

Ancho de colector 4.79 m

Proporc. cob. suelo (GCR) 48.1 %

Ángulo límite de sombreado

Ángulo límite de perfil 19.9 °

Modelos usados

Transposición Perez

Difuso Perez, Meteonorm

Circunsolar separado

Horizonte

Altura promedio 2.2 °

Sombreados cercanos

Sombreados lineales : Rápido (tabla)

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Sistema bifacial

Modelo

Cálculo 2D

cobertizos ilimitados

Geometría del modelo bifacial

Espaciado entre cobertizos 9.96 m

Ancho cobertizos 4.79 m

Ángulo límite de perfil 19.9 °

GCR 48.1 %

Altura sobre el suelo 1.50 m

Definiciones del modelo bifacial

Promedio de albedo de tierra 0.18

Factor de bifacialidad 70 %

Fact. sombreado trasero 5.0 %

Fact. desajuste trasero 10.0 %

Fracción transparente de cobertizo 0.0 %

Valores mensuales de albedo de tierra

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
0.20	0.16	0.15	0.17	0.18	0.18	0.19	0.21	0.17	0.16	0.20	0.18	0.18

Limitación de potencia de red

Potencia activa 1000 kWca

Proporción Pnom 1.300

Características del generador FV

Módulo FV

Fabricante

Trina Solar

Modelo

TSM-570DEG19RC.20

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 570 Wp

Número de módulos FV 2280 unidades

Nominal (STC) 1300 kWp

Módulos 76 Cadenas x 30 En series

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 1193 kWp

U mpp 1032 V

I mpp 1156 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 1300 kWp

Total 2280 módulos

Área del módulo 6164 m²

Área celular 5748 m²

Inversor

Fabricante

Sungrow

Modelo

SG125-HV

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 125 kWca

Número de inversores 9 unidades

Potencia total 1125 kWca

Voltaje de funcionamiento 860-1450 V

Proporción Pnom (CC:CA) 1.16

Potencia total del inversor

Potencia total 1125 kWca

Número de inversores 9 unidades

Proporción Pnom 1.16





PVsyst V7.4.2

VCO, Fecha de simulación:  
23/10/23 09:35  
con v7.4.2

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 3.0 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 15 mΩ

Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Pérdida diodos serie

Caída de tensión 0.7 V

Frac. de pérdida 0.1 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 2.0 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.8 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.2 %

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.994	0.969	0.929	0.830	0.589	0.000

Pérdidas del sistema.

Pérdidas auxiliares

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor 600 Vca tri

Frac. de pérdida 0.50 % en STC

Inversor: SG125-HV

Sección cables (9 Inv.) Alu 9 x 3 x 150 mm²

Longitud media de los cables 60 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV 20 kV

Cables Alu 3 x 120 mm²

Longitud 5950 m

Frac. de pérdida 0.50 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje medio 20 kV

Parámetros del transformador

Potencia nominal en STC 1.29 MVA

Iron Loss ( Conexión 24/24) 1.29 kVA

Fracción de pérdida de hierro 0.10 % en STC

Pérdida de cobre 12.85 kVA

Fracción de pérdida de cobre 1.00 % en STC

Resistencia equivalente de bobinas 3 x 2.80 mΩ



PVsyst V7.4.2

VC0, Fecha de simulación:  
23/10/23 09:35  
con v7.4.2

Proyecto: PFV CABECERAS

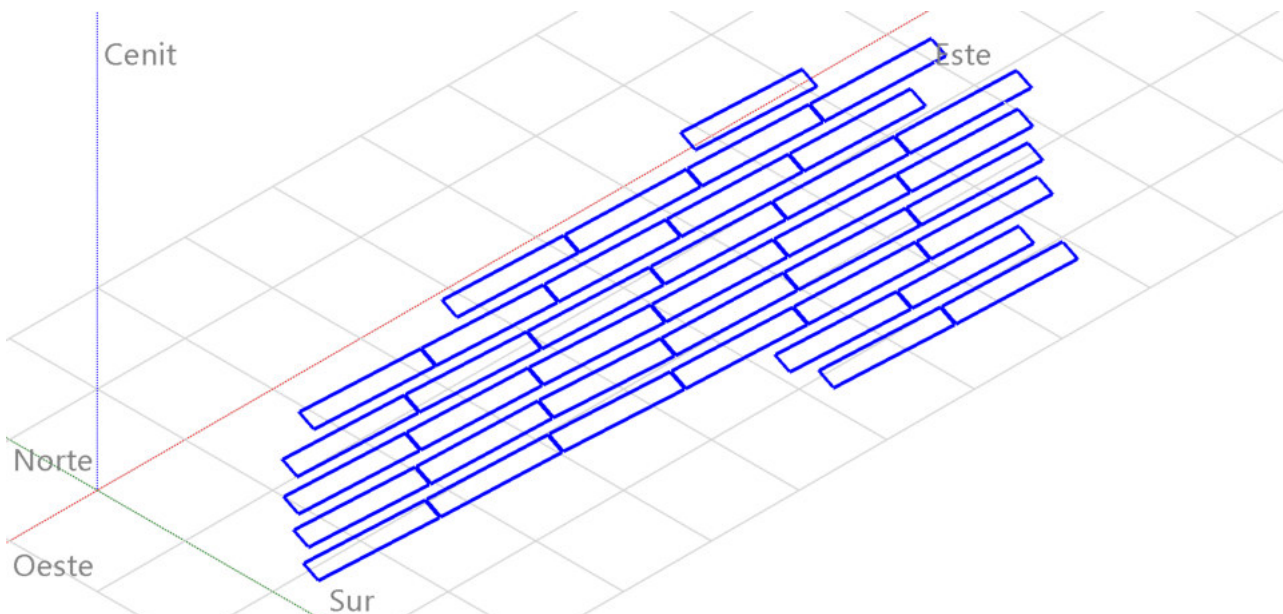
Variante: PFV CABECERAS 1 MW / 1,125 MW / 1,3 MWp -570 Wp - 25°

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)



### Parámetro de sombreados cercanos

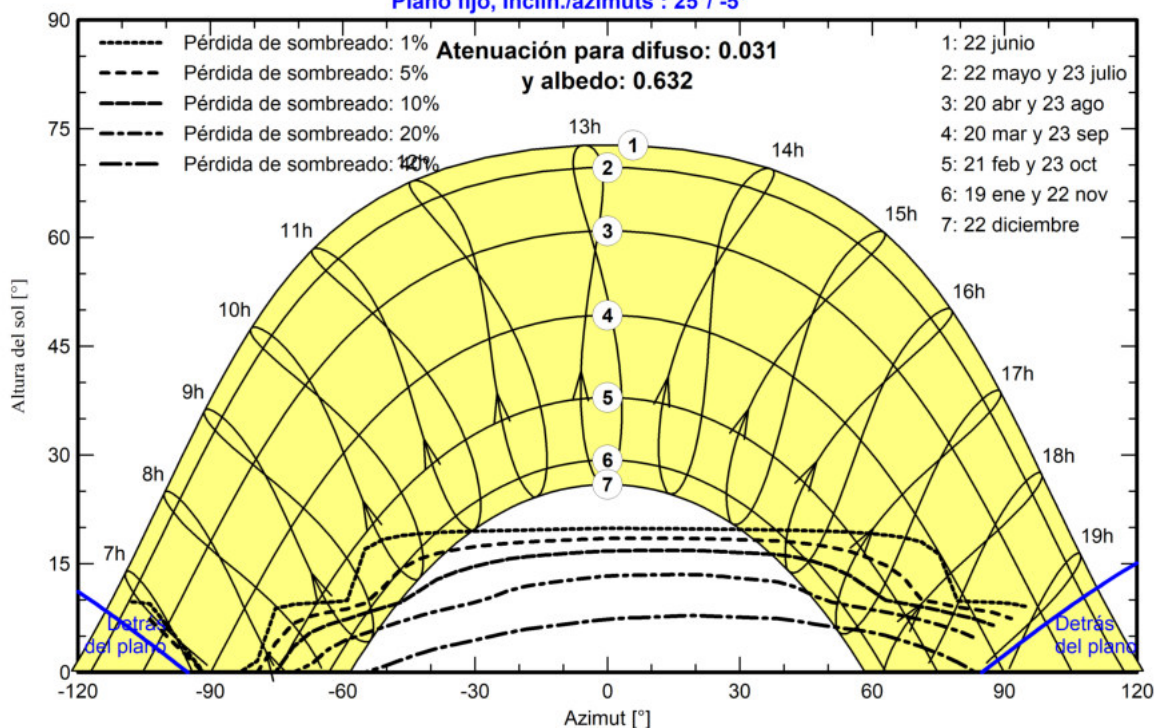
Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante



### Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Inclín./azimuts : 25°/-5°





# Proyecto: PFV CABECERAS

Variante: PFV CABECERAS 1 MW / 1,125 MW / 1,3 MWp -570 Wp - 25°

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA

Nº Colegiado.: 0003420

ISABEL DEL CAMPO PALACIOS

VISADO Nº.: VD04836-24A

DE FECHA.: 11/11/2024

E-VISADO

PVsyst V7.4.2

VCO, Fecha de simulación:  
23/10/23 09:35  
con v7.4.2

## Resultados principales

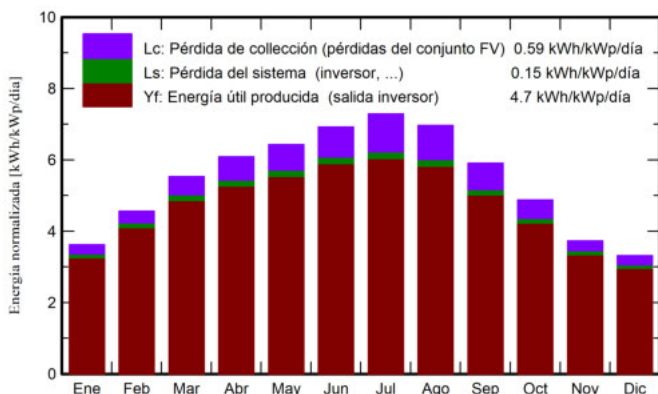
### Producción del sistema

Energía producida 2229.14 MWh/año

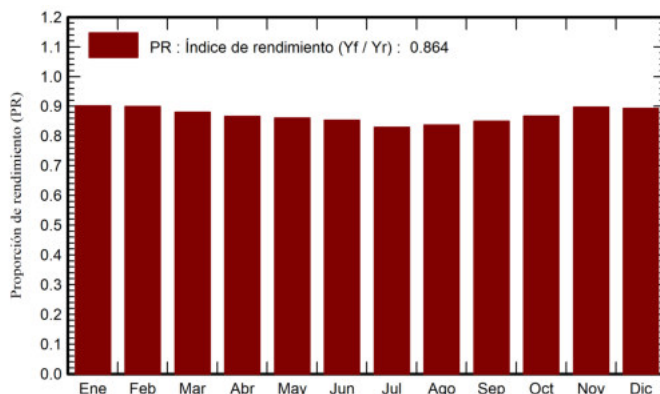
Producción específica  
Proporción rend. PR

1715 kWh/kWp/año  
86.39 %

### Producciones normalizadas (por kWp instalado)



### Proporción de rendimiento (PR)



## Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	proporción
Enero	68.8	23.34	3.63	112.1	105.0	135.8	131.3	0.901
Febrero	88.7	28.64	4.97	127.7	121.3	154.3	149.3	0.900
Marzo	138.2	48.85	8.41	171.4	163.1	202.5	196.2	0.881
Abril	165.8	62.31	11.10	182.7	173.5	212.2	205.5	0.866
Mayo	197.2	78.34	15.95	199.3	189.3	230.3	223.1	0.861
Junio	214.7	72.42	21.83	207.6	197.5	237.3	230.0	0.853
Julio	229.9	62.96	25.41	225.9	215.3	251.1	243.4	0.829
Agosto	201.4	59.17	24.81	215.9	205.8	242.3	234.8	0.837
Septiembre	149.6	52.62	19.61	177.1	168.2	201.7	195.5	0.850
Octubre	112.9	38.79	13.87	151.1	143.9	175.9	170.3	0.867
Noviembre	72.4	27.00	7.38	111.9	105.3	134.9	130.4	0.897
Diciembre	61.4	23.10	4.22	102.9	95.4	123.4	119.3	0.893
Año	1700.9	577.53	13.49	1985.5	1883.5	2301.7	2229.1	0.864

### Leyendas

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

Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG05894-24 y VISADO electrónico VD04836-24A de 11/11/2024. CSV = FVLZRTZVIRJRT6S6 verificable en <https://coiiair.e-gestion.es>



# Proyecto: PFV CABECERAS

Variante: PFV CABECERAS 1 MW / 1,125 MW / 1,3 MWp -570 Wp - 25°

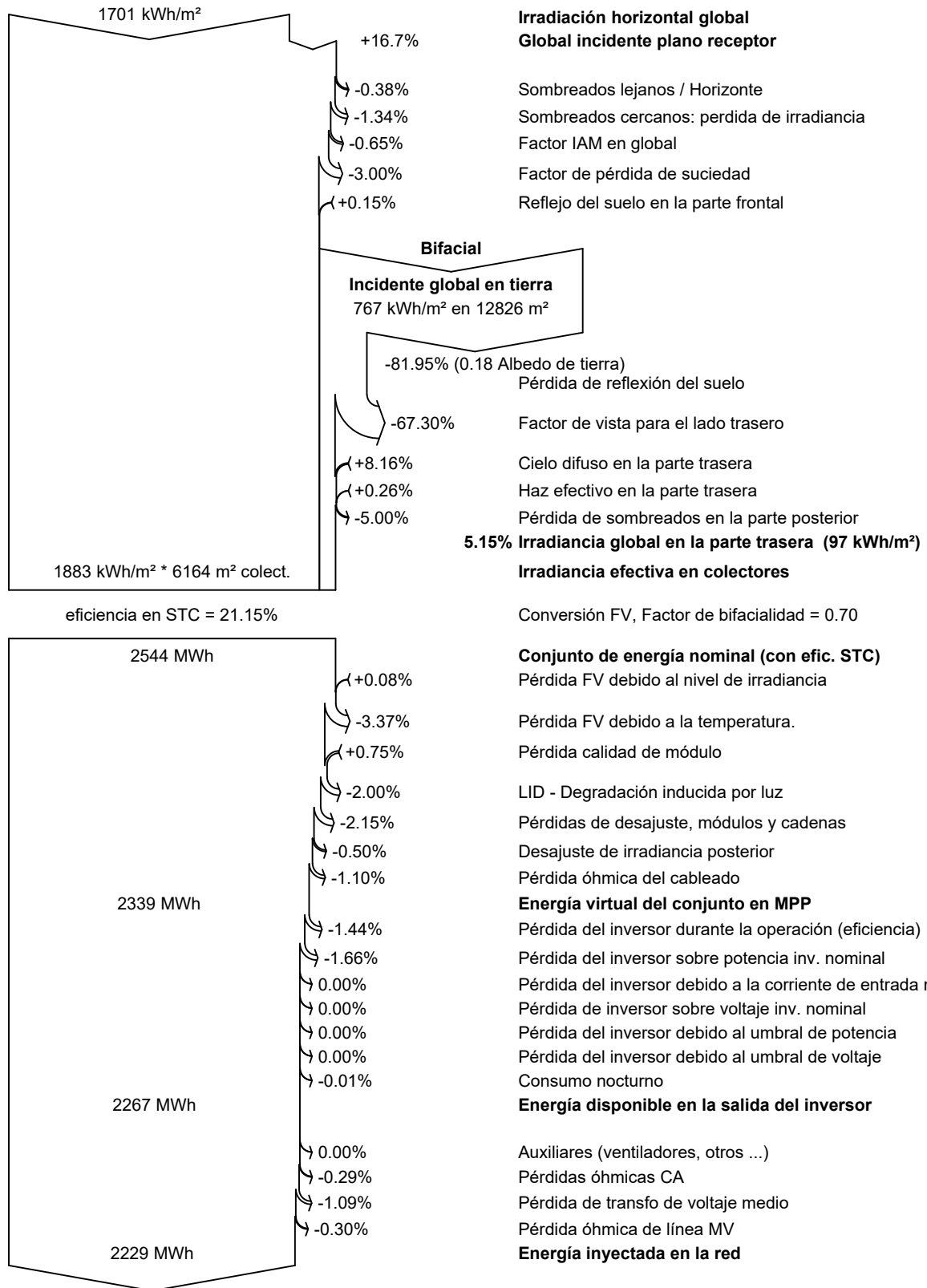
Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)



## PVsyst V7.4.2

VC0, Fecha de simulación:  
23/10/23 09:35  
con v7.4.2

### Diagrama de pérdida



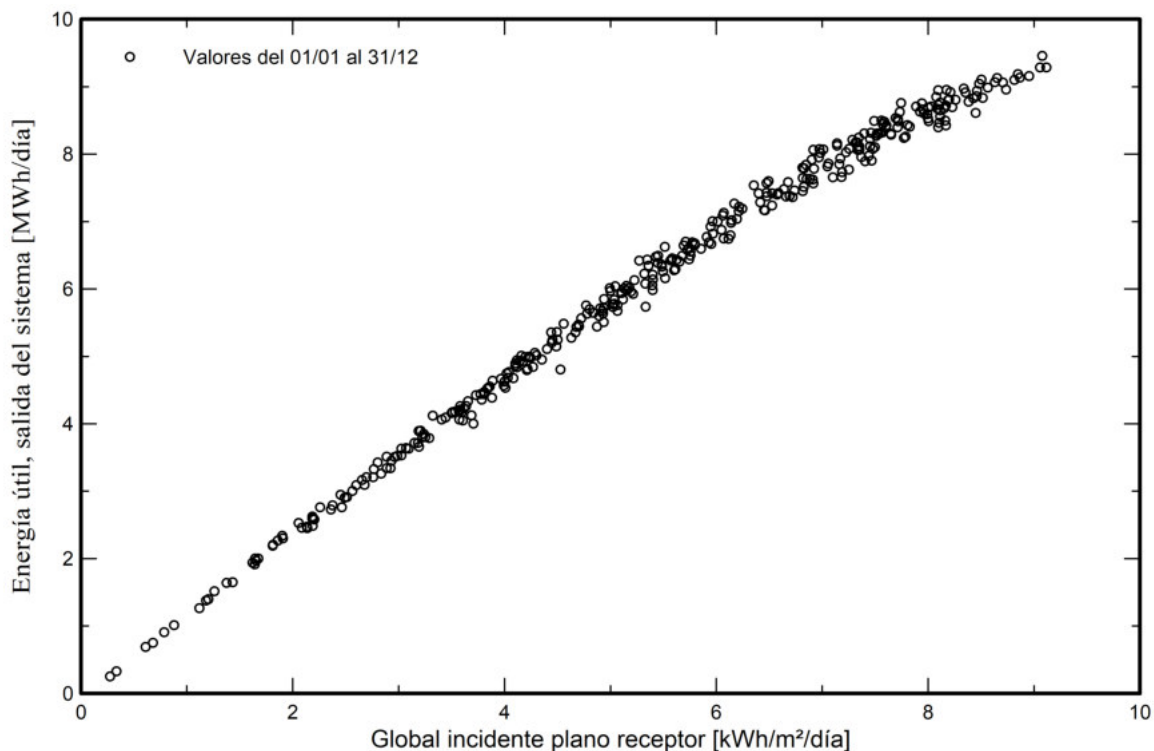


PVsyst V7.4.2

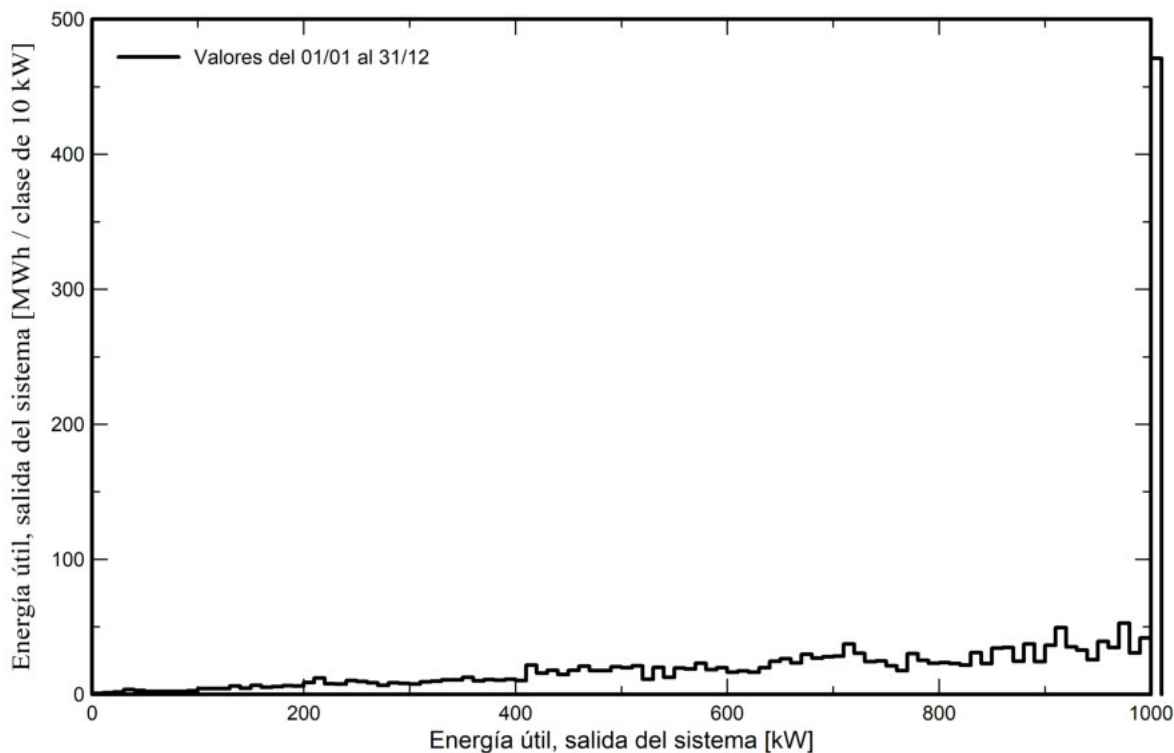
VC0, Fecha de simulación:  
23/10/23 09:35  
con v7.4.2

### Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema







PVsyst V7.4.2

VC0, Fecha de simulación:  
23/10/23 09:35  
con v7.4.2

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente Meteoronorm 8.1 (2007-2017), Sat=90%  
Tipo Promedios mensuales  
Sintético - Promedio multianual  
Variabilidad año a año(Varianza) 5.0 %

Desviación especificada

Cambio climático 0.0 %

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática) 5.3 %

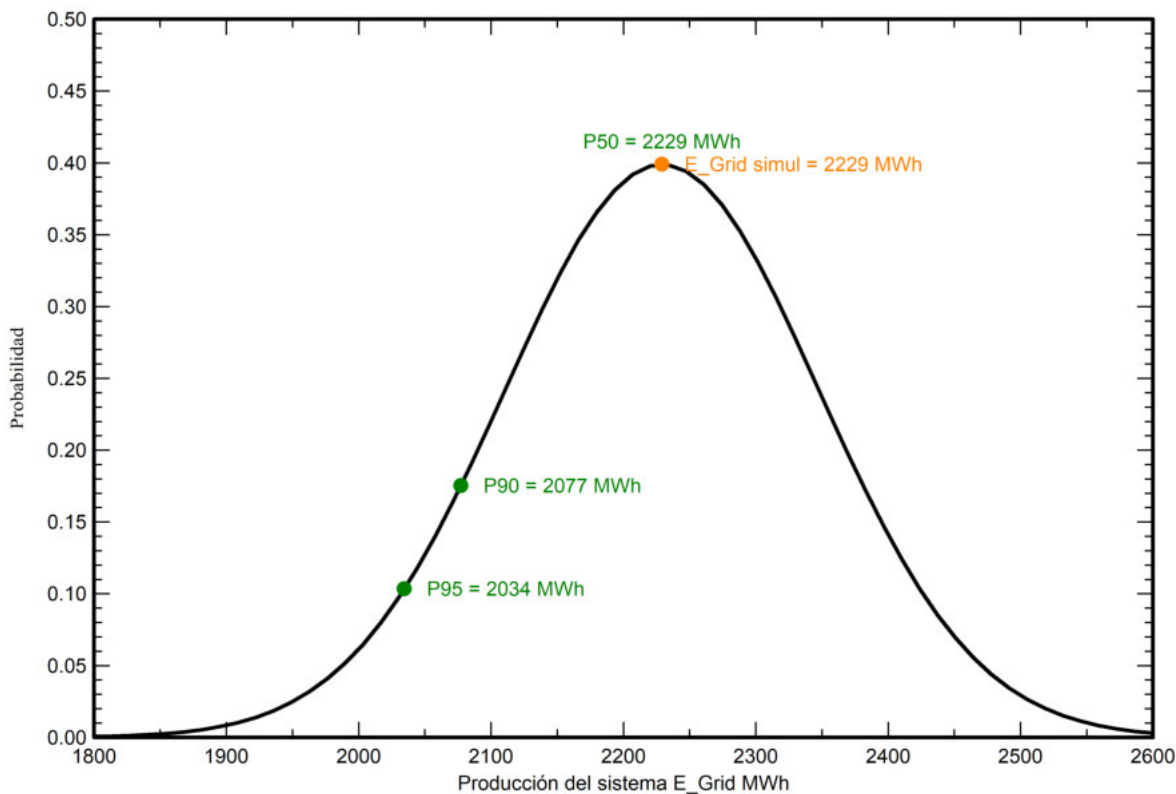
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV 1.0 %  
Incertidumbre eficiencia inversor 0.5 %  
Incertidumbres de suciedad y desajuste 1.0 %  
Incertidumbre de degradación 1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad 118 MWh  
P50 2229 MWh  
P90 2077 MWh  
P95 2034 MWh

Distribución de probabilidad



## **ANEJO 4**

### **Cálculos eléctricos PFV y su infraestructura de evacuación**

## ÍNDICE

1.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	3
2.	CÁLCULO DE MÓDULOS EN SERIE Y NÚMERO DE RAMAS .....	5
3.	CÁLCULO DE CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN .....	8
3.1.	CORRIENTE CONTINUA: TRAMO RAMAS - INVERSORES .....	8
3.1.1.	Criterio de intensidad máxima admisible.....	8
3.1.2.	Criterio de máxima caída de tensión.....	11
3.1.3.	Criterio de corriente de cortocircuito .....	12
3.1.4.	Cálculo de pérdidas eléctricas .....	12
3.1.5.	Cálculo de las protecciones .....	12
3.1.6.	Procedimiento de cálculo .....	13
3.1.7.	Tabla de resultados tramo rama - inversor .....	16
3.1.8.	Conductores y protecciones seleccionados .....	18
3.1.9.	Resumen tramo ramas – inversor .....	18
3.2.	CORRIENTE ALTERNA: TRAMO INVERSOR - PS.....	19
3.2.1.	Criterio de intensidad máxima admisible.....	19
3.2.2.	Criterio de máxima caída de tensión.....	22
3.2.3.	Criterio de corriente de cortocircuito .....	22
3.2.4.	Cálculo de pérdidas eléctricas .....	22
3.2.5.	Cálculo de las protecciones .....	22
3.2.6.	Procedimiento de cálculo .....	22
3.2.7.	Tabla de resultados tramo inversor – PS.....	26
3.2.8.	Conductores y protecciones seleccionados .....	27
3.2.9.	Resumen PFV.....	27
3.3.	CORRIENTE ALTERNA: TRAMO CUADRO BT – TRANSFORMADOR .....	28
3.3.1.	Criterio de intensidad máxima admisible.....	28
3.3.2.	Cálculo de las protecciones .....	31
3.3.3.	Conductores y protecciones seleccionados .....	31
4.	CÁLCULO DE CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN .....	32
4.1.	TRAMO TRANSFORMADOR – CELDAS MT .....	32
4.2.	TRAMO CENTRO DE TRANSFORMACIÓN – CENTRO DE SECCIONAMIENTO .....	32
4.2.1.	Conductor proyectado.....	32



**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 4**



4.2.2.	Criterio de intensidad máxima admisible.....	33
4.2.3.	Criterio de máxima caída de tensión.....	37
4.2.4.	Criterio de pérdida máxima de potencia.....	37
4.2.5.	Criterio de la intensidad de cortocircuito .....	37
4.2.6.	Tabla de resultados conductores de media tensión .....	41
4.2.7.	Conductores seleccionados .....	42
4.3.	TRAMO LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ENTRADA Y SALIDA EN EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO HASTA APOYO LAMT VILLAF_EUL.....	43
4.3.1.	Conductor proyectado.....	43
4.3.2.	Criterio de intensidad máxima admisible.....	43
5.	CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS .....	45
5.1.	INTRODUCCIÓN.....	45
5.2.	NORMATIVA .....	45
5.3.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	46
5.4.	DIMENSIONAMIENTO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR DE TIERRA .....	46
5.5.	CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA .....	48
5.5.1.	Resistencia PAT red baja tensión .....	49
5.5.2.	Resistencia PAT inversores multistring.....	49
5.5.3.	Resistencia PAT CT.....	49
5.5.4.	Resistencia PAT red media tensión .....	50
5.5.5.	Resistencia PAT centro de seccionamiento .....	50
5.5.6.	Resistencia PAT PFV.....	50
5.5.7.	Cálculo de la tensión de defecto ( $U_d$ ).....	50
5.6.	CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE CONTACTO Y PASO .....	51
5.6.1.	DEFINICIONES Y FORMULACIÓN.....	51
5.6.2.	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO .....	53
5.6.3.	CÁLCULO TENSIÓN PASO Y CONTACTO EN EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (MÉTODO UNESA).....	54
5.6.4.	CÁLCULO TENSIÓN DE PASO Y CONTACTO DEL CENTRO DE SECCIONAMIENTO (MÉTODO UNESA).....	59
5.7.	CONCLUSIONES .....	64

## 1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

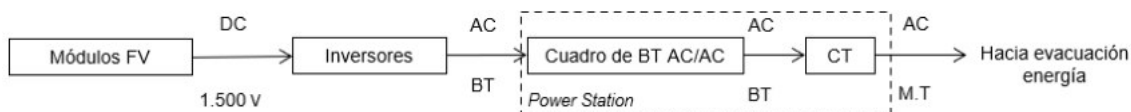
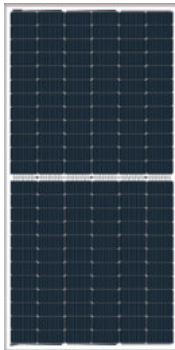


Ilustración 1. Esquema general de conexión del parque fotovoltaico

Tabla 1: Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Trina Solar

TSM-DEG19RC.20 570 Wp				
Pmax	570	W	Vmpp ( 0°C)	40,59 V
Vmpp	38,40	V	Vmpp (65 °C)	34,38 V
Impp	14,84	A	Voc ( 0 °C)	48,56 V
Voc	45,70	V	Voc (65°C)	41,13 V
Isc	15,93	A	Isc (65 °C)	15,18 A
Eficiencia	21,1	%		
V max sistema	1500	V <sub>DC</sub>		
Coeficiente de T para Pmpp	-0,340	%/°K		
Coeficiente de T para Voc	-0,250	%/°K		
Coeficiente de T para Isc	0,040	%/°K		
Largo	2.384	mm		
Ancho	1.134	mm		
Alto	30	mm		
Área	2,703	m <sup>2</sup>		
Tamaño de conductor	12 / 4	AWG /mm <sup>2</sup>		
Peso del módulo	33,4	kg		

Datos proporcionados para condiciones estándar (STC): 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM1,5

Tabla 2: Especificaciones técnicas del inversor SG125HX. Fuente: Sungrow

Modelo		SG125HX
Salida	Potencia activa máxima a 25°C (kW) <sup>1</sup>	125
	Potencia Nominal a 40°C (kW)	125
	Potencia Nominal a 50°C (kW)	113,6
	Máxima corriente de salida (A)	90,2
	Tensión (V <sub>ac</sub> )	800
	Frecuencia (Hz)	50
	Factor de potencia	1
Entrada	Mínima Tensión M <sub>pp</sub> (V <sub>dc</sub> )	860
	Máxima Tensión M <sub>pp</sub> (V <sub>dc</sub> )	1.300
	Máxima tensión (V <sub>dc</sub> )	1.500
	Máxima corriente por MPPT (A)	30
	Máxima corriente cortocircuito por MPPT (A)	50

<sup>1</sup> La norma UNE-EN 50524 indica en su apartado "4.5 Caracterización del rendimiento de operación" que la potencia nominal se da a la tensión de entrada nominal y a la temperatura ambiente de (25 ±3) °C.

*Tabla 3: características principales cuadro de baja tensión*

			CBT Metálico de exterior salida trasera
Características eléctricas	Tensión asignada de empleo	Ue (V)	800
	Intensidad asignada de empleo	Ie (A)	1.000
	Corriente asignada de corta duración admisible 1 segundo	(kA)	20
	Entradas procedentes de inversores		12
	Sección de cables de acometida (entradas de inversores)		Máx. 300 mm <sup>2</sup>
	Nº y sección de cables de salida al transformador	mm <sup>2</sup>	Máx. 4 x 240 mm <sup>2</sup>
	Tensión soportada a frecuencia industrial	Fase - Fase	2,5
		Fase - Masa	10
Grado de protección	Tensión soportada a impulso tipo rayo	Fase - Masa	8
	IP		IP55
	IK		IK10

*Tabla 4: Características técnicas transformador*

Características técnicas transformador		
Características eléctricas		
Potencia asignada	kVA	1.250
Tensión asignada	Ur	
Primaria	kV	20
Secundaria	V	800
Grupo de conexión		Dyn11
Pérdidas en vacío (P <sub>0</sub> )	W	1.800
Pérdidas en vacío (P <sub>k</sub> )	W	11.000
Impedancia de cortocircuito a 120 ° C	%	6
Dimensiones		
Largo	mm	1.640
Ancho		1000
Alto con ruedas		2.146
Pesos		
Peso núcleo magnético	kg	1.750
Peso conductores	kg	450
Peso total	kg	2.600

## 2. CÁLCULO DE MÓDULOS EN SERIE Y NÚMERO DE RAMAS

Para elegir el número de módulos fotovoltaicos en serie debe tenerse en cuenta que la tensión no supere en ningún caso el rango de tensión de entrada del inversor. Además, el número de ramas que entran al inversor debe elegirse de modo que la corriente máxima de entrada no se supere excesivamente, pues de lo contrario el inversor desperdiciaría energía en exceso.

Teniendo en cuenta el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto ( $\alpha$ ) y el coeficiente de temperatura para corriente de cortocircuito ( $\beta$ ) de los módulos fotovoltaicos (ver Tabla 1) y las características técnicas del inversor (ver

Tabla 2) se calcula a continuación la configuración de ramas en serie y en paralelo para que se verifiquen las siguientes condiciones:

### 1. El máximo voltaje de los módulos conectados en serie debe de estar por debajo del límite superior de tensión MP del inversor

El máximo voltaje MP de los módulos fotovoltaicos en serie se dará cuando éstos alcancen la mínima temperatura. Corresponde a la media de temperaturas mínimas durante los meses de invierno.

$$V_{MP \text{ máx. módulos } (T_{min})} = N^{\circ} \text{ módulos rama} * V_{mp\_max (T_{min})} = V_{mp \text{ max rama}} < V_{mp \text{ max. inversor}}$$

Tabla 5: Condición de máximo voltaje

	SG125HX	
Vmp máxima inversor	1.300	V
Vmp máxima módulos fotovoltaicos a Tmin	40,80	V
Temperatura mínima	0	°C
Número de módulos en la rama	30	
Vmp máx. rama	1.224,00	V
¿Se cumple la condición?	<b>sí</b>	

**La condición de límite superior se cumple.**

### 2. El mínimo voltaje de los módulos conectados en serie debe de ser superior al límite inferior de tensión MP del inversor

El mínimo voltaje MP de los módulos en serie se dará cuando éstos alcancen la máxima temperatura, que se supone en verano con los módulos calientes.

$$V_{MP \text{ min. módulos } (T_{max})} = N^{\circ} \text{ módulos rama} * V_{mp\_min (T_{max})} = V_{mp \text{ min rama}} > V_{mp \text{ min. Inversor}}$$

*Tabla 6: condición de mínimo voltaje*

	SG125HX	
Vmp mínima inversor	860	V
Vmp mínima módulos fotovoltaicos a Tmax	34,56	V
Temperatura máxima	65	°C
Número de módulos en la rama	30	
Vmp mínima rama	1.036,80	V
¿Se cumple la condición?	<b>SÍ</b>	

**3. La tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ) en condiciones extremas de temperatura debe ser inferior a la máxima tensión admisible del inversor**

La tensión de circuito abierto máxima ( $V_{OC}$ ) se dará en invierno, cuando la temperatura es mínima.

$$V_{OC \text{ max. módulos (Tmin)}} = N^{\circ} \text{ módulos rama} * V_{OC \text{ max. (Tmin)}} = V_{OC \text{ max. rama}} < V_{\text{max DC Inversor}}$$

*Tabla 7: condición de tensión de circuito abierto*

	SG125HX	
Voc máxima inversor	1.500	V
Voc máxima módulos fotovoltaicos a Tmin	48,56	V
Temperatura mínima	0	°C
Número de módulos en la rama	30	
Voc máxima rama	1.456,69	V
¿Se cumple la condición?	<b>SÍ</b>	

**La condición de tensión de circuito abierto se cumple.**

**4. La corriente máxima de funcionamiento y de cortocircuito entregada por los módulos deberá ser inferior a la corriente máxima de entrada del inversor**

La máxima corriente de los módulos conectados en paralelo se dará en verano, cuando la temperatura sea máxima en la instalación.

$$N^{\circ} \text{ ramas en inversor} * I_{SC \text{ max. (Tmax)}} < I_{DC \text{ Inversor}}$$

$$N^{\circ} \text{ ramas en inversor} * I_{\text{max. (Tmax)}} < I_{DC \text{ Inversor}}$$

La configuración de inversores del PFV es la siguiente:

*Tabla 8: configuración bloques inversor*

Características bloque inversor	Inv. A	Inv. B
Potencia a 25°C (kW)	125,0	125,0
Módulos en serie	30	30
Ramas en paralelo	9	8

Se conectan las siguientes ramas de módulos en paralelo por inversor:

*Tabla 9: condición de corriente de funcionamiento y de cortocircuito del inversor.*

Características bloque inversor	Inv. A	Inv. B
Intensidad punto de máxima potencia módulo fotovoltaico a Tmax (A)	15,08	15,08
Intensidad cortocircuito módulo fotovoltaico a Tmax (A)	16,18	16,18
Intensidad máxima entrada inversor (A)	180,00	180,00
Intensidad máxima cortocircuito inversor (A)	300,00	300,00
Ramas en paralelo	9	8
Intensidad máxima funcionamiento (A)	135,70	120,62
Intensidad máxima cortocircuito (A)	145,66	129,48
¿Se cumple la condición de corriente máxima de entrada?	SÍ	SÍ
¿Se cumple la condición de corriente de cortocircuito?	SÍ	SÍ

**La condición de límite inferior se cumple.**

*Tabla 10: condición de corriente de funcionamiento del CT.*

Características bloque CT	Config. 1
Intensidad máxima entrada CT (A)	1.250
Número Inv. A (9)	4
Número Inv. B (8)	5
Ramas en paralelo	76
Intensidad a punto de máxima potencia a Tmax (A)	811,80
¿Se cumple la condición de corriente máxima de entrada?	SÍ

Con los resultados anteriores, quedan comprobados los requerimientos de voltaje e intensidad para la configuración eléctrica de los módulos fotovoltaicos.

### 3. CÁLCULO DE CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN

#### 3.1. CORRIENTE CONTINUA: TRAMO RAMAS - INVERSORES

El circuito de corriente continua comprende el cableado entre los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor. Este tramo discurre parcialmente al aire, sujeto a lo largo de la estructura y parcialmente enterrado bajo tubo, desde la salida del seguidor fotovoltaico hasta la entrada al inversor. Se proyecta para este tramo conductor de cobre con aislamiento de XLPE.

La selección de la sección de mínima normalizada de un cable debe cumplir simultáneamente las condiciones de: criterio de intensidad máxima admisible, criterio de máxima caída de tensión y criterio de intensidad de cortocircuito.

El tendido de los conductores se hará con sumo cuidado, evitando la formación de cocas y torceduras, así como los roces perjudiciales y las tracciones exageradas, no dándose a los conductores curvaturas superiores a las admisibles para cada tipo. Se sellarán todos los tubos con espuma de poliuretano o similar, una vez introducidos los cables, para evitar la entrada de pequeños animales.

Existen diferentes configuraciones de ramas que se conectan a los inversores.

Tabla 11: configuraciones bloques inversor

Bloque Inversor Tipo	A	B
Nº módulos/rama	30	30
Nº ramas	9	8
Nº módulos/inversor	270	240

##### 3.1.1. Criterio de intensidad máxima admisible

Mediante el criterio de intensidad máxima admisible se elige la sección de conductor adecuada para soportar, en las condiciones continuas de funcionamiento dadas, la intensidad máxima que va a circular por el conductor sin que éste se vea dañado.

Para el dimensionamiento de los cables de BT de este tramo, se han considerado las siguientes premisas:

- Se elegirá aquella sección del cableado que cumpla que:  $I_{\text{diseño}} < I_{\text{máx.admisible}}$ , donde la intensidad máxima admisible del cable se debe

modificar con los factores de corrección recogidos en la norma IEC 60364-5-52:2022.

- Las intensidades máximas admisibles sin corregir de las diferentes secciones vienen recogidas en la tabla B.52.3.

*Tabla 12: Tabla B52.3 IEC 60364-5-52:2022*

**Tabla B.52.3 – Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 – Cables aislados con XLPE/EPR, dos conductores cargados, cobre o aluminio – Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente: 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno**

Sección nominal del conductor mm²	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
	2	3	4	5	6	7	8
<b>Cobre</b>							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502
<b>Aluminio</b>							
2,5	20	19,5	25	23	26	26	
4	27	26	33	31	35	33	
6	35	33	43	40	45	42	
10	48	45	59	54	62	55	
16	64	60	79	72	84	71	76
25	84	78	105	94	101	90	98
35	103	96	130	115	126	108	117
50	125	115	157	138	154	128	139
70	158	145	200	175	198	158	170
95	191	175	242	210	241	186	204
120	220	201	281	242	280	211	233
150	253	230	307	261	324	238	261
185	288	262	351	300	371	267	296
240	338	307	412	358	439	307	343
300	387	352	471	415	508	346	386

NOTA En las columnas 3, 5, 6, 7 y 8, se supone que los conductores son circulares para un tamaño de hasta 16 mm² inclusive. Los valores indicados para mayores tamaños se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a los conductores circulares.

- La intensidad de diseño se calculará aplicando un factor de seguridad del 25% extra a la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar del módulo. Idiseño = 1,25 I<sub>sc</sub>. Ese coeficiente asegura el correcto dimensionamiento del cable considerando la bifacialidad del módulo.



Los factores de corrección a considerar para de la intensidad máxima admisible son los siguientes:

- C1: Factor corrector para temperatura del terreno diferente a 20°C (tabla B.52.15). Se considera una temperatura del terreno de 25°C. (C1 = 0,96)

Tabla 13: Tabla B52.15 IEC 60364-5-52:2022

Tabla B.52.15 - Factores de corrección para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 20 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en conductos en el suelo

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

- C2: Factor corrector por agrupamiento de cables unipolares en conductos enterrados (tabla B.52.19). Se considera que el inversor está en el centro del bloque, por lo que la mitad de los cables comparten zanja (Ver Tabla de resultados tramo rama - inversor). Se interpolan los valores para distancias intermedias a las facilitadas en la tabla.

Tabla 14: Tabla B52.19 IEC 60364-5-52:2022

E) Cables unipolares en conductos individuales no magnéticos				
Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	Distancia entre conductos <sup>b</sup>			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,33	0,50	0,65	0,82
18	0,31	0,49	0,65	0,82
19	0,30	0,48	0,64	0,82
20	0,29	0,47	0,63	0,81

- C3: Factor corrector para cables en conductos enterrados en terrenos de resistividad diferente de 2,5 K·m/W (tabla B.52.16). Se considera una resistividad del terreno de 1,5 K·m/W. (C3 = 1,1)

Tabla 15: Tabla B52.16 IEC 60364-5-52:2022

Tabla B.52.16 – Factores de corrección para cables enterrados directamente en el suelo o en conductos enterrados para terrenos de resistividad diferente de 2,5 K·m/W a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para el método de referencia D

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección para cables en conductos enterrados	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Factor de corrección para cables enterrados directamente	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90
<p>NOTA 1 Los factores de corrección dados están promediados para los rangos de dimensiones de conductores y los tipos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.5. La precisión global de los factores de corrección es de ±5%.</p> <p>NOTA 2 Los factores de corrección se aplican a los cables en conductos enterrados; para cables tendidos directamente en el terreno los factores de corrección para resistividades térmicas inferiores a 2,5 K·m/W serán más elevados. Si se necesitan valores más precisos, pueden calcularse por medio de los métodos dados en la Norma IEC 60287.</p> <p>NOTA 3 Los factores de corrección se aplican a los conductos enterrados hasta una profundidad de 0,8 m.</p> <p>NOTA 4 Se asume que las propiedades del terreno son uniformes. No se ha contemplado la posibilidad de la migración de humedad que puede comportar la existencia de una región de alta resistividad térmica alrededor del cable. Si se prevé el secado parcial del terreno, la corriente admisible debería determinarse a partir de los métodos especificados en la Norma IEC 60287.</p>							

- C4: Factor corrector por profundidad de enterramiento. En la normativa IEC considerada no aparece una tabla específica para este factor corrector, por lo que se considera la tabla 9 de la instrucción técnica ITC-BT-07 del REBT. Se considera una profundidad de enterramiento de 0,7 m. (C4 = 1)

Tabla 16: Tabla 9 ITC-BT-07

Tabla 9. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

### 3.1.2. Criterio de máxima caída de tensión

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la conducción.

$$\frac{\Delta U}{U} = \left( \frac{I_{MPP} * L * R_T}{V_{MPP \text{ string}}} \right)$$

Donde:

$I_{MPP}$ : Corriente en el punto de máxima potencia (A).

$V_{mpp}$ : Tensión nominal CC del string CC (V).

L: Longitud de las líneas cable pral. de CC (+/-) (km).

$R_T$ : Resistencia a la temperatura de funcionamiento del cable ( $\Omega/Km$ ).

En Tabla de resultados tramo rama - inversor se muestra la caída de tensión en el cableado de corriente continua entre cada rama y el inversor. Se han dimensionado los cables para que la caída de tensión total desde la rama hasta la PS sea inferior al 1,5 %.

### 3.1.3. Criterio de corriente de cortocircuito

Este criterio establece que la temperatura que puede alcanzar el conductor del cable como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (como mínimo para tiempos de despeje de la falta) de los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

Este criterio resulta determinante en instalaciones de media tensión, pero no lo es en instalaciones de baja tensión, ya que en los cables de CC la intensidad de cortocircuito es la que se ha considerado en el criterio de intensidad máxima admisible, por lo que resulta redundante.

### 3.1.4. Cálculo de pérdidas eléctricas

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable debido al efecto Joule.

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{R_T * L * I_{mpp}^2}{I_{mpp} * V_{mpp\_string}}$$

En Tabla de resultados tramo rama - inversor se muestra las pérdidas de potencia en el cableado de corriente continua entre cada rama y el inversor. Se han dimensionado los cables para que la pérdida de potencia sea inferior al 0,5 %.

### 3.1.5. Cálculo de las protecciones

La norma UNE-H D 60364-7-712:2017 indica que la corriente máxima del fusible de las ramas ( $I_n$ ) debe estar comprendida entre:

$$1,5 \cdot I_{sc}(STC) \leq I_n \leq 2,4 \cdot I_{sc}(STC)$$

Se escoge un valor de 1,5 veces la  $I_{sc}$ .

### 3.1.6. Procedimiento de cálculo

- 1) Con el valor de la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico se selecciona el fusible de protección de la rama.

Escogiendo una ratio de 1,5, el fusible debe soportar por lo menos:

Tabla 17: Fusible seleccionado

$I_{sc}(STC)$ [A]	$I_{fusible\ rama}$ [A]	Fusible [A]
15,93	23,90	25

- 2) Obtención de la intensidad nominal del cable según tipo de instalación.

Tabla 18: intensidades nominales de los cables propuestos.

Sección $mm^2$	Intensidad nominal A	Normativa
4	43	Tabla b52.1 UNE-HD 60364-5- 52:2022
6	53	
10	71	

- 3) Aplicación de los factores de corrección para obtener la intensidad máxima admisible en condiciones continuas de operación ( $I_z$ ).

Tabla 19: factores de corrección para esta instalación

CONDICIONES INSTALACIÓN	Valor	Coeficiente	Normativa
C1: factor de corrección por temperatura del terreno diferente a 20°C	25	0,96	Tabla B.52.15 UNE-HD 60364-5-52:2022
C2: factor de agrupación de cables unipolares en bajo tubo*	6	0,60	Tabla B.52.19 b UNE-HD 60364-5-52:2022
Distancia entre cables (m)	0		
C3: factor de corrección de resistividad diferente a 2,5 (K m/W)	1,5	1,10	Tabla B.52.16 UNE-HD 60364-5-52:2022
C4: factor de corrección para diferentes profundidades de instalación	0,7	1,00	ITC-BT-07. Tabla 9.
C: factor corrección string - inversor		<b>0,63</b>	

\* Se muestran las condiciones de agrupación de cables para un inversor tipo estándar. Las condiciones particulares de cada tramo quedan reflejadas en la Tabla de resultados tramo rama - inversor

- 4) La intensidad de diseño del cable debe ser menor que la intensidad nominal del cable y la intensidad circulante por la rama debe ser menor a la intensidad máxima permitida bajo las condiciones de funcionamiento.

*Tabla 20: comprobación intensidad de diseño e intensidad circulante*

Sección mm <sup>2</sup>	Intensidad nominal A	I <sub>max</sub> A	I <sub>mpp</sub> a STC A	I <sub>sc</sub> a STC A	Intensidad diseño (1,25 * I <sub>sc</sub> ) A	¿Idiseño < I <sub>nomi</sub> ?	¿I <sub>mpp</sub> < I <sub>max</sub> ?
4	43	27,24	14,84	15,93	19,91	Sí	Sí
6	53	33,58				Sí	Sí
10	71	44,99				Sí	Sí

- 5) Con el cociente entre la I<sub>mpp</sub> y la I<sub>z</sub> se obtiene la temperatura de funcionamiento del cable.

$$T = T_o + (T_{MAX} - T_o) \left( \frac{I_{mpp}}{I_{MAX}} \right)^2$$

*Tabla 21: cálculo de la temperatura de funcionamiento del cable para la instalación*

T <sub>o</sub> °C	T <sub>max</sub> °C	I <sub>mpp</sub> a STC A
25	90	14,84

Sección mm <sup>2</sup>	Intensidad nominal A	I <sub>max</sub> A	Tª funcionamiento °C
4	43	27,24	44,3
6	53	33,58	37,7
10	71	44,99	32,1

\* Se muestran las condiciones de un bloque inversor tipo con más entradas. Las condiciones particulares de cada tramo quedan reflejadas en la Tabla de resultados tramo rama - inversor .

Donde:

T: Temperatura de funcionamiento del cable.

T<sub>o</sub>: Temperatura ambiente.

T<sub>max</sub>: Temperatura máxima de del cable.

I<sub>max</sub>: Corriente máxima admisible del cable.

- 6) Con la temperatura de trabajo, se obtiene el valor de resistencia del cable a la temperatura de funcionamiento real.

$$R = R_{20^{\circ}C} * (1 + (\alpha_{cu} * (T - 20)))$$

Donde:

$R_T$ : Resistencia a la temperatura de funcionamiento ( $\Omega/Km$ ).

$R_{20}$ : Resistencia a  $20^{\circ}C$  para conductor de cobre.

$\alpha_{Cu} = 0,00393$ . Coeficiente de temperatura del cobre a  $20^{\circ}C$

*Tabla 22: cálculo de la resistencia a la temperatura de funcionamiento*

Sección mm <sup>2</sup>	Coeficiente de temperatura del Cu a 20°C	Resistencia a 20°C Ohm/km	Tª funcionamiento °C	Resistencia a tª funcionamiento Ohm/km
4	0,00393	5,09	44,3	5,58
6		3,39	37,7	3,63
10		1,95	32,1	2,04

- 7) Con el valor de la resistencia a la temperatura de funcionamiento se calcula la caída de tensión y la pérdida de potencia (menor que 0,5%).

Ver Tabla de resultados tramo rama - inversor.

Proyecto Modificado  
Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación  
Anejo 4



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
Nº.Colegiado.: 0003420  
ISABEL DEL CAMPO PALACIOS  
VISADO Nº.: VD04836-24A  
DE FECHA : 11/11/2024  
**E-VISADO**

3.1.7. Tabla de resultados tramo rama - inversor

De	Hasta	Longitud cable +	Longitud cable -	String			Fusible (> 1,5"IsC)	Nº circuitos en una misma zanja	Factores de corrección (IEC 60364-5-52:2022)				Sección conductor	Circuito	I máx admisible según Tabla B.52.3	I máx admisible en condiciones continuas de operación	Coeficiente de carga	Tª del conductor en condiciones continuas de operación	Resistencia modificada según Tª	Caída de tensión		Pérdida de potencia	
				Módulos por string	Vmpp string	Imp			C1 Tª Tabla B.52.15	C2 Agrupamiento Tabla B.52.19 B	C3 Resistividad Tabla B.52.16	C4 Profundidad ITC BT 07. Tabla 9								V	%	W	%
Inverter TX1-INV 1		m	m		V	A	A						mm²		A	A		°C	Ohm/km				
	String 1-1-1	69,2	70,3	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	48,73	30,45%	31,03	2,03	4,21	0,37%	62,50	0,37%
	String 1-1-2	66,7	67,9	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	48,73	30,45%	31,03	2,03	4,06	0,35%	60,30	0,35%
	String 1-1-3	50,7	51,8	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	36,38	40,79%	35,82	3,60	5,48	0,48%	81,25	0,48%
	String 1-1-4	48,2	49,4	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	36,38	40,79%	35,82	3,60	5,21	0,45%	77,36	0,45%
	String 1-1-5	32,3	33,4	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	5,38	0,47%	79,82	0,47%
	String 1-1-6	29,8	31,0	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	4,98	0,43%	73,86	0,43%
	String 1-1-7	4,0	5,1	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	0,74	0,06%	11,01	0,06%
Inverter TX1-INV 2	String 1-1-8	1,5	2,7	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	0,34	0,03%	5,07	0,03%
	String 1-2-1	73,9	75,0	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	48,73	30,45%	31,03	2,03	4,50	0,39%	66,71	0,39%
	String 1-2-2	71,4	72,6	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	48,73	30,45%	31,03	2,03	4,35	0,38%	64,51	0,38%
	String 1-2-3	38,9	40,1	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	36,38	40,79%	35,82	3,60	4,22	0,37%	62,63	0,37%
	String 1-2-4	36,5	37,6	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	36,38	40,79%	35,82	3,60	3,96	0,34%	58,74	0,34%
	String 1-2-5	63,8	65,0	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	48,73	30,45%	31,03	2,03	3,89	0,34%	57,69	0,34%
	String 1-2-6	61,4	62,5	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	48,73	30,45%	31,03	2,03	3,74	0,32%	55,50	0,32%
	String 1-2-7	1,5	2,7	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	0,34	0,03%	5,06	0,03%
Inverter TX1-INV 3	String 1-2-8	3,9	5,1	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	0,74	0,06%	11,00	0,06%
	String 1-3-1	55,0	56,2	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	48,73	30,45%	31,03	2,03	3,36	0,29%	49,82	0,29%
	String 1-3-2	52,6	53,7	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	36,38	40,79%	35,82	3,60	5,68	0,49%	84,30	0,49%
	String 1-3-3	41,5	42,6	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	36,38	40,79%	35,82	3,60	4,49	0,39%	66,67	0,39%
	String 1-3-4	39,0	40,2	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	36,38	40,79%	35,82	3,60	4,23	0,37%	62,80	0,37%
	String 1-3-5	27,8	28,9	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	4,64	0,40%	68,86	0,40%
	String 1-3-6	25,3	26,5	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	4,24	0,37%	62,91	0,37%
	String 1-3-7	4,0	5,1	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	0,74	0,06%	11,05	0,06%
Inverter TX1-INV 4	String 1-3-8	1,5	2,7	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	0,34	0,03%	5,07	0,03%
	String 1-4-1	27,6	28,8	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	4,62	0,40%	68,57	0,40%
	String 1-4-2	25,2	26,3	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	4,22	0,37%	62,62	0,37%
	String 1-4-3	1,5	2,7	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	0,34	0,03%	5,08	0,03%
	String 1-4-4	4,0	5,1	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	0,75	0,06%	11,06	0,06%
	String 1-4-5	23,1	24,2	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	3,87	0,34%	57,48	0,34%
	String 1-4-6	25,5	26,7	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	4,28	0,37%	63,47	0,37%
	String 1-4-7	37,3	38,4	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	36,38	40,79%	35,82	3,60	4,05	0,35%	60,04	0,35%
Inverter TX1-INV 5	String 1-4-8	39,7	40,9	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	36,38	40,79%	35,82	3,60	4,31	0,37%	63,94	0,37%
	String 1-5-1	59,0	57,8	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	48,73	30,45%	31,03	2,03	3,53	0,31%	52,34	0,31%
	String 1-5-2	56,5	55,4	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	48,73	30,45%	31,03	2,03	3,38	0,29%	50,14	0,29%
	String 1-5-3	61,1	62,2	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	48,73	30,45%	31,03	2,03	3,72	0,32%	55,23	0,32%
	String 1-5-4	63,4	64,6	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	48,73	30,45%	31,03	2,03	3,87	0,34%	57,36	0,34%
	String 1-5-5	30,3	31,5	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	5,06	0,44%	75,07	0,44%
	String 1-5-6	27,9	29,1	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	4,67	0,41%	69,33	0,41%
	String 1-5-7	1,5	2,6	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	0,33	0,03%	4,96	0,03%
Inverter TX1-INV 5	String 1-5-8	3,8	5,0	30	1.152,0	14,8	25	4	0,96	0,65	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	29,52	50,28%	41,43	5,52	0,72	0,06%	10,71	0,06%
	String 1-6-1	24,8	25,9	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	4,19	0,36%	62,21	0,36%



Proyecto Modificado  
Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación  
Anejo 4



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA

Nº.Colegiado.: 0003420  
ISABEL DEL CAMPO PALACIOS

VISADO Nº.: VD04836-24A  
DE FECHA : 11/11/2024

**E-VISADO**

De	Hasta	Longitud cable +	Longitud cable -	String			Fusible (> 1,5"Is)	Nº circuitos en una misma zanja	Factores de corrección (IEC 60364-5-52:2022)				Sección conductor	Circuito	I máx admisible según Tabla B.52.3	I máx admisible en condiciones continuas de operación	Coeficiente de carga	Tª del conductor en condiciones continuas de operación	Resistencia modificada según Tª	Caída de tensión		Pérdida de potencia	
				Módulos por string	Vmpp string	Imp			C1 Tª Tabla B.52.15	C2 Agrupamiento Tabla B.52.19 B	C3 Resistividad Tabla B.52.16	C4 Profundidad ITC BT 07. Tabla 9											
Inverter TX1-INV 6	String 1-6-2	27,1	28,3	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	4,58	0,40%	68,02	0,40%
	String 1-6-3	1,5	2,6	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	0,34	0,03%	5,01	0,03%
	String 1-6-4	3,8	5,0	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	0,73	0,06%	10,83	0,06%
	String 1-6-5	23,6	24,7	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	4,00	0,35%	59,30	0,35%
	String 1-6-6	25,9	27,1	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	4,39	0,38%	65,11	0,38%
	String 1-6-7	37,5	38,7	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	33,58	44,19%	37,69	3,63	4,10	0,36%	60,86	0,36%
	String 1-6-8	39,9	41,0	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	33,58	44,19%	37,69	3,63	4,35	0,38%	64,63	0,38%
Inverter TX1-INV 7	String 1-6-9	63,7	64,9	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	44,99	32,99%	32,07	2,04	3,90	0,34%	57,86	0,34%
	String 1-7-1	73,6	74,8	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	44,99	32,99%	32,07	2,04	4,50	0,39%	66,75	0,39%
	String 1-7-2	81,7	82,8	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	44,99	32,99%	32,07	2,04	4,99	0,43%	73,99	0,43%
	String 1-7-3	84,0	85,2	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	44,99	32,99%	32,07	2,04	5,13	0,45%	76,11	0,45%
	String 1-7-4	46,8	48,0	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	33,58	44,19%	37,69	3,63	5,10	0,44%	75,73	0,44%
	String 1-7-5	44,5	45,6	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	33,58	44,19%	37,69	3,63	4,85	0,42%	71,95	0,42%
	String 1-7-6	36,5	37,6	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	33,58	44,19%	37,69	3,63	3,99	0,35%	59,16	0,35%
	String 1-7-7	34,1	35,3	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	5,74	0,50%	85,16	0,50%
	String 1-7-8	3,8	5,0	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	0,73	0,06%	10,82	0,06%
Inverter TX1-INV 8	String 1-7-9	1,5	2,6	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	0,34	0,03%	5,01	0,03%
	String 1-8-1	101,8	103,0	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	44,99	32,99%	32,07	2,04	6,21	0,54%	92,12	0,54%
	String 1-8-2	99,4	100,5	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	44,99	32,99%	32,07	2,04	6,06	0,53%	89,92	0,53%
	String 1-8-3	24,6	25,8	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	4,17	0,36%	61,89	0,36%
	String 1-8-4	22,3	23,4	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	3,78	0,33%	56,09	0,33%
	String 1-8-5	3,8	5,0	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	0,73	0,06%	10,81	0,06%
	String 1-8-6	1,5	2,6	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	0,34	0,03%	5,01	0,03%
	String 1-8-7	24,7	25,5	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	4,15	0,36%	61,61	0,36%
	String 1-8-8	22,2	23,1	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	3,75	0,33%	55,70	0,33%
Inverter TX1-INV 9	String 1-8-9	98,0	99,2	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	44,99	32,99%	32,07	2,04	5,98	0,52%	88,70	0,52%
	String 1-9-1	1,5	2,7	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	0,34	0,03%	5,11	0,03%
	String 1-9-2	30,6	31,7	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	5,15	0,45%	76,45	0,45%
	String 1-9-3	33,0	34,1	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	4	2 x (1 x 4)	43	27,24	54,47%	44,28	5,58	5,55	0,48%	82,43	0,48%
	String 1-9-4	39,0	39,5	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	33,58	44,19%	37,69	3,63	4,22	0,37%	62,64	0,37%
	String 1-9-5	41,4	41,9	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	6	2 x (1 x 6)	53	33,58	44,19%	37,69	3,63	4,48	0,39%	66,48	0,39%
	String 1-9-6	60,2	61,4	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	44,99	32,99%	32,07	2,04	3,68	0,32%	54,68	0,32%
	String 1-9-7	62,6	63,8	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	44,99	32,99%	32,07	2,04	3,83	0,33%	56,87	0,33%
	String 1-9-8	78,6	79,8	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	44,99	32,99%	32,07	2,04	4,80	0,42%	71,27	0,42%
	String 1-9-9	81,1	82,2	30	1.152,0	14,8	25	5	0,96	0,60	1,10	1,00	10	2 x (1 x 10)	71	44,99	32,99%	32,07	2,04	4,95	0,43%	73,47	0,43%



### 3.1.8. Conductores y protecciones seleccionados

Teniendo en cuenta los criterios anteriores se seleccionan los conductores y las protecciones siguientes:

**ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 1 x 4 Cu**

**ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 1 x 6 Cu**

**ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 1 x 10 Cu**

**Fusible 25 A, 1500 V<sub>dc</sub>**

### 3.1.9. Resumen tramo ramas – inversor

Características bloque inversor	Inv. A	Inv. B
Módulos fotovoltaicos bifaciales 570 Wp	270	240
Módulos en serie	30	30
Ramas en paralelo	9	8
Cable String – Inversor	ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 1 x 4 / 6 / 10 Cu	
Fusible protección ramas	25A, 1.500 V	
Potencia máxima inversor (kW)	125	125
Potencia pico (kWp)	153,9	136,8
Número de bloques inversor en el PFV	4	5

### 3.2. CORRIENTE ALTERNA: TRAMO INVERSOR - PS

El tramo entre cada inversor y la Power Station (PS) - edificio que contiene el cuadro de baja tensión, el transformador y la apartament de MT- estará formado por conductores de aluminio con aislamiento XLPE, directamente enterrados.

El inversor se encuentra ubicado óptimamente en el centro de cada bloque de ramas para evitar caídas de tensión elevadas. Las zanjas que albergan el cableado que une los inversores con la PS pueden ser compartidas en algunos tramos por la conexión de varios inversores.

Existe una única configuración que se conecta a la PS:

Tabla 23: configuración de bloque CT

Bloque CT	Conf. 1
Número de bloques en el PFV	1
Módulos fotovoltaicos bifaciales 570 Wp	2.280
Módulos en serie	30
Ramas en paralelo	76
Bloques CT	4 Inv. A + 5 Inv. B
Cable Inversor - CT	XZ1 0,6/1 kV 3 x 1 x 300 Al
Fusibles protección CT	250, 200 A, 1.500 V
Potencia módulos fotovoltaicos (kWp)	1.299,6
Potencia inversores a 25 °C (kW)	1.125,0

#### 3.2.1. Criterio de intensidad máxima admisible

El procedimiento de cálculo es análogo al descrito anteriormente, pero adaptando los factores de corrección a una terna de cables. Solamente se mostrarán las tablas que cambian con respecto al cálculo anterior.

Para el dimensionamiento de los cables de BT de este tramo, se han considerado las siguientes premisas:

- Se elegirá aquella sección del cableado que cumpla que:  $I_{diseño} < I_{máx.admisible}$ , donde la intensidad máxima admisible del cable se debe modificar con los factores de corrección recogidos en la norma IEC 60364-5-52:2022.
- Las intensidades máximas admisibles sin corregir de las diferentes secciones vienen recogidas en la tabla B.52.5.

**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 4**



*Tabla 24: Tabla B.52.5 IEC 60364-5-52:2022*

**Tabla B.52.5 - Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 - Cables aislados con XLPE/EPR, tres conductores cargados, cobre o aluminio - Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno**

Sección nominal del conductor mm²	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D2
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b>Cobre</b>							
1,5	17	16,5	20	19,5	22	21	23
2,5	23	22	28	26	30	28	30
4	31	30	37	35	40	36	39
6	40	38	48	44	52	44	49
10	54	51	66	60	71	58	65
16	73	68	88	80	96	75	84
25	95	89	117	105	119	96	107
35	117	109	144	128	147	115	129
50	141	130	175	154	179	135	153
70	179	164	222	194	229	167	188
95	216	197	269	233	278	197	226
120	249	227	312	268	322	223	257
150	285	259	342	300	371	251	287
185	324	295	384	340	424	281	324
240	380	346	450	398	500	324	375
300	435	396	514	455	576	365	419
<b>Aluminio</b>							
2,5	19	18	22	21	24	22	
4	25	24	29	28	32	28	
6	32	31	38	35	41	35	
10	44	41	52	48	57	46	
16	58	55	71	64	76	59	64
25	76	71	93	84	90	75	82
35	94	87	116	103	112	90	98
50	113	104	140	124	136	106	117
70	142	131	179	156	174	130	144
95	171	157	217	188	211	154	172
120	197	180	251	216	245	174	197
150	226	206	267	240	283	197	220
185	256	233	300	272	323	220	250
240	300	273	351	318	382	253	290
300	344	313	402	364	440	286	326

NOTA: En las columnas 3, 5, 6, 7 y 8, se supone que los conductores son circulares para un tamaño de hasta 16 mm² inclusive. Los valores indicados para mayores tamaños se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a los conductores circulares.

Para secciones superiores a 300 mm² se utilizarán los valores facilitados por el fabricante de cables.

*Tabla 25: Cables Al Voltalene Flamex CPRO (S) Al XZ1 (S). 0,6 / 1kV. Fuente: Prysmian.*

SECCIÓN [mm]	DIÁMETRO CONDUCTOR* [mm]	ESPESOR DE AISLAM. [mm]	Ø NOM. AISLAM. [mm]	DIÁMETRO EXTERIOR* [mm]	RADIO DE CURVATURA [mm]	PESO APROX. [kg/km]	INTENSIDAD DE CORRIENTE AL AIRE** (2)		INTENSIDAD DE CORRIENTE DIRECTAMENTE ENTERRADO** (2)		INTENSIDAD DE CORRIENTE BAJO TUBO Y ENTERRADO** (3)		RESISTENCIA DEL COND. [Ω/km]	MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN cc MÁS [V/(A.km)]
							2 CABLES [A]	3 CABLES [A]	2 CABLES [A]	3 CABLES [A]	2 CABLES [A]	3 CABLES [A]		
1 x 16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1 x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1 x 500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1 x 630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

- La intensidad de diseño se calculará aplicando un factor de seguridad del 25% extra a la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar del módulo. Idiseño = 1,25 I<sub>sc</sub>. Ese coeficiente asegura el correcto dimensionamiento del cable considerando la bifacialidad del módulo.

Los factores de corrección de la intensidad máxima admisible son los siguientes:

- C1: Factor corrector para temperatura del terreno diferente a 20°C (tabla B.52.15). Se considera una temperatura del terreno de 25°C. (C1 = 0,96)
- C2: Factor corrector por agrupamiento de cables unipolares directamente enterrados (tabla B.52.18). Se considera una distancia entre cables de 0,2 m. Se considera que comparten zanja el máximo número de ternas del PFV (Ver Tabla de resultados tramo inversor – PS). Se interpolan los valores para distancias intermedias a las facilitadas en la tabla.

Tabla 26: Tabla B52.18 IEC 60364-5-52:2022

Tabla B.52.18 - Factores de reducción para más de un circuito, cables directamente enterrados  
- Método de instalación D2 de las tablas B.52.2 a B.52.5 - Cables unipolares o multipolares

Número de circuitos	Distancia entre cables *				
	Nula (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

- C3: Factor corrector para cables directamente enterrados en terrenos de resistividad diferente de 2,5 K·m/W (tabla B.52.16). Se considera una resistividad del terreno de 1,5 K·m/W (C3 = 1,28).
- C4: Factor corrector por profundidad de enterramiento. Se utiliza la tabla 9 de la instrucción técnica ITC-BT-07 del REBT. Se considera una profundidad de enterramiento de 1 m. (C4 = 0,97).

### 3.2.2. Criterio de máxima caída de tensión

$$\frac{\Delta U}{U} = \left( \frac{\sqrt{3} * I_{MPP} * L * (R_T \cos \theta + (X_T \sin \theta))}{V_{MPP}} \right)$$

Donde:

$I_{MPP}$ : Corriente en el punto de máxima potencia inversor (A)

L: Longitud de las líneas cable (km)

$R_T$ : Resistencia a la temperatura de funcionamiento del cable ( $\Omega/\text{Km}$ )

$X_T = 0,08$ . Reactancia del cable ( $\Omega/\text{Km}$ )

$V_{mpp}$ : Tensión nominal inversor AC (V)

$\cos \theta = 0,98$

En Tabla de resultados tramo inversor – PS se muestra la caída de tensión en el cableado de corriente alterna entre el inversor y la PS. Se han dimensionado los cables para que la caída de tensión sea inferior al 1 %, y la total desde la rama hasta la PS sea inferior al 1,5 %.

### 3.2.3. Criterio de corriente de cortocircuito

Este criterio resulta determinante en instalaciones de media tensión, pero no lo es en instalaciones de baja tensión, ya que en los cables de AC la intensidad de cortocircuito es la que se ha considerado en el criterio de intensidad máxima admisible, por lo que resulta redundante.

### 3.2.4. Cálculo de pérdidas eléctricas

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable debido al efecto Joule.

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{3 * R_T * L * I_{mpp}^2}{V_{mpp} * I_{mpp}}$$

### 3.2.5. Cálculo de las protecciones

Se escoge un valor de 1,5 veces la  $I_{sc}$  multiplicada por el número de ramas en paralelo que entran al inversor para el dimensionamiento de las protecciones.

### 3.2.6. Procedimiento de cálculo

- 1) Con el valor de la intensidad de cortocircuito del inversor se selecciona el fusible de protección.

Escogiendo una ratio de 1,5, el fusible debe soportar por lo menos:

**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 4**



*Tabla 27: Fusible seleccionado*

Bloque inversor Tipo	A	B
Isc (A)	15,93	15,93
Nº ramas	9	8
Isc inversor (A)	143,37	127,44
Ifusible (A)	215,06	191,16
Fusible	250	200

2) Obtención de la intensidad nominal del cable según tipo de instalación.

*Tabla 28: Imp por bloque inversor*

Bloque Inversor	A	B
Imp (A)	14,84	14,84
Nº ramas	9	8
Imp inversor (A)	133,56	118,72

*Tabla 29: Intensidades nominales de los cables propuestos.*

Sección mm <sup>2</sup>	Intensidad nominal A	Normativa
120	197	Tabla 52.5 UNE-HD 60364-5-52:2022
150	220	
185	250	
240	290	
300	326	

3) Aplicación de los factores de corrección para obtener la intensidad máxima admisible en condiciones continuas de operación (Iz).

*Tabla 30: Factores de corrección para esta instalación*

CONDICIONES INSTALACIÓN	Valor	Coeficiente	Normativa
C1: factor de corrección por temperatura del terreno diferente a 20°C	25	0,960	Tabla B.52.15 UNE-HD 60364-5-52:2022
C2: factor de agrupación de cables unipolares en bajo tubo*	8	0,618	Tabla B.52.19 UNE-HD 60364-5-52:2022
Distancia entre cables (m)	0,2		
C3: factor de corrección de resistividad diferente a 2,5 (K m/W)	1,5	1,280	Tabla B.52.16 UNE-HD 60364-5-52:2022
C4: factor de corrección para diferentes profundidades de instalación	1	0,970	ITC-BT-07. Tabla 9.
C: factor corrección inversor - CT		<b>0,737</b>	

\* Se muestran las condiciones de un bloque CT tipo con más entradas. Las condiciones particulares de cada tramo quedan reflejadas en la Tabla de resultados tramo inversor – PS.

- 4) La intensidad de diseño del cable debe ser menor que la intensidad nominal del cable y la intensidad circulante por la rama debe ser menor a la intensidad máxima permitida bajo las condiciones de funcionamiento.

Tabla 31: comprobación intensidad de diseño e intensidad circulante

Sección mm <sup>2</sup>	Intensidad nominal A	I <sub>max</sub> A	I <sub>mpp</sub> A	I <sub>sc</sub> a STC A	Intensidad diseño (1,25 * I <sub>sc</sub> ) A	¿I <sub>diseño</sub> < I <sub>nominal</sub> ?	¿I <sub>mpp</sub> < I <sub>max</sub> ?
300	326	240,14	133,56	143,37	179,21	SÍ	SÍ

- 5) Con el cociente entre la I<sub>mpp</sub> y la I<sub>z</sub> se obtiene la temperatura de funcionamiento del cable.

$$T = T_o + (T_{MAX} - T_o) \left( \frac{I_{mpp \text{ inversor}}}{I_{MAX \text{ inversor}}} \right)^2$$

Tabla 32: cálculo de la temperatura de funcionamiento del cable para la instalación

T <sub>o</sub> °C	T <sub>max</sub> °C
25	90

Sección mm <sup>2</sup>	Intensidad nominal A	I <sub>max</sub> A	I <sub>mpp</sub> inversor A	T <sup>a</sup> funcionamiento °C
300	326	240,14	133,56	45,1

\* Se muestran las condiciones de un bloque CT con más entradas. Las condiciones particulares de cada tramo quedan reflejadas en la Tabla de resultados tramo inversor – PS.

T: Temperatura de funcionamiento del cable inversor - CT

T<sub>o</sub>: Temperatura ambiente

T<sub>max</sub>: Temperatura máxima de del cable inversor - CT

I<sub>mpp</sub> inversor: Corriente nominal que fluye a través del cable inversor - CT

I<sub>max</sub> inversor: Corriente máxima admisible del cable inversor - CT



- 6) Con la temperatura de trabajo, se obtiene el valor de resistencia del cable a la temperatura de funcionamiento real.

$$R = R_{20^{\circ}C} * (1 + (\alpha_{Al} * (T - 20)))$$

Donde:

$R_T$ : Resistencia a la temperatura de funcionamiento ( $\Omega/Km$ ).

$R_{20}$ : Resistencia a 20°C para conductor de aluminio.

T: Temperatura del cable (°C)

$\alpha_{Al} = 0,00407$ . Coeficiente de temperatura del aluminio a 20°C.

*Tabla 33: cálculo de la resistencia a la temperatura de funcionamiento*

Sección mm <sup>2</sup>	Coeficiente de temperatura del Al a 20°C	Resistencia a 20°C Ohm/km	Tª funcionamiento °C	Resistencia a tª funcionamiento Ohm/km
300	0,00407	0,100	45,1	0,110

- 7) Con el valor de la resistencia a la temperatura de funcionamiento se calcula la caída de tensión y la pérdida de potencia (menor que 1%).

Ver Tabla de resultados tramo inversor – PS.



**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 4**



**3.2.7. Tabla de resultados tramo inversor – PS**

De	Hasta	Longitud	String			Inversor			Fusible (>1,5* Isc*n°strings)	N° circuitos en una misma zanja	Factores de corrección (IEC 60364-5-52:2022)				Conductor		I máx. admisible según Tabla B.52.5	I máx. admisible instalación	Coeficiente de carga	T° cable	Resistencia modificada según T°	Caída de tensión inversor - CT		Pérd. Pot. inversor - CT		Caída de tensión total		Pérd. Pot. total
			Módulos por string	Vmpp string	Imp	Strings	Imp Inversor	Vac			C1 T° Tabla B.52.15	C2 Agrup. Tabla B.52.18	C3 Resistividad Tabla B.52.16	C4 Profundidad ITC BT 07. Tabla 9	Sección conductor	Circuito						V	%	W	%	%	%	
		m		V	A		A	V	A						mm²		A	A	%	°C	Ohm/km	V	%	W	%	%	%	
Transformer TX 1	Inverter TX1-INV 1	196,87	30	1152,00	14,84	8	118,72	800	200	9	0,96	0,60	1,28	0,97	300	1	3 x 1 x 300	326	232,37	51,1%	42,0	0,109	4,97	0,62%	906,87	0,66%	1,10%	1,14%
	Inverter TX1-INV 2	100,21	30	1152,00	14,84	8	118,72	800	200	9	0,96	0,60	1,28	0,97	300	1	3 x 1 x 300	326	232,37	51,1%	42,0	0,109	2,53	0,32%	461,60	0,34%	0,71%	0,73%
	Inverter TX1-INV 3	161,90	30	1152,00	14,84	8	118,72	800	200	9	0,96	0,60	1,28	0,97	300	1	3 x 1 x 300	326	232,37	51,1%	42,0	0,109	4,08	0,51%	745,79	0,55%	1,00%	1,04%
	Inverter TX1-INV 4	135,82	30	1152,00	14,84	8	118,72	800	200	9	0,96	0,60	1,28	0,97	300	1	3 x 1 x 300	326	232,37	51,1%	42,0	0,109	3,43	0,43%	625,64	0,46%	0,83%	0,86%
	Inverter TX1-INV 5	92,14	30	1152,00	14,84	8	118,72	800	200	9	0,96	0,60	1,28	0,97	300	1	3 x 1 x 300	326	232,37	51,1%	42,0	0,109	2,32	0,29%	424,42	0,31%	0,73%	0,75%
	Inverter TX1-INV 6	135,60	30	1152,00	14,84	9	133,56	800	250	9	0,96	0,60	1,28	0,97	300	1	3 x 1 x 300	326	232,37	57,5%	46,5	0,111	3,90	0,49%	803,86	0,52%	0,89%	0,92%
	Inverter TX1-INV 7	133,77	30	1152,00	14,84	9	133,56	800	250	9	0,96	0,60	1,28	0,97	300	1	3 x 1 x 300	326	232,37	57,5%	46,5	0,111	3,85	0,48%	793,03	0,52%	0,98%	1,01%
	Inverter TX1-INV 8	96,57	30	1152,00	14,84	9	133,56	800	250	9	0,96	0,60	1,28	0,97	300	1	3 x 1 x 300	326	232,37	57,5%	46,5	0,111	2,78	0,35%	572,49	0,37%	0,89%	0,91%
	Inverter TX1-INV 9	23,44	30	1152,00	14,84	9	133,56	800	250	9	0,96	0,60	1,28	0,97	300	1	3 x 1 x 300	326	232,37	57,5%	46,5	0,111	0,67	0,08%	138,93	0,09%	0,57%	0,57%

### 3.2.8. Conductores y protecciones seleccionados

Como se puede observar, el cable propuesto por el criterio de intensidad máxima admisible también cumple con el criterio de máxima caída de tensión. Los cables y protecciones seleccionados se muestran en la Tabla de resultados tramo inversor – PS.

**XZ1 0,6 / 1 kV 3 x 1 x 300 Al**

**Fusible 3x250 A, 1500 V**

**Fusible 3x200 A, 1500 V**

### 3.2.9. Resumen PFV

*Tabla 34: Resumen conductores y protecciones del PFV*

PFV CABECERAS	
Descripción	Cantidad
Módulos fotovoltaicos bifaciales 570 Wp	2.280
Ramas en paralelo	76
Cable String – Inversor	ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 1 x 4 / 6 / 10 / Cu
Fusible protección ramas	25A, 1.500 V
Bloques Inversor	4 Inv. A + 5 Inv. B
Cable Inversor - CT	XZ1 0,6/1 kV 3 x 1 x 300 Al
Fusibles protección CT	200 A, 250 A, 1.500 V
Inversores SG125HX de 125 kW a 25°C	9
Centro de transformación 1.250 kVA	1
Potencia total módulos fotovoltaicos (MWp)	1,300
Potencia en inversores a 25°C (MW)	1,125
Capacidad de acceso (MW)	1,000

### 3.3. CORRIENTE ALTERNA: TRAMO CUADRO BT – TRANSFORMADOR

Dado que el cuadro de baja tensión de corriente alterna se encuentra contiguo al transformador, solamente se realizará el cálculo de intensidad máxima admisible para realizar el correcto dimensionamiento de los cables de conexión entre dichos elementos.

#### 3.3.1. Criterio de intensidad máxima admisible

Para el dimensionamiento de los cables de BT de este tramo, se han considerado las siguientes premisas:

- Se elegirá aquella sección del cableado que cumpla que:  $I_{diseño} < I_{máx.admisible}$ , donde la intensidad máxima admisible del cable se debe modificar con los factores de corrección recogidos en la norma IEC 60364-5-52:2022.
- Las intensidades máximas admisibles sin corregir de las diferentes secciones vienen recogidas en la tabla B.52.12 (Método F).

Tabla 35: Tabla B52.12 IEC 60364-5-52:2022

Tabla B.52.12 – Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación E, F y G de la tabla B.52.1 – Aislamiento XLPE/EPR, conductores de cobre – Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente de referencia: 30 °C

Sección nominal del conductor mm²	Métodos de instalación de la tabla B.52.1						
	Cables multipolares		Cables unipolares				
	Dos conductores cargados	Tres conductores cargados	Dos conductores cargados en contacto	Tres conductores cargados al tresbolillo	En contacto	Separados	
						Horizontales	Verticales
	Método E	Método E	Método F	Método F	Método F	Método G	Método G
1	2	3	4	5	6	7	8
1,5	26	23	-	-	-	-	-
2,5	36	32	-	-	-	-	-
4	49	42	-	-	-	-	-
6	63	54	-	-	-	-	-
10	86	75	-	-	-	-	-
16	115	100	-	-	-	-	-
25	149	127	161	135	141	182	161
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833
400	-	-	940	823	868	1085	1008
500	-	-	1083	946	998	1253	1169
630	-	-	1 254	1 088	1 151	1 454	1 362

NOTA 1 Los conductores se suponen circulares para tamaños hasta los 16 mm² inclusive. Los valores para tamaños mayores se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a conductores circulares.

NOTA 2  $D_e$  es el diámetro externo del cable.

Los factores de corrección a considerar para de la intensidad máxima admisible son los siguientes:

- C1: Factor corrector para temperatura ambiente diferente a 30°C (tabla B.52.14).  
Se considera una temperatura ambiente de 30°C. (C1 = 1)

*Tabla 36: Tabla B52.14 IEC 60364-5-52:2022*

**Tabla B.52.14 – Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C  
a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en el aire**

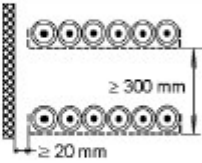
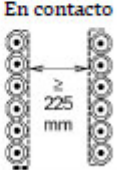
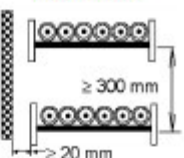
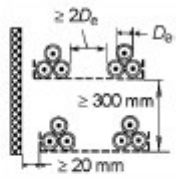
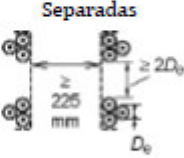
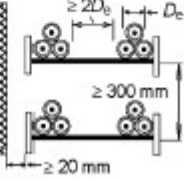
Temperatura ambiente <sup>a</sup> °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral <sup>a</sup>	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	-	0,65	-	0,70
70	-	0,58	-	0,65
75	-	0,50	-	0,60
80	-	0,41	-	0,54
85	-	-	-	0,47
90	-	-	-	0,40
95	-	-	-	0,32

<sup>a</sup> Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

- C2: Factor corrector por agrupamiento de cables unipolares al aire libre (tabla B.52.21). Se consideran 3 ternas de cables en sistemas de bandejas perforadas (C2 = 0,87).

Tabla 37: Tabla B52.21 IEC 60364-5-52:2022

Tabla B.52.21 - Factores de reducción para grupos de uno o más circuitos de cables unipolares a aplicar a la corriente admisible de referencia para un circuito de cables unipolares al aire libre - Método de instalación F en las tablas B.52.8 a B.52.13

Método de instalación de la tabla A.52.3			Número de bandejas o bandejas de escalera	Número de circuitos trifásicos por bandeja o bandeja de escalera			Utilice como multiplicador de la corriente admisible
				1	2	3	
Sistemas de bandejas perforadas (nota 3)	31	<b>En contacto</b> 	1	0,98	0,91	0,87	Tres cables en formación horizontal
			2	0,96	0,87	0,81	
			3	0,95	0,85	0,78	
Sistemas de bandejas perforadas verticales (nota 4)	31	<b>En contacto</b> 	1	0,96	0,86	-	Tres cables en formación vertical
			2	0,95	0,84	-	
Sistemas de bandejas de escalera, bridas de amarre, etc. (nota 3)	32 33 34	<b>En contacto</b> 	1	1,00	0,97	0,96	Tres cables en formación horizontal
			2	0,98	0,93	0,89	
			3	0,97	0,90	0,86	
Sistemas de bandejas perforadas (nota 3)	31		1	1,00	0,98	0,96	Tres cables en disposición al tresbolillo
			2	0,97	0,93	0,89	
			3	0,96	0,92	0,86	
Sistemas de bandejas perforadas verticales (nota 4)	31	<b>Separadas</b> 	1	1,00	0,91	0,89	
			2	1,00	0,90	0,86	
Sistemas de bandejas de escalera, bridas de amarre, etc. (nota 3)	32 33 34		1	1,00	1,00	1,00	
			2	0,97	0,95	0,93	
			3	0,96	0,94	0,90	

Teniendo en cuenta la capacidad de acceso del PFV, la corriente máxima que se generará en la instalación será:

$$P = \sqrt{3} V * I * \cos \theta$$

$$1.000.000 = \sqrt{3} * 800 * I * 1$$

$$I = 721,69 \text{ A}$$

$$I_{diseño} = 1,25 \cdot I = 902,11 \text{ A}$$

La intensidad máxima admisible para los cables RHZ1 en cobre, teniendo en cuenta los factores de corrección antes mencionados, viene dada por la expresión:

$$I_{max} = N \cdot I_{adm} \cdot C_1 \cdot C_2 \cdot C_3$$

Seleccionando 3 ternas de cables de 240 mm<sup>2</sup> de sección, se obtiene una intensidad máxima admisible por los conductores de:

$$I_{max} = 3 \cdot 634 \cdot 0,87 = 2.206,32 \text{ A}$$

Como se puede observar, la intensidad máxima admisible es superior a la intensidad de diseño.

### 3.3.2. Cálculo de las protecciones

La corriente nominal final que debe proteger el circuito en este tramo debe estar por debajo de  $I_{max}$  y ser superior a la  $I_{diseño}$ .

Se selecciona un interruptor automático termomagnético tetrapolar con intensidad nominal de 1.250 A para la protección del lado de baja tensión del transformador.

### 3.3.3. Conductores y protecciones seleccionados

Los cables y protecciones seleccionados para el tramo entre el cuadro de baja tensión y el transformador son:

**XZ1 0,6 / 1 kV 3 x 3 x 1 x 240 Cu**

**Interruptor automático 3 x 1.250 A, 800 V**

## 4. CÁLCULO DE CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN

### 4.1. TRAMO TRANSFORMADOR – CELDAS MT

Las celdas de MT se encuentran contiguas al transformador. En este tramo circulará la misma intensidad y deberá cumplir los mismos requisitos de cortocircuito que en el tramo Centro de Transformación – Centro de Entrega.

El conductor seleccionado es:

**RH5Z1 12/20 kV 3 x 1 x 240 Al mm<sup>2</sup>**

En el siguiente apartado queda justificada la selección del conductor.

### 4.2. TRAMO CENTRO DE TRANSFORMACIÓN – CENTRO DE SECCIONAMIENTO

El PFV CABECERAS está conectado en un único circuito eléctrico que une el centro de transformación con el Centro de Seccionamiento de la Línea Aérea de Media Tensión VILLAF\_EUL 20 kV, punto de conexión.

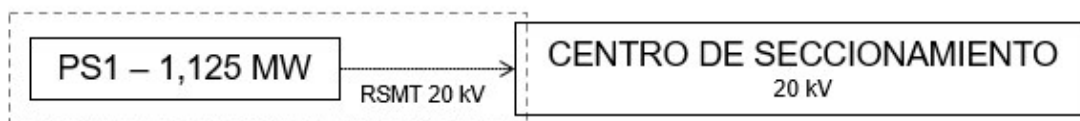


Ilustración: Esquema de conexión de la red de MT del PFV

#### 4.2.1. Conductor proyectado

La línea de evacuación constará de un circuito, con cables cuyas características eléctricas son:

- Sección: ..... 240 mm<sup>2</sup>
- Designación UNE: ..... RHZ1 12/20 kV 3x1x240 mm<sup>2</sup> Al
- Tipo de cable: ..... RHZ1
- Tensión: ..... 12/20 kV
- Conductor: ..... Aluminio
- Aislamiento: ..... Polietileno Reticulado (XLPE)
- Pantalla: ..... Cinta de Al termosoldada y adherida a la cubierta
- Intensidad máxima: ..... I = 367 A
- Resistencia eléctrica 90°C (R): ..... 0,161 Ω/Km
- Reactancia eléctrica (X): ..... 0,102 Ω/Km



(\*) El valor de intensidad máxima indicado se da en instalaciones directamente enterradas, con el cable a una profundidad de 1 m, terreno a temperatura de 20 °C, temperatura del ambiente de 30 °C, y resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W según IEC 60502-2.

La sección del cable ha sido dimensionada de tal manera que supera las necesidades de la red, de la cual forma parte el tendido en proyecto, en lo que se refiere a pérdidas de potencia, caídas de tensión, capacidad de transporte, sobrecargas admisibles y corrientes de cortocircuito.

#### 4.2.2. Criterio de intensidad máxima admisible

Se calcula la corriente máxima permanente a transportar mediante la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\theta}$$

Donde

- $P$ : potencia máxima en inversores por tramo (kW)
- $V$  = tensión de línea de evacuación (kV)
- $\cos\theta$  = factor de potencia

Tabla 38: Valores de diseño para los cálculos de MT

Tensión evacuación [kV]	Factor de potencia
20	0,95

La sección del cable se determina mediante la siguiente tabla; no obstante, deben de tenerse en cuenta unos factores de corrección para los cables de distribución de energía en media tensión, que quedan descritos en la ITC-LAT 06.

Tabla 39: Características eléctricas cables MT<sup>2</sup>

X-VOLT® RHZ1 12/20 kV										
Sección (mm²)	Pantalla (mm²)	Diámetro Conductor (mm)	Diámetro Aislamiento (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (Kg/Km)	R <sub>20°C</sub> (Ω/km)	X (Ω /km)	C (μF/km)	Aire Libre (A) <sup>1</sup>	Enterrado (A) <sup>2</sup>
1 x 50	H16	8,0	20,0	24,9	660	0,641	0,130	0,174	184	152
1 x 70	H16	10,0	21,0	26,9	765	0,443	0,121	0,201	230	186
1 x 95	H16	11,2	22,2	28,3	870	0,320	0,170	0,217	280	221
1 x 120	H16	12,7	23,7	29,8	980	0,253	0,113	0,237	324	252
1 x 150	H16	13,9	24,9	31,2	1.085	0,206	0,110	0,254	368	281
1 x 185	H16	16,0	28,0	36,3	1.225	0,164	0,106	0,275	424	317
1 x 240	H16	18,0	29,0	35,5	1.455	0,125	0,102	0,308	502	367
1 x 300	H16	20,0	31,0	37,7	1.655	0,100	0,099	0,334	577	414
1 x 400	H16	22,8	34,0	41,0	2.010	0,0778	0,096	0,373	673	470
1 x 500	H16	26,3	37,8	45,3	2.390	0,0605	0,093	0,424	777	542
1 x 630	H16	29,8	41,0	48,7	2.870	0,0469	0,090	0,466	895	615
1 x 1000	H16	39,0	50,5	58,8	4.315	0,0291	0,085	0,591	1.188	795

<sup>2</sup> Fuente TOP CABLE: Cable X-VOLT AL RHZ1-OL/-20L



(\*) El valor de intensidad máxima indicado se da en instalaciones directamente enterradas, con el cable a una profundidad de 1 m, terreno a temperatura de 20 °C, temperatura del ambiente de 30 °C, y resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W según IEC 60502-2.

En esta instalación se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Temperatura del terreno: 25 °C
- Terna de cables unipolares agrupados y separados entre sí 20 cm.
- Terreno de resistividad térmica normal (1,5 K m/W)
- Profundidad de la instalación: 1,10 cm

La temperatura máxima de trabajo de los cables se calcula acorde a lo descrito en los apartados anteriores y la temperatura del ambiente ha sido supuesta en 25 °C.

En el caso de que la temperatura del aire ambiente o del terreno sea distinta de los valores supuestos, las intensidades admisibles por los cables deben corregirse mediante los coeficientes que se indican en la Tabla 40:

*Tabla 40: Factor de corrección C1, para temperatura del terreno distinta de 25 °C<sup>3</sup>*

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

En el caso que la resistividad térmica del terreno sea distinta de 1,5 k m/W, se emplean los coeficientes de corrección de la Tabla 41.

<sup>3</sup> Fuente: Tabla 7 RD 223/2008 ITC-LAT 06

*Tabla 41: Factor de corrección C2 para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K m/W<sup>4</sup>*

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

En el caso que la profundidad de la instalación difiera de 1 m, se aplican los coeficientes de corrección de la Tabla 42. Para valores de profundidad intermedios, se interpolará entre los valores de la tabla.

*Tabla 42: Factores de corrección C3 para profundidades de instalación distintas de 1m<sup>5</sup>*

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

En el caso de que se deba instalar más de un cable tripolar o más de una terna de cables unipolares a lo largo del recorrido, es preciso tener en cuenta el calentamiento mutuo y reducir la intensidad admisible de los cables mediante la aplicación de los coeficientes de reducción que figuran en la Tabla 43.

<sup>4</sup> Fuente: Tabla 8 RD 223/2008 ITC-LAT 06

<sup>5</sup> Fuente: Tabla 11 RD 223/2008 ITC-LAT 06

*Tabla 43: Factor de corrección C4 por distancia entre ternos o cables tripolares<sup>6</sup>*

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

La intensidad máxima admisible para los cables RHZ1 en Aluminio, teniendo en cuenta todos los factores de corrección antes mencionados, viene dada por la expresión:

$$I_{max} = N \cdot I_{adm} \cdot C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot C_4$$

Siendo:

- $N$ : número de conductores en paralelo.
- $I_{adm}$ : Intensidad máxima admisible del cable.
- $C_1$ : Coeficiente de corrección según la temperatura del terreno (Tabla 40)
- $C_2$ : Coeficiente de corrección según la resistividad térmica del terreno (Tabla 41)
- $C_3$ : Coeficiente de corrección según profundidad de instalación (Tabla 42)
- $C_4$ : Coeficiente de corrección para agrupamiento de cables (Tabla 43)

En este caso, los cables están directamente enterrados a una profundidad de 1,1 m y con una única terna. La temperatura del terreno ha sido supuesta en 25 °C y la resistividad térmica normal (1,5 K m/W). Así, los coeficientes tienen el valor:

$$C_1 = 1 ; C_2 = 1 \text{ y } C_3 = 0,992$$

En algunos tramos los conductores pueden compartir zanja, por lo que la expresión quedará reducida a:

$$I_{max} = N \cdot I_{cond} \cdot 0,992 \cdot C_4$$

<sup>6</sup> Fuente: Tabla 10 RD 223/2008 ITC-LAT 06

Esta intensidad varía en función del tramo y la selección de conductores atiende también a los criterios de máxima caída de tensión, corriente de cortocircuito y pérdidas de potencia, tal y como se muestra en la Tabla de resultados conductores de media tensión.

#### 4.2.3. Criterio de máxima caída de tensión

Para estos tramos en corriente alterna los conductores se calculan mediante el criterio de caída de tensión, evitando sobrepasar el 2% de caída de tensión. La caída de tensión se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\theta + X \cdot \sin\theta) \cdot L \qquad \Delta V(\%) = \frac{\Delta U(V)}{V_{\text{linea}}} \cdot 100$$

Donde:

- $\Delta U$ : Caída de la tensión compuesta (V).
- $I$ : Intensidad de la línea (A).
- $X$ : Reactancia por fase y por kilómetro ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $R$ : Resistencia a la temperatura de funcionamiento ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $\theta$ : Ángulo de desfase ( $^\circ$ ).
- $L$ : Longitud de la línea (km).
- $V_{\text{linea}}$ : Tensión de la línea de evacuación (V).

Se puede observar en la Tabla de resultados conductores de media tensión que la caída de tensión es inferior al límite establecido.

#### 4.2.4. Criterio de pérdida máxima de potencia

Se establece como criterio de diseño que las pérdidas de potencia deberán ser inferiores al 0,5% de la potencia instalada.

$$\Delta P = 3 \cdot R_K \cdot L \cdot I_L^2$$
$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{U_L \cdot I_L}$$

Se puede observar en la Tabla de resultados conductores de media tensión que las pérdidas de potencia son inferiores al límite establecido.

#### 4.2.5. Criterio de la intensidad de cortocircuito

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se toman los valores dados por E-Distribución en el documento de acceso y conexión:

Scc máxima = 692,82 MVA; V = 20 kV; Icc = 20 kA

Esta intensidad debe ser inferior a la máxima soportada por el cable seleccionado en situación de cortocircuito, lo cual se comprueba a continuación.

De acuerdo con lo establecido en el ITC-LAT 06, “las intensidades máximas de cortocircuito admisible en los conductores se calcularán en base a la Norma UNE 21192, siendo válido el cálculo aproximado de las densidades de corriente de acuerdo con las temperaturas especificadas en la Tabla 44”. Para verificar si la sección escogida es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito, debe cumplirse la condición:

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t_{cc}} = K \cdot S$$

Donde:

- $I_{cc}$  (A): intensidad de cortocircuito
- $t_{cc}$  (s): duración de cortocircuito.  $t_{cc} = 1$  s
- $K$  (A/mm<sup>2</sup>): densidad de corriente. Este coeficiente depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al inicio y al final del cortocircuito.  
 $K = 94$  A/mm<sup>2</sup>
- $S$  (mm<sup>2</sup>): sección del conductor.

Se toma el valor de  $t_{cc} = 1$  s, considerando un margen razonable para los tiempos de actuación de las protecciones instaladas.

Se tendrá en cuenta que el conductor es de Aluminio con aislamiento XLPE, para el cual se tienen las siguientes temperaturas en cortocircuitos de duración inferior a 3 s:

- $T_s$  (90 °C): temperatura final de cortocircuito en régimen permanente
- $T_{cc}$  (250 °C): temperatura máxima de cortocircuito admisible

En cuanto al valor de  $K$ , coincide con valor de densidad de corriente de cortocircuito para aislamiento XLPE,  $\Delta T(^{\circ}\text{C}) = T_{cc} - T_s = 160$ , y un valor de  $t_{cc} = 1$  s, tal y como se puede ver en la Tabla 44. Así, se tiene  $K = 94$  A/mm<sup>2</sup>.

Tabla 44: Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm<sup>2</sup>, para conductores de Al.<sup>7</sup>

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, $t_{cc}$ , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR Uo/U $< 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

“Por otro lado, si interesa conocer la densidad de corriente de cortocircuito correspondiente a una temperatura inicial  $T_i$ ; diferente a la máxima asignada al conductor para servicio permanente es  $T_s$ , basta multiplicar el correspondiente valor de la tabla por el factor de corrección” mostrado a continuación:

$$\text{Factor corrección cc} = \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_s + \beta}\right)}}$$

Donde:

- $\beta = 228$  para el aluminio.
- $T_i$  (°C): temperatura inicial de cortocircuito del conductor en régimen permanente. (Cálculo análogo al descrito en los apartados anteriores).
- $T_{amb}$  (°C): temperatura ambiente de la instalación (se toma como 25 °C).
- $T_s, T_{cc}$  (°C): descritas en párrafo anterior (90 y 250 °C, respectivamente).
- $I$  (A): intensidad acumulada que recorre el conductor en las condiciones de la instalación.
- $I_{max}$  (A): intensidad máxima que puede recorrer el conductor, función de la sección del cable y de la configuración de la línea.

Una vez se tienen todos los parámetros descritos, se procede a calcular la máxima intensidad de cortocircuito soportada por el cable seleccionado mediante la siguiente expresión, obteniéndose los resultados de la Tabla de resultados conductores de media tensión.

<sup>7</sup> Fuente: Tabla 26 del RD 223/2008

$$I_{cc} = \frac{KS}{\sqrt{t_{cc}}} \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_s + \beta}\right)}}$$

Se puede observar en la Tabla de resultados conductores de media tensión que los valores de intensidad de cortocircuito obtenidos son en todos los tramos superiores a la corriente que puede soportar la red.



**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 4**



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA

Nº.Colegiado.: 0003420  
ISABEL DEL CAMPO PALACIOS

VISADO Nº. : VD04836-24A  
DE FECHA : 11/11/2024

**E-VISADO**

*4.2.6. Tabla de resultados conductores de media tensión*

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada	Intensidad acumulada	Long. km	Nº de Ternas del tramo	Nº máx. de ternas que comparten zanja	Sección mm²	Factor corrector instalación	Imax func. A	Tª func. °C	R modificada según Tª Ω/km	X Ω/km	Caída tensión		Pérdida potencia		Factor corrector cc	Icc kA
		MW	A										V	%	%	kW		
1	PS1 - CS	1,125	34,2	0,31	1	1	240	0,992	364,1	25,6	0,128	0,102	2,81	0,01%	0,01%	0,14	1,25	28,14
TOTAL Circuito1		1,125												0,01%	0,01%	0,14		

#### 4.2.7. Conductores seleccionados

Teniendo en cuenta los criterios anteriores (criterio de intensidad máxima admisible, de máxima caída de tensión, de pérdidas de potencia y de intensidad de cortocircuito), se seleccionan los siguientes conductores, de tipo aislado y subterráneo directamente enterrado, salvo en los cruces que irá entubado, ver detalle en *Documento Planos*.

**RHZ1 12/20 kV 3 x 1 x 240 Al mm<sup>2</sup>**

### 4.3. TRAMO LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ENTRADA Y SALIDA EN EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO HASTA APOYO LAMT VILLAF\_EUL

Los cables a utilizar en la red subterránea de media tensión serán cables subterráneos unipolares de aluminio, con aislamiento seco termoestable (polietileno reticulado XLPE), con pantalla semiconductor sobre conductor y sobre aislamiento y con pantalla metálica de aluminio:

Es de señalar que, para el tramo de entrada y salida de la línea VILLAF\_EUL al centro de seccionamiento, no se realizará cálculo de pérdidas de potencia ni de caída de tensión, por no conocer la intensidad real circulante por estos circuitos. Se proyectará la sección de cable recogida en las condiciones de conexión emitidas por EDistribución.

**RH5Z1 12/20 kV 3 x 1 x 240 Al mm<sup>2</sup>**

#### 4.3.1. Conductor proyectado

El tramo de entrada y salida constará de dos circuitos, con cables cuyas características eléctricas son:

- Sección: ..... 240 mm<sup>2</sup>
- Designación UNE: ..... RH5Z1 12/20 kV 3x1x240 mm<sup>2</sup> Al
- Tipo de cable: ..... RH5Z1
- Tensión: ..... 12/20 kV
- Conductor: ..... Aluminio
- Aislamiento: ..... Polietileno Reticulado (XLPE)
- Pantalla: ..... Cinta de Al termosoldada y adherida a la cubierta
- Intensidad máxima: ..... I = 367 A
- Resistencia eléctrica 90°C (R): ..... 0,161 Ω/Km
- Reactancia eléctrica (X): ..... 0,102 Ω/Km

(\*) El valor de intensidad máxima indicado se da en instalaciones directamente enterradas, con el cable a una profundidad de 1 m, terreno a temperatura de 20 °C, temperatura del ambiente de 30 °C, y resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W según IEC 60502-2.

#### 4.3.2. Criterio de intensidad máxima admisible

Se utiliza la formulación y los coeficientes de intensidad máxima descritos en apartados anteriores. Para nuestro caso, se trata de una zanja a profundidad de 1,12 metros, con 2 ternas de cable canalizado bajo tubo y la temperatura del terreno ha sido supuesta en 25 °C.

*Tabla 45: Intensidad máxima admisible bajo tubo<sup>8</sup>*

**Tabla 12. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna.**  
**Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo**

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

La intensidad máxima admisible para los cables RH5Z1 en Aluminio, teniendo en cuenta todos los factores de corrección antes mencionados, viene dada por la expresión:

$$I_{max} = N \cdot I_{adm} \cdot C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot C_4$$

Siendo:

- $N$ : número de conductores en paralelo.
- $I_{adm}$ : Intensidad máxima admisible del cable
- $C_1$ : Coeficiente de corrección según la temperatura del terreno (Tabla 40)
- $C_2$ : Coeficiente de corrección según la resistividad térmica del terreno (Tabla 41)
- $C_3$ : Coeficiente de corrección según profundidad de instalación (Tabla 42)
- $C_4$ : Coeficiente de corrección para agrupamiento de cables (Tabla 43)

Así, los coeficientes tienen el valor:

$$C_1 = 1 ; C_2 = 1 ; C_3 = 0,992 ; C_4 = 0,83$$

Por lo que la intensidad máxima admisible por este tramo es de:

$$I_{max} = N \cdot I_{adm} \cdot C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 = 1 \cdot 320 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,992 \cdot 0,83 = 263,47 \text{ A}$$

<sup>8</sup> Fuente: Tabla 12 RD 223/2008 ITC-LAT 06

## 5. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS

### 5.1. INTRODUCCIÓN

La instalación de puesta a tierra une todas las partes metálicas de la instalación no destinadas a conducir la corriente eléctrica con una derivación final o toma de tierra, de manera que en ningún punto normalmente accesible (interior o exterior) de la instalación eléctrica pueda presentarse una tensión peligrosa para las personas o para la propia instalación.

Los cálculos mostrados en el presente documento conforman el diseño preliminar de la instalación de tierra, no obstante, la instalación debe ser calculada en mayor detalle en el proyecto constructivo.

Una vez construida la instalación de tierra, se harán las comprobaciones y verificaciones precisas in situ, y se efectuarán los cambios necesarios que permitan alcanzar valores de tensión aplicada inferiores o iguales a los máximos admitidos. El director de obra deberá verificar que las tensiones de paso y contacto aplicadas están dentro de los límites admitidos, así como los cálculos de las resistencias de puesta a tierra.

Las instalaciones de tierra serán comprobadas en el momento de su establecimiento y revisadas por empresas instaladoras o por empresas de producción, transporte y distribución de energía eléctrica en caso de que se trate de instalaciones de su titularidad, al menos, una vez cada tres años a fin de comprobar el estado de las mismas. Esta verificación consistirá en una inspección visual y en la medida de la resistencia de puesta a tierra.

### 5.2. NORMATIVA

Se realizará de acuerdo con los siguientes documentos:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, en concreto la ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, en concreto la ITC-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra.
- IEEE 80-2013, IEEE Guide for safety in AC substation Grounding.

- Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría, 1989, UNESA.

### 5.3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Se conectarán a tierra todas las masas metálicas de la planta fotovoltaica (estructuras de módulos, cajas de conexión, inversores, centros de transformación, estaciones meteorológicas, vallado, etc).

Las propias estructuras de los seguidores fotovoltaicos al estar hincadas en el terreno actúan como una malla de tierra reduciendo enormemente las tensiones de paso/contacto de la instalación.

Las características principales de la red de tierra se resumen a continuación:

- Cable de cobre desnudo:
  - 35 mm<sup>2</sup> bajo zanjas de Baja Tensión (BT).
  - 50 mm<sup>2</sup> bajo zanjas de Media Tensión (MT).
  - 50 mm<sup>2</sup> alrededor de las estaciones de potencia.
  - 50 mm<sup>2</sup> para los neutros de los transformadores de servicios auxiliares.
- Picas de acero recubierto de cobre, de 2 m de longitud y diámetro 14 mm:
  - En el mallazo de puesta a tierra de las estaciones de potencia.
  - En cada inversor multistring.
  - A lo largo del vallado perimetral, ubicadas en los puntos donde se hallan los báculos del sistema CCTV.
  - En la puesta a tierra de neutros de los transformadores de servicios auxiliares.

En caso de obtener valores superiores a los establecidos en la IEEE 80:2013 se complementará el cable desnudo con más electrodos de puesta a tierra que aseguren el valor de resistencia indicado.

Las uniones entre los conductores de puesta a tierra y/o los electrodos de puesta a tierra, se harán mediante abrazaderas, prensas de unión o soldaduras de alto punto de fusión. Los materiales empleados en estas uniones y su forma de ejecución serán resistentes a la corrosión.

### 5.4. DIMENSIONAMIENTO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR DE TIERRA

Según la ITC-BT-19, la sección del conductor de tierra debe ser, como mínimo, la determinada por la siguiente fórmula:

$$S_p \geq \frac{\sqrt{I^2 * t}}{k}$$

Siendo:

$S_p$ : Sección del conductor de protección, en mm².

$I$ : Valor eficaz de la corriente de defecto que puede atravesar el dispositivo de protección para un defecto de impedancia despreciable, en amperios.

$t$ : tiempo de funcionamiento del dispositivo de corte, en segundos.

$k$ : factor cuyo valor depende de la naturaleza del material del conductor de protección y de la temperatura.

	Naturaleza del aislante		
	PVC	PR/EPR	CAUCHO BUTILO
Tª inicial – final	30 – 160 °C	30 – 250 °C	30 – 220 °C
Cobre	143	<b>176</b>	166
Aluminio	95	116	110
Acero	52	64	60

Se considera el caso de los conductores de cobre del parque fotovoltaico y una intensidad igual a la intensidad de cortocircuito máxima a la de entrada al CT.

Elemento		Valor	Unidad
$I$	valor eficaz de la corriente de defecto que puede atravesar el dispositivo de protección para un defecto de impedancia despreciable	2.250	A
$t$	tiempo de funcionamiento del dispositivo de corte	1	s
$k$	factor cuyo valor depende de la naturaleza del material del conductor de protección y de la temperatura.	176	
$S_p$	<b>Sección del conductor de protección</b>	<b>12,8</b>	mm²

En nuestro caso, se han utilizado secciones de 35 mm² y 50 mm² para el conductor de puesta a tierra, por lo que se supera la sección mínima necesaria calculada.



## 5.5. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La resistencia de puesta a tierra se calcula en base a las siguientes fórmulas para las picas verticales y para los conductores enterrados:

Electrodo	Resistencia de tierra ( $\Omega$ )
Pica vertical	$R_{pica} = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente	$R_c = \frac{2\rho}{L}$

Donde:

- $\rho$  = Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ )
- L = Longitud de la pica o conductor, y en la malla la longitud total de los conductores enterrados (m)
- S = Superficie cubierta por la malla ( $m^2$ )

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de los edificios se utilizarán electrodos normalizados de UNESA.

La resistividad del terreno es un dato que se determinará en detalle a partir de su propio estudio en la unidad geológica de la zona de implantación. No obstante, como primera aproximación y tomando como referencia los valores orientativos de las tablas que se muestran a continuación, se ha estimado un valor de resistividad del terreno para el presente estudio de  $\rho = 200 \Omega \cdot m$ .

Tabla 46: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno <sup>9</sup>

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

<sup>9</sup> ITC-BT-18

Tabla 47: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno<sup>9</sup>

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

Teniendo en cuenta lo anterior, para este PFV se obtiene:

### 5.5.1. Resistencia PAT red baja tensión

Tabla 48: resistencia PAT de la red de baja tensión

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
$\rho$ Resistividad estimada del terreno	200	$\Omega \text{ m}$	$R_c = \frac{2\rho}{L}$
L_rsbt Longitud total de los cables de la RSMT	1222,35	m	
R_rsbt <b>Resistencia PAT de la red de BT</b>	<b>0,33</b>	<b><math>\Omega</math></b>	

### 5.5.2. Resistencia PAT inversores multistring

Tabla 49: resistencia PAT picas Inversor

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
$\rho$ Resistividad estimada del terreno	200	$\Omega \text{ m}$	$R_{pica} = \frac{\rho}{L}$
L_p_inv Longitud de las picas enterradas	2	m	
n_p_inv Número picas CB PFV	9	m	
R_p_inv <b>Resistencia PAT de las picas de los inversores</b>	<b>11,11</b>	<b><math>\Omega</math></b>	

### 5.5.3. Resistencia PAT CT

Tabla 50: resistencia PAT CT

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
$\rho$ Resistividad estimada del terreno	200	$\Omega \text{ m}$	$R't_{ct} = K_r_{ct} * \rho$
L (m) Largo edificio	2,38	m	
W (m) Ancho edificio	4,46	m	
Electrodo	50-30/8/42		
Kr_ct Parámetro característico de la resistencia del electrodo	0,089		
R't_ct <b>Resistencia real PAT CT</b>	<b>17,80</b>	<b><math>\Omega</math></b>	

#### 5.5.4. Resistencia PAT red media tensión

Tabla 51: resistencia PAT RSMT

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
$\rho$	Resistividad estimada del terreno	200 $\Omega \cdot m$	$R_{conductor\ horizontal} = \frac{2\rho}{L}$
L_rsmt	Longitud total de los cables de la RSMT	310,00 m	
R_rsmt	<b>Resistencia a tierra de la red de MT</b>	<b>1,29 <math>\Omega</math></b>	

#### 5.5.5. Resistencia PAT centro de seccionamiento

Tabla 52: resistencia PAT CS

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
$\rho$	Resistividad estimada del terreno	200 $\Omega \cdot m$	$R^t_{cs} = K_{r\_cs} \cdot \rho$
L (m)	Largo edificio	8,08 m	
W (m)	Ancho edificio	2,45 m	
Electrodo		800-40/8/42	
Kr_cs	Parámetro característico de la resistencia del electrodo	0,07	
R^t_cs	<b>Resistencia real PAT CS</b>	<b>13,80 <math>\Omega</math></b>	

#### 5.5.6. Resistencia PAT PFV

Tabla 53: resistencia PAT PFV

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
R_PAT PFV	<b>Resistencia PAT del PFV</b>	<b>0,25 <math>\Omega</math></b>	$R_{Total\ PFV} = \frac{1}{\frac{1}{R_{RSBT}} + \frac{1}{R_{INV}} + \frac{1}{R_{CT}} + \frac{1}{R_{RSMT}} + \frac{1}{R_{CS}}}$

#### 5.5.7. Cálculo de la tensión de defecto ( $U_d$ )

Asimismo, se comprueba el valor de la resistencia de puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos, acorde a la ITC-BT-18. Dicha instrucción expone que el valor de la resistencia de puesta a tierra deberá ser suficiente para que no se superen los 24V en corriente continua.

Tomando como intensidad de defecto el valor máximo de intensidad de cortocircuito que se espera a la entrada del inversor (2 ramas por entrada mppt), se tiene:

Tabla 54: tensión de contacto de BT del PFV

Elemento	Valor	Unidad	Fórmula
Isc	Intensidad de cortocircuito módulo fotovoltaico	15,93 A	$V_D = I_D \cdot R_{PAT\_BT} \leq 24\ V$
Nº strings	Nº strings por mppt	2	
Id	intensidad máx. cc que se espera a la entrada del inversor	31,86 A	
RPAT_PFV	Resistencia PAT del PFV	0,25 $\Omega$	
Vd	Tensión de defecto	7,94 V	
$\checkmark Vd < 24\ V?$		SÍ	

## 5.6. CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE CONTACTO Y PASO

### 5.6.1. DEFINICIONES Y FORMULACIÓN

#### 5.6.1.1. Tensión de contacto aplicada ( $U_{ca}$ )

La tensión de contacto aplicada,  $U_{ca}$ , se define como la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies. Sus valores se muestran en la Figura 1 de la ITC-RAT 13 (Ilustración 2).

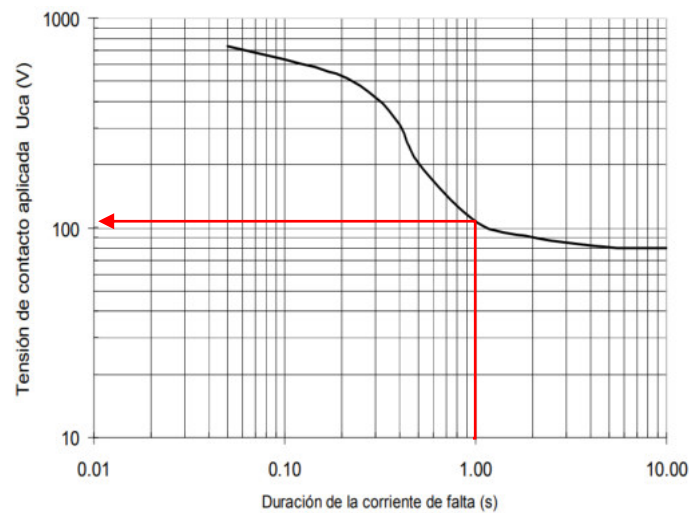


Ilustración 2: Tensión de contacto aplicada  $U_{ca}$  en función de la duración de la corriente de falta<sup>10</sup>

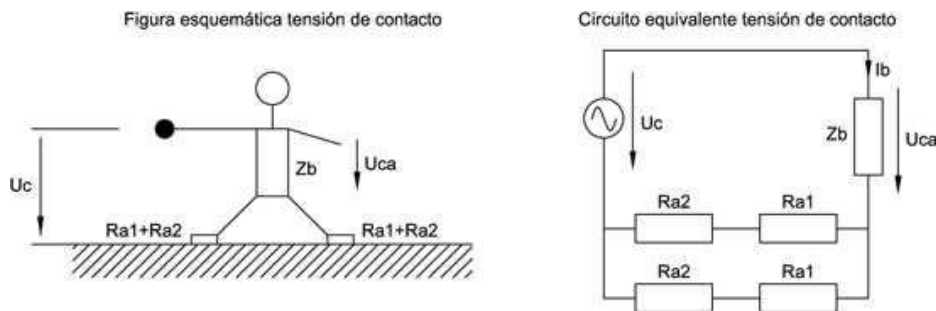


Ilustración 3:esquema de la tensión de contacto  $U_{ca}$

Se tendrá en cuenta una duración de la corriente de falta de  $t_F = 1$  s, por ser este tiempo el determinado por la empresa distribuidora como máximo para la actuación de las protecciones. En caso de instalación particular, igualmente se tomará este tiempo, de forma que las protecciones se adaptarán para actuar como máximo en el tiempo indicado. Por lo tanto, se obtiene:  $U_{ca} = 107$  V.

<sup>10</sup> ITC-RAT-13

#### 5.6.1.2. Tensión de paso aplicada ( $U_{pa}$ )

Los valores admisibles de la tensión de paso aplicada entre los dos pies de una persona,  $U_{pa}$ , considerando únicamente la propia impedancia del cuerpo humano sin resistencias adicionales como las de contacto con el terreno o las del calzado, se define como diez veces el valor admisible de la tensión de contacto aplicada ( $U_{ca}$ ).

$$U_{pa} [V] = 10 U_{ca}$$

Para la corriente de falta  $I_F = 1$  s, se obtiene  $U_{pa} = 1.070$  V.

#### 5.6.1.3. Tensión de contacto ( $U_c$ )

La ITC-RAT 13 define la tensión  $U_c$  como la tensión de contacto máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales (por ejemplo, resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante).

$$U_c [V] = U_{ca} * \left( 1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5\rho_s}{1000} \right)$$

Donde:

- $R_{a1}$  = Resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor  $2.000 \Omega$  (ITC-RAT-13). Se considerará nula esta resistencia cuando las personas puedan estar descalzas.
- $\rho_s$  = Resistividad superficial del terreno ( $\Omega \cdot m$ ), estimada en  $200 \Omega \cdot m$

#### 5.6.1.4. Tensión de paso ( $U_p$ )

De igual manera, define la tensión  $U_p$  como la tensión de paso máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando también las resistencias adicionales anteriores.

$$U_p [V] = 10 U_{ca} \times \left( 1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right)$$

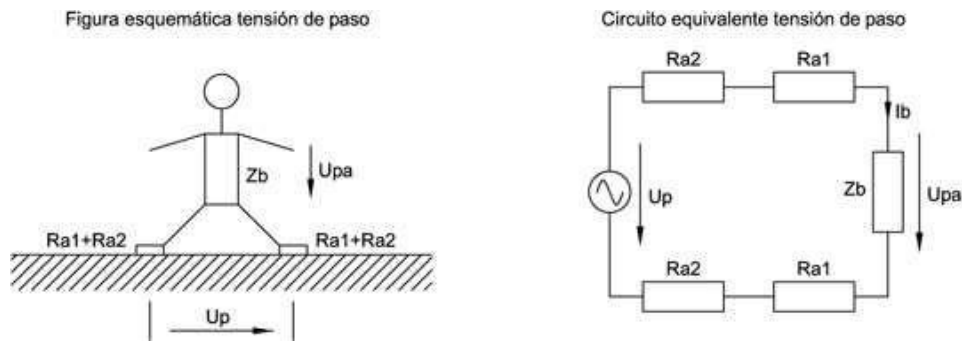


Ilustración 4: esquema de la tensión de paso  $U_p$

#### 5.6.1.5. Tensión de paso en el acceso ( $U_{p\_acc}$ )

La tensión de paso en el acceso ( $U_{p\_acc}$ ) representa la tensión que recibe el cuerpo humano cuando un pie está colocado en el terreno y otro en la solera de hormigón de los centros de transformación/entrega/seccionamiento.

Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$U_{p(acc)} [V] = 10 U_{ca} \times \left( 1 + \frac{3\rho + 3\rho_{hormigón}}{1000} \right)$$

Donde:

- $\rho_s$  = Resistividad superficial del terreno, estimada en  $200 \Omega \cdot m$
- $\rho_{hormigón}$  = Resistividad del hormigón, que toma un valor de  $3.000 \Omega \cdot m$

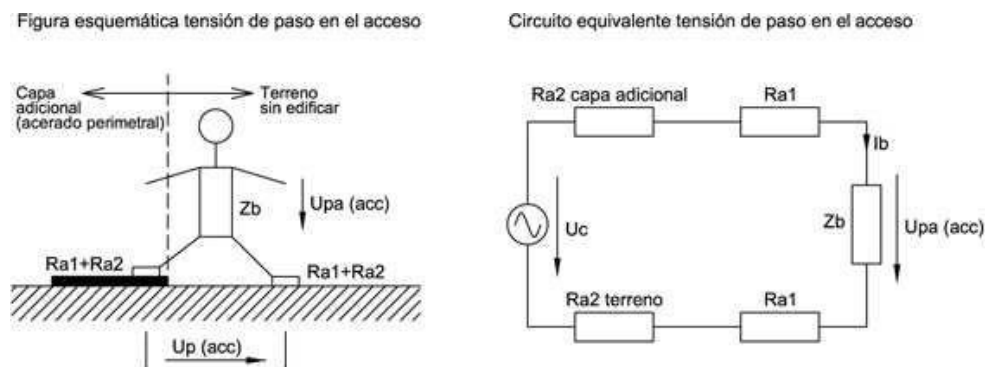


Ilustración 5: esquema de la tensión de paso en el acceso  $U_{p\_acc}$

#### 5.6.2. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

1. Seleccionar una configuración tipo de electrodo de la que se conocen sus parámetros característicos ( $K_r$ ,  $K_p$  y  $K_p \text{ acc}$ ).
2. Calcular la tensión de paso en el exterior.
3. Calcular la tensión de contacto y de paso en el interior.
4. Los valores calculados deben ser inferiores a los máximos indicados en las ecuaciones (1) y (2) de la ITC-RAT 13.

### 5.6.3. CÁLCULO TENSIÓN PASO Y CONTACTO EN EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (MÉTODO UNESA)

<b>PROCESO DE CÁLCULO Y JUSTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA CT CONECTADO A UNA RED DE A.T. DE TERCERA CATEGORÍA CON EL NEUTRO AISLADO</b>	<b>Hoja 1 de 5</b>
---	--------------------

<b>0. REFERENCIA DEL CT</b>	
* Código	<input type="text"/>
* Población	<input type="text" value="CT PFV CABECERAS"/>
<b>1. DATOS DE PARTIDA</b>	
<b>1.1. Características iniciales</b>	
* Tensión de servicio	U= <input type="text" value="20000"/> V
* Red aérea	
- Longitud total	La= <input type="text" value="175"/> km
- Capacidad	Ca= <input type="text" value="0,006"/> µF/km
* Red subterránea	
- Longitud total	Lc= <input type="text" value="1"/> km
- Capacidad	Cc= <input type="text" value="0,25"/> µF/km
* Duración de la falta	
Desconexión inicial	
Relé a tiempo independiente	<input type="text" value="Sí"/>
Tiempo de actuación	<input type="text" value="0,5"/> s
Relé a tiempo dependiente	<input type="text" value="No"/>
Constantes del relé	
K'	<input type="text"/>
n'	<input type="text"/>
Intensidad de arranque I'a	<input type="text"/> A
Reenganche en menos de 0,5 segundos	
Relé a tiempo independiente	<input type="text" value="Sí"/>
Tiempo de actuación	<input type="text" value="0,5"/> s
Relé a tiempo dependiente	<input type="text" value="No"/>
Constantes del relé	
K'	<input type="text"/>
n'	<input type="text"/>
Intensidad de arranque I'a	<input type="text"/> A
* Nivel de aislamiento de las instalaciones de B.T. del CT	Vbt= <input type="text" value="8000"/> V
* Red subterránea de suficiente conductibilidad	<input type="text" value="No"/>
Superficie del círculo de igual área que la cubierta por la malla	Sm= <input type="text"/> m <sup>2</sup>



PROCESO DE CÁLCULO Y JUSTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA  
PARA CT CONECTADO A UNA RED DE A.T. DE TERCERA CATEGORÍA CON EL  
NEUTRO AISLADO

Hoja 2 de 5

Longitud total de los cables existentes en la malla con cubierta conductora	L=	<input type="text"/>	m
Longitud total de las picas verticales incluidas en la malla	L' =	<input type="text"/>	m
1.2 Características del CT			
En edificio		<input type="text"/>	
Aislado		<input type="text" value="Sí"/>	
Destinado a otros usos		<input type="text"/>	
Dimensiones del local			
	a=	<input type="text"/>	m
	b=	<input type="text"/>	m
Sobre apoyo		<input type="text"/>	
Sobre 1 apoyo		<input type="text"/>	
Sobre 2 apoyos		<input type="text"/>	
2. CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO			
* Resistividad del terreno	$\rho =$	<input type="text" value="200"/>	$\Omega \cdot m$
3. OBSERVACIONES			
<p>CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO PREFABRICADO SUPERFICIE AISLADO (PFU-4)</p> <p>- C.T. CONECTADO A RED RADIAL CON NEUTRO AISLADO.</p> <p>- CON r INFERIORES O IGUALES A LA INDICADA SE ASEGURA EL CORRECTO FUNCIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES.</p> <p>- CON r MAYORES A LA INDICADA, PARA EL MISMO ELECTRODO SELECCIONADO, SE VERIFICA IGUALMENTE QUE LOS VALORES CALCULADOS SON INFERIORES A LOS ADMISIBLES.</p>			
4. CÁLCULO			
4.1. Selección del electrodo tipo			
Electrodo seleccionado		<input type="text" value="50-30/8/42"/>	
	Kr=	<input type="text" value="0,09"/>	$\Omega/\Omega \cdot m$
	Kp=	<input type="text" value="0,01"/>	$V/\Omega \cdot m$
	Kc=	<input type="text" value="0,04"/>	$V/\Omega \cdot m$
Anillo Rectangular 5.0x3.0 m			
4 picas de 2 m			

PROCESO DE CÁLCULO Y JUSTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA  
PARA CT CONECTADO A UNA RED DE A.T. DE TERCERA CATEGORÍA CON EL  
NEUTRO AISLADO

Hoja 3 de 5

4.2. Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adoptan las siguientes medidas de seguridad:

4.2.1. CT Interior

- a ☒ Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar sometidas a tensión debido a defectos o averías
- b ☒ En el piso del CT se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm conectado a la puesta a tierra del CT
- c ☐ Empleo de pavimentos aislantes
- d ☐ Otros

4.2.2. CT sobre apoyo

- a ☐ Se colocará un mallazo que sobresalga 1 m en todas las direcciones respecto a la base del apoyo, que se conectará a la tierra de protección, cubriéndolo luego con una capa de hormigón de 10 cm de espesor
- b ☐ Empleo de pavimentos aislantes
- c ☐ Otros

4.3. Valores de resistencia de puesta a tierra ( $R't$ ), intensidad de defecto ( $I'd$ ) y tensiones de paso ( $V'p$  y  $V'p(acc)$ ) del electrodo tipo seleccionado, para la resistividad del terreno medida ( $\rho$ )

\* Resistencia de puesta a tierra  $R't$

$$R't = K_r \cdot \rho \quad R't = \boxed{17,80} \Omega$$

\* Intensidad de defecto  $I'd$

$$I'd = \frac{\sqrt{3}U(\omega C_a L_a + \omega C_c L_c)}{\sqrt{1 + (\omega C_a L_a + \omega C_c L_c)^2 (3R't)^2}} \quad I'd = \boxed{14,15} A$$

\* Tensión de paso en el exterior

$$V'p = K_p \cdot r \cdot I'd \quad V'p = \boxed{41,03} V$$

\* Tensión de paso en el acceso al CT

$$V'p(acc) = V'c = K_c \cdot \rho \cdot I'd \quad V'p acc = \boxed{126,48} V$$

\* Tensión de defecto

$$V'd = R't \cdot I'd \quad V'd = \boxed{251,83} V$$

4.4. Duración total de la falta

\* Tiempo de actuación del relé a tiempo dependiente (si aplica)

$$t = \frac{K}{\left(I_d/I_a\right)^n - 1}$$

**PROCESO DE CÁLCULO Y JUSTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA CT CONECTADO A UNA RED DE A.T. DE TERCERA CATEGORÍA CON EL NEUTRO AISLADO**

Hoja 4 de 5

Tiempo de falta inicial	0,50	s
Tiempo de reenganche	0,50	s
Tiempo total de falta	1,00	s

4.6. Separación entre los sistemas de puesta a tierra de masas y de neutro de b.t.

- ☐ Sistema de puesta a tierra único ( $V'd \leq 1000 \text{ V}$ )
- ☒ Sistemas de puesta a tierra separados e independientes

Distancia mínima de separación: D= 0,45 m

**5. VALORES ADMISIBLES**

\* Tensión de paso en el exterior Vp= 1727,00 V

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \left( 1 + \frac{6 \cdot p}{1000} \right)$$

\* Tensión de paso en el acceso al CT Vp (acc)= 8321,00 V

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \left( 1 + \frac{3 \cdot p + 3 \cdot p'}{1000} \right)$$

Donde K y n se extraen de la siguiente tabla, en función del tiempo de defecto

0,9 >= t > 0,1	K = 72	n = 1
3 >= t > 0,9	K = 78,5	n = 0,18
5 >= t > 3	$\frac{K}{t^n} = 64 \text{ V}$	—
t > 5	$\frac{K}{t^n} = 50 \text{ V}$	—

**6. COMPROBACIÓN DE LOS VALORES CALCULADOS**

**6.1. Tensiones de paso y contacto en el interior**

- a ☒ Se han adoptado las medidas de seguridad "b" ó "c" del aptdo. 4.2.1, o la "a" ó "b" del aptdo. 4.2.2, por lo que no será preciso calcular las tensiones de paso y contacto en el interior, ya que serán prácticamente cero.
- b ☐ Se adjunta anexo justificando otras medidas adicionales de seguridad, o los correspondientes cálculos y comprobaciones de las tensiones de paso y contacto interiores.

**6.2. Tensiones de contacto en el exterior**

- a ☒ Se ha adoptado la medida de seguridad "a" del aptdo. 4.2.1, por lo que no será preciso calcular la tensión de contacto exterior, ya que ésta será prácticamente cero.
- b ☐ Se adjunta anexo justificando otras medidas adicionales de seguridad, o los correspondientes cálculos y comprobaciones de las tensiones de y contacto en el exterior

**PROCESO DE CÁLCULO Y JUSTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA CT CONECTADO A UNA RED DE A.T. DE TERCERA CATEGORÍA CON EL NEUTRO AISLADO**

**Hoja 5 de 5**

**6.3. Tensión de paso en el exterior y de paso en el acceso al CT**

Concepto	Valor calculado	Condición	Valor admisible
Tensión de paso en el exterior Vp	41,03	≤	1727,00
Tensión de paso en el acceso Vp (acc)	126,48	≤	8321,00

**6.4. Tensión de defecto**

Concepto	Valor calculado	Condición	Valor admisible
Tensión de defecto	251,83	≤	8000,00

**7. JUSTIFICACIÓN DE LA PUESTA A TIERRA MEDIANTE LA RED DE CABLES SUBTERRÁNEOS**

- \* Radio del círculo de igual superficie que el área cubierta por la malla

$$r = \sqrt{\frac{S_m}{\pi}} = \quad \text{r} = \boxed{\phantom{000}} \text{ m}$$

Valor de la resistencia de la malla de puesta a tierra formada por los

- \* cables subterráneos de alta tensión con cubierta conductora y las picas conectadas a la misma, ampliada con los cables de cubierta aislante.

Rm =  Ω

- \* Intensidad de defecto

$$I'd = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R'm)^2 + X_n^2}} \quad I'd = \boxed{\phantom{000}} \text{ A}$$

- \* Tensión de defecto

V'd =  V

### 5.6.4. CÁLCULO TENSION DE PASO Y CONTACTO DEL CENTRO DE SECCIONAMIENTO (MÉTODO UNESA)

<b>PROCESO DE CÁLCULO Y JUSTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA CT CONECTADO A UNA RED DE A.T. DE TERCERA CATEGORÍA CON EL NEUTRO AISLADO</b>	<b>Hoja 1 de 5</b>
---	--------------------

<b>0. REFERENCIA DEL CT</b>	
* Código	
* Población	CS PFV CABECERAS
<b>1. DATOS DE PARTIDA</b>	
<b>1.1. Características iniciales</b>	
* Tensión de servicio	U= <span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;">20000</span> V
* Red aérea	
- Longitud total	La= <span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;">175</span> km
- Capacidad	Ca= <span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;">0,006</span> μF/km
* Red subterránea	
- Longitud total	Lc= <span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;">1</span> km
- Capacidad	Cc= <span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;">0,25</span> μF/km
* Duración de la falta	
Desconexión inicial	
Relé a tiempo independiente	<span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;">Sí</span>
Tiempo de actuación	<span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;">0,5</span> s
Relé a tiempo dependiente	<span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;">No</span>
Constantes del relé	
K'	<span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;"></span>
n'	<span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;"></span>
Intensidad de arranque I'a	<span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;"></span> A
Reenganche en menos de 0,5 segundos	
Relé a tiempo independiente	<span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;">Sí</span>
Tiempo de actuación	<span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;">0,5</span> s
Relé a tiempo dependiente	<span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;">No</span>
Constantes del relé	
K'	<span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;"></span>
n'	<span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;"></span>
Intensidad de arranque I'a	<span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;"></span> A
* Nivel de aislamiento de las instalaciones de B.T. del CT	Vbt= <span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;">8000</span> V
* Red subterránea de suficiente conductibilidad	
Superficie del círculo de igual área que la cubierta por la malla	Sm= <span style="border: 1px solid black; padding: 0 10px;"></span> m <sup>2</sup>

**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 4**



<b>PROCESO DE CÁLCULO Y JUSTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA CT CONECTADO A UNA RED DE A.T. DE TERCERA CATEGORÍA CON EL NEUTRO AISLADO</b>	<b>Hoja 2 de 5</b>
---	--------------------

	Longitud total de los cables existentes en la malla con cubierta conductora	L=	<input type="text"/>	m
	Longitud total de las picas verticales incluidas en la malla	L'=	<input type="text"/>	m
<b>1.2 Características del CT</b>				
	En edificio		<input type="text"/>	
	Aislado		<input type="text" value="Sí"/>	
	Destinado a otros usos		<input type="text"/>	
	Dimensiones del local			
		a=	<input type="text"/>	m
		b=	<input type="text"/>	m
	Sobre apoyo		<input type="text"/>	
	Sobre 1 apoyo		<input type="text"/>	
	Sobre 2 apoyos		<input type="text"/>	
<b>2. CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO</b>				
	* Resistividad del terreno	ρ=	<input type="text" value="200"/>	Ω · m
<b>3. OBSERVACIONES</b>				
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;">           CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO PREFABRICADO SUPERFICIE AISLADO (PFU-7)            - C.T. CONECTADO A RED RADIAL CON NEUTRO AISLADO.            - CON r INFERIORES O IGUALES A LA INDICADA SE ASEGURA EL CORRECTO FUNCIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES.            - CON r MAYORES A LA INDICADA, PARA EL MISMO ELECTRODO SELECCIONADO, SE VERIFICA IGUALMENTE QUE LOS VALORES CALCULADOS SON INFERIORES A LOS ADMISIBLES.         </div>				
<b>4. CÁLCULO</b>				
<b>4.1. Selección del electrodo tipo</b>				
	Electrodo seleccionado		<input type="text" value="80-40/8/42"/>	
		Kr=	<input type="text" value="0,07"/>	Ω/Ω · m
		Kp=	<input type="text" value="0,01"/>	V/Ω · m
		Kc=	<input type="text" value="0,03"/>	V/Ω · m
	Anillo Rectangular 8.0x4.0 m			
	4 picas de 2 m			

PROCESO DE CÁLCULO Y JUSTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA  
PARA CT CONECTADO A UNA RED DE A.T. DE TERCERA CATEGORÍA CON EL  
NEUTRO AISLADO

Hoja 3 de 5

4.2. Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adoptan las siguientes medidas de seguridad:

4.2.1. CT Interior

- a ☒ Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar sometidas a tensión debido a defectos o averías
- b ☒ En el piso del CT se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm conectado a la puesta a tierra del CT
- c ☐ Empleo de pavimentos aislantes
- d ☐ Otros

4.2.2. CT sobre apoyo

- a ☐ Se colocará un mallazo que sobresalga 1 m en todas las direcciones respecto a la base del apoyo, que se conectará a la tierra de protección, cubriéndolo luego con una capa de hormigón de 10 cm de espesor
- b ☐ Empleo de pavimentos aislantes
- c ☐ Otros

4.3. Valores de resistencia de puesta a tierra ( $R't$ ), intensidad de defecto ( $I'd$ ) y tensiones de paso ( $V'p$  y  $V'p(acc)$ ) del electrodo tipo seleccionado, para la resistividad del terreno medida ( $\rho$ )

\* Resistencia de puesta a tierra  $R't$

$$R't = K \cdot \rho$$

$$R't = 13,80 \, \Omega$$

\* Intensidad de defecto  $I'd$

$$\sqrt{3}U(\omega C_a L_a + \omega C_c L_c)$$

$$I'd = 14,15 \, A$$

$$I'd = \frac{\sqrt{3}U(\omega C_a L_a + \omega C_c L_c)}{\sqrt{1 + (\omega C_a L_a + \omega C_c L_c)^2 (3R't)^2}}$$

\* Tensión de paso en el exterior

$$V'p = K_p \cdot r \cdot I'd$$

$$V'p = 29,71 \, V$$

\* Tensión de paso en el acceso al CT

$$V'p(acc) = V'c = K_c \cdot \rho \cdot I'd$$

$$V'p \, acc = 93,09 \, V$$

\* Tensión de defecto

$$V'd = R't \cdot I'd$$

$$V'd = 195,24 \, V$$

4.4. Duración total de la falta

\* Tiempo de actuación del relé a tiempo dependiente (si aplica)

$$t = \frac{K}{\left(\frac{I_d}{I_a}\right)^n - 1}$$



PROCESO DE CÁLCULO Y JUSTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA  
PARA CT CONECTADO A UNA RED DE A.T. DE TERCERA CATEGORÍA CON EL  
NEUTRO AISLADO

Hoja 4 de 5

Tiempo de falta inicial	0,50	s
Tiempo de reenganche	0,50	s
Tiempo total de falta	1,00	s

4.6. Separación entre los sistemas de puesta a tierra de masas y de neutro de b.t.

- ☐ Sistema de puesta a tierra único ( $V'd \leq 1000 \text{ V}$ )  
☒ Sistemas de puesta a tierra separados e independientes

Distancia mínima de separación:  $D = 0,45 \text{ m}$

5. VALORES ADMISIBLES

\* Tensión de paso en el exterior  $V_p = 1727,00 \text{ V}$

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \left( 1 + \frac{6 \cdot p}{1000} \right)$$

\* Tensión de paso en el acceso al CT  $V_p(\text{acc}) = 8321,00 \text{ V}$

$$V_p(\text{acc}) = \frac{10 \cdot K}{t^n} \left( 1 + \frac{3 \cdot p + 3 \cdot p'}{1000} \right)$$

Donde K y n se extraen de la siguiente tabla, en función del tiempo de defecto

$0,9 \geq t > 0,1$	$K = 72$	$n = 1$
$3 \geq t > 0,9$	$K = 78,5$	$n = 0,18$
$5 \geq t > 3$	$\frac{K}{t^n} = 64 \text{ V}$	—
$t > 5$	$\frac{K}{t^n} = 50 \text{ V}$	—

6. COMPROBACIÓN DE LOS VALORES CALCULADOS

6.1. Tensiones de paso y contacto en el interior

- a ☒ Se han adoptado las medidas de seguridad "b" ó "c" del aptdo. 4.2.1, o la "a" ó "b" del aptdo. 4.2.2, por lo que no será preciso calcular las tensiones de paso y contacto en el interior, ya que serán prácticamente cero.  
b ☐ Se adjunta anexo justificando otras medidas adicionales de seguridad, o los correspondientes cálculos y comprobaciones de las tensiones de paso y contacto interiores.

6.2. Tensiones de contacto en el exterior

- a ☒ Se ha adoptado la medida de seguridad "a" del aptdo. 4.2.1, por lo que no será preciso calcular la tensión de contacto exterior, ya que ésta será prácticamente cero.  
b ☐ Se adjunta anexo justificando otras medidas adicionales de seguridad, o los correspondientes cálculos y comprobaciones de las tensiones de y contacto en el exterior

**PROCESO DE CÁLCULO Y JUSTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA CT CONECTADO A UNA RED DE A.T. DE TERCERA CATEGORÍA CON EL NEUTRO AISLADO**

**Hoja 5 de 5**

**6.3. Tensión de paso en el exterior y de paso en el acceso al CT**

Concepto	Valor calculado	Condición	Valor admisible
Tensión de paso en el exterior Vp	29,71	≤	1727,00
Tensión de paso en el acceso Vp (acc)	93,09	≤	8321,00

**6.4. Tensión de defecto**

Concepto	Valor calculado	Condición	Valor admisible
Tensión de defecto	195,24	≤	8000,00

**7. JUSTIFICACIÓN DE LA PUESTA A TIERRA MEDIANTE LA RED DE CABLES SUBTERRÁNEOS**

\* Radio del círculo de igual superficie que el área cubierta por la malla

$$r = \sqrt{\frac{S_m}{\pi}} = \quad \text{r} = \boxed{\phantom{000}} \text{ m}$$

Valor de la resistencia de la malla de puesta a tierra formada por los

\* cables subterráneos de alta tensión con cubierta conductora y las picas conectadas a la misma, ampliada con los cables de cubierta aislante.

$$R_m = \boxed{\phantom{000}} \Omega$$

\* Intensidad de defecto

$$I'd = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R'_m)^2 + X_n^2}} \quad I'd = \boxed{\phantom{000}} \text{ A}$$

\* Tensión de defecto

$$V'd = \boxed{\phantom{000}} \text{ V}$$

## 5.7. CONCLUSIONES

Como se ha podido observar en los apartados anteriores:

- La tensión de defecto en baja tensión es inferior a 24 V
- Las tensiones de paso y contacto tanto en el CT como en el CS son inferiores a los límites normativos.

Por lo tanto, se puede concluir que la red de tierras de este PFV cumple con la normativa vigente.

## ANEJO 5

### Gestión de residuos

## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. IDENTIFICACIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN (SEGÚN DECISIÓN 2014/955/UE) .....	4
3. ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE CADA TIPO DE RESIDUO .....	7
4. MEDIDAS DE MINIMIZACIÓN Y PREVENCIÓN DE RESIDUOS .....	8
5. MEDIDAS DE SEPARACIÓN DE RESIDUOS .....	8
6. GESTIÓN DE RESIDUOS .....	9
6.1. REUTILIZACIÓN .....	9
6.2. VALORIZACIÓN .....	9
6.3. ELIMINACIÓN .....	10
7. VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS .....	11

## 1. INTRODUCCIÓN

En el presente anejo, se establecen unas directrices y se elaboran una serie de recomendaciones y obligaciones, que se deberán tener en cuenta y cumplir durante el transcurso de la obra en cuanto al tratamiento de los residuos que se produzcan en la misma propios de las diferentes actuaciones que existan, y en cumplimiento del Real Decreto 105/2008 de 1 de Febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición, fomentando por este orden, su prevención, reutilización, reciclado y otras formas de valorización, asegurando que los destinados a operaciones de eliminación reciban un tratamiento adecuado, y contribuir a un desarrollo sostenible de la actividad de construcción.

De acuerdo con el mencionado R.D. se realizará una separación de los distintos residuos que se vayan a generar en obra y se trasladaran los mismos a un lugar conveniente para su tratamiento. Consiguiendo principalmente, con la aplicación de este Real Decreto, que todos aquellos residuos que se generan de las obras de construcción sean tratados de manera que se aprovechen al máximo desde el punto de vista de reciclado y reutilización de los materiales obtenidos en dichas demoliciones y evitar de esta manera el depósito directo de todos estos materiales en un vertedero público cualquiera sin ningún tipo de tratamiento previo.

La elaboración del presente anejo de gestión de residuos se realiza en base a la siguiente normativa:

- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y escombros.
- Decreto 262/2006, de 27 de diciembre, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el reglamento de la producción, posesión y gestión de los residuos de la construcción y la demolición, y del régimen jurídico del servicio público de eliminación y valorización de escombros que no procedan de obras menores de construcción y reparación domiciliaria en la Comunidad Autónoma de Aragón, modificado por el Decreto 117/2009, de 23 de junio.
- Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.
- Decisión 2014/955/UE de la Comisión de 18 de diciembre de 2014, por la que se modifica la Decisión 2000/532/CE, sobre la lista de residuos.
- Decreto Legislativo 1/2009, de 21 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley reguladora de los residuos.
- Plan Nacional de residuos de la construcción y demolición (PNRCD) 2008-2015.

## 2. IDENTIFICACIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN (SEGÚN DECISIÓN 2014/955/UE)

	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	<b>17</b>	<b>Residuos de la construcción y demolición.</b>
	<b>17 01</b>	<b>Hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos</b>
X	17 01 01	Hormigón
	17 01 02	Ladrillos
	17 01 03	Tejas y materiales cerámicos
	17 01 06*	Mezclas, o fracciones separadas, de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos, que contienen sustancias peligrosas
	17 01 07	Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos distintas de las especificadas en el código 17 01 06
	<b>17 02</b>	<b>Madera, vidrio y plástico</b>
X	17 02 01	Madera
	17 02 02	Vidrio
X	17 02 03	Plástico
	17 02 04*	Vidrio, plástico y madera que contienen sustancias peligrosas o están contaminados por ellas
	<b>17 03</b>	<b>Mezclas bituminosas, alquitrán de hulla y otros productos alquitranados</b>
	17 03 01*	Mezclas bituminosas que contienen alquitrán de hulla
	17 03 02	Mezclas bituminosas distintas de las especificadas en el código 17 03 01
	17 03 03*	Alquitrán de hulla y productos alquitranados
	<b>17 04</b>	<b>Metales (incluidas sus aleaciones)</b>
	17 04 01	Cobre, bronce, latón
	17 04 02	Aluminio
	17 04 03	Plomo
	17 04 04	Zinc
X	17 04 05	Hierro y acero
	17 04 06	Estaño
	17 04 07	Metales mezclados
	17 04 09*	Residuos metálicos contaminados con sustancias peligrosas
	17 04 10*	Cables que contienen hidrocarburos, alquitrán de hulla y otras sustancias peligrosas
X	17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10
	<b>17 05</b>	<b>Tierra (incluida la excavada de zonas contaminadas), piedras y lodos de drenaje</b>
X	17 05 03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas
X	17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03
	17 05 05*	Lodos de drenaje que contienen sustancias peligrosas
	17 05 06	Lodos de drenaje distintos de los especificados en el código 17 05 05
	17 05 07*	Balasto de vías férreas que contienen sustancias peligrosas
	<b>17 06</b>	<b>Materiales de aislamiento y materiales de construcción que contienen amianto</b>
	17 06 01*	Materiales de aislamiento que contienen amianto
	17 06 03*	Otros materiales de aislamiento que consisten en, o contienen, sustancias peligrosas
	17 06 04	Materiales de aislamiento distintos de los especificados en los códigos 17 06 01 y 17 06 03

**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 5**



	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	17 06 05*	Materiales de construcción que contienen amianto (6)
	<b>17 08</b>	<b>Materiales de construcción a partir de yeso</b>
	17 08 01*	Materiales de construcción a partir de yeso contaminados con sustancias peligrosas
	17 08 02	Materiales de construcción a partir de yeso distintos de los especificados en el código 17 08 01
	<b>17 09</b>	<b>Otros residuos de construcción y demolición</b>
	17 09 01*	Residuos de construcción y demolición que contienen mercurio
	17 09 02*	Residuos de construcción y demolición que contienen PCB (por ejemplo, sellantes que contienen PCB, revestimientos de suelo a partir de resinas que contienen PCB, acristalamientos dobles que contienen PCB, condensadores que contienen PCB)
	17 09 03*	Otros residuos de construcción y demolición (incluidos los residuos mezclados) que contienen sustancias peligrosas
	17 09 04	Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03
	<b>15</b>	<b>Residuos de envases ; absorbentes, trapos de limpieza, materiales de filtración y ropas de protección no especificados en otra categoría</b>
	<b>15 01</b>	<b>Envases (incluidos los residuos de envases de la recogida selectiva municipal)</b>
	15 01 01	Envases de papel y cartón
	15 01 02	Envases de plástico
	15 01 03	Envases de madera
	15 01 04	Envases metálicos
	15 01 05	Envases compuestos
	15 01 06	Envases mezclados
	15 01 07	Envases de vidrio
	15 01 09	Envases textiles
	15 01 10*	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas
	15 01 11*	Envases metálicos, incluidos los recipientes a presión vacíos, que contienen una matriz porosa sólida peligrosa (por ejemplo, amianto)
	<b>15 02</b>	<b>Absorbentes, materiales de filtración, trapos de limpieza y ropas protectoras</b>
X	15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas
	15 02 03	Absorbentes, materiales de filtración, trapos de limpieza y ropas protectoras distintos de los especificados en el código 15 02 02
	<b>13</b>	<b>Residuos de aceites y de combustibles líquidos (excepto los aceites comestibles y los de los capítulos 05, 12 y 19)</b>
	<b>13 01</b>	<b>Residuos de aceites hidráulicos</b>
	13 01 09*	Aceites hidráulicos minerales clorados
	13 01 10*	Aceites hidráulicos minerales no clorados
	13 01 11*	Aceites hidráulicos sintéticos
	13 01 12*	Aceites hidráulicos fácilmente biodegradables
	<b>13 02</b>	<b>Residuos de aceites de motor, de transmisión mecánica y lubricantes</b>
	13 02 04*	Aceites minerales clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
X	13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 06*	Aceites sintéticos de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 07*	Aceites fácilmente biodegradables de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 08*	Otros aceites de motor, de transmisión mecánica y lubricantes



**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 5**



	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	<b>13 07</b>	<b>Residuos de combustibles líquidos</b>
X	13 07 01*	Fuel oil y gasóleo
	13 07 02*	Gasolina
	13 07 03*	Otros combustibles (incluidas mezclas)
	<b>20</b>	<b><i>Residuos municipales (residuos domésticos y residuos asimilables procedentes de los comercios, industrias e instituciones), incluidas las fracciones recogidas selectivamente</i></b>
	<b>20 01</b>	<b>Fracciones recogidas selectivamente (excepto las especificadas en el subcapítulo 15 01)</b>
X	20 01 01	Papel y cartón
	20 01 02	Vidrio
	20 01 08	Residuos biodegradables
	20 01 13*	Disolventes
	20 01 39	Plásticos
	20 01 40	Metales
	<b>20 03</b>	<b>Otros residuos municipales</b>
X	20 03 01	Mezclas de residuos municipales

Los residuos que aparecen en la lista señalados con un asterisco (\*) se consideran residuos peligrosos de conformidad con la Directiva 2008/98/CE a cuyas disposiciones están sujetos a menos que se aplique el artículo 20 de esa Directiva.

### 3. ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE CADA TIPO DE RESIDUO

Dadas las características de la obra, se ha realizado una estimación, tanto en peso como en volumen, en función de la tipología del residuo generado, y que se especifica en la siguiente tabla:

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	TONELADAS	METROS CÚBICOS
17 01 01	Hormigón	1,643	1,096
17 02 01	Madera	0,008	0,016
17 02 03	Plástico	0,030	0,012
17 04 05	Hierro y acero	0,017	0,002
17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10	0,004	0,025
17 05 03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas	0,012	0,007
17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03	112,752	70,470
15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas	0,0002	0,0003
13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes	0,005	0,005
13 07 01*	Fuel oil y gasóleo	0,000	0,000
20 01 01	Papel y cartón	0,015	0,016
20 03 01	Mezclas de residuos municipales	0,021	0,007

El total, en peso, de los residuos generados será el siguiente:

- Residuos inertes: 112,75 T
- Resto de residuos: 1,75 T

## 4. MEDIDAS DE MINIMIZACIÓN Y PREVENCIÓN DE RESIDUOS

Para prevenir la generación de residuos de la construcción y demolición durante la fase de obra o de reducir la generación de los mismos se han tenido en cuenta las siguientes acciones:

NO	SI	MEDIDA PREVENCIÓN / REDUCCIÓN
	X	Separación de residuos en origen ( en obra)
	X	Inventario de residuos peligrosos (si los hay)
	X	Separación de residuos biodegradables (basura orgánica)
	X	Nombramiento de responsable de prevención / reducción de residuos.
	X	Utilización de materiales prefabricados (elementos de hormigón, bloques prefabricados...)
	X	Utilización de materiales con mayor vida útil o que favorezcan su reutilización, reciclado, etc.
	X	Evitar derrames, fugas, roturas de material o inservible mediante un control de calidad.
X		Posibilidad de utilizar el material sobrante o No válido en otra obra o uso distinto.
	X	Control y medición de unidades de obra durante la recepción del material.
	X	Utilización de envases y embalajes reciclables de materiales para la construcción.
	X	Implantación de medidas de vigilancia y control de vertidos incontrolados.
	X	Otras a incluir por el poseedor de residuos (constructor)

## 5. MEDIDAS DE SEPARACIÓN DE RESIDUOS

De acuerdo al artículo 5 del R.D.105/2008 el poseedor de residuos deberá proceder a su separación en fracciones, cuando se prevea que los residuos superen las siguientes cantidades:

RESIDUO RCD	PREVISTO (T)	LÍMITE (T)
HORMIGÓN	1,64 T	80,00 T
METAL	0,02 T	2,00 T
MADERA	0,01 T	1,00 T
VIDRIO	0,00 T	1,00 T
PLÁSTICO	0,03 T	0,50 T
PAPEL Y CARTÓN	0,01 T	0,50 T

Según la estimación de volumen de residuos realizada, se deberán tomar medidas de separación para cada fracción identificada en la tabla, que deberán ser confirmadas o modificadas por el poseedor de residuos. La cantidad de residuos de hormigón, metales, madera, plástico y papel y cartón son inferiores a las cantidades establecidas en el Real Decreto, por lo que se dispondrá en la obra un único contenedor en el que se depositen dichos residuos hasta su posterior recogida por la empresa gestora de residuos autorizada por el Gobierno de Aragón.

Además, será necesario contar con una zona en la que ubicar distintos bidones para almacenar los distintos residuos peligrosos generados en la obra, hasta su posterior recogida por la empresa gestora de residuos autorizada por el Gobierno de Aragón.

NO	SI	MEDIDA SEPARACIÓN
X		Eliminación previa de materiales desmontables (solo en caso de demolición)
X		Utilización de contenedores de gran volumen para RCD's (solo en caso de demolición)
X		Recogida de RCD's en obra (todo mezclado)
	X	Separación de residuos peligrosos RRPP's (si los hay)
	X	Acondicionamiento de zonas en obra para efectuar la separación de RCD's
	X	Nombramiento de responsable en obra de controlar y supervisar la separación de RCD's
	X	Utilización de contenedores públicos para residuos biodegradables (si los hay)
	X	Utilización de envases / sacos de 1 m³ para separación de RCD's
	X	Identificación de residuos mediante etiquetas o símbolos

## 6. GESTIÓN DE RESIDUOS

Los RCD's generados durante la ejecución de la obra se gestionarán mediante alguna de las operaciones siguientes (reutilización, valorización o eliminación). Estas medidas deberán ser confirmadas o modificadas por el poseedor de residuos.

### 6.1. REUTILIZACIÓN

Se ha estimado que una parte de las tierras procedentes de la excavación será reutilizada en la propia obra, para relleno y explanación. El excedente será transportado a vertedero o será utilizado para llevar a cabo una mejora de finca.

NO	SI	OPERACIÓN PREVISTA
	X	Se prevé alguna operación de reutilización
X		Previsión de reutilización en la misma obra o en otro emplazamiento externo
X		Reutilización de mezclas bituminosas en otras obras
	X	Reutilización de arena y grava en áridos reciclados o urbanización
X		Reutilización de ladrillos triturados o deteriorados en otras obras
X		Reutilización de material cerámico en otras obras
X		Reutilización de materiales NO pétreos: madera, yeso, vidrio en otras obras
X		Reutilización de materiales metálicos en otras obras

### 6.2. VALORIZACIÓN

La valorización de los residuos evita la necesidad de enviarlos a un vertedero controlado. Una gestión responsable de los residuos persigue la máxima valorización para reducir tanto como sea posible el impacto medioambiental.

**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 5**



NO	SI	OPERACIÓN PREVISTA
X		Valorización en la misma obra
	X	Entrega a gestor de RCD's autorizado
X		Utilización principal como combustible o como otro medio de generar energía
X		Recuperación o regeneración de disolventes
	X	Reciclado o recuperación de sustancias orgánicas (basuras)
	X	Reciclado o recuperación de compuestos metálicos en fundiciones o similar
	X	Reciclado o recuperación de hormigones, gravas y arenas para hormigón nuevo, material de base en carreteras, sellado de vertederos...
	X	Reciclado o recuperación de mezclas bituminosas en plantas de asfalto
X		Regeneración de ácidos o bases
X		Tratamiento de suelos en beneficio de la agricultura

### 6.3. ELIMINACIÓN

Para el resto de residuos que no se contempla reutilización o valorización, serán almacenados en los contenedores y recogidos por una empresa gestora de residuos autorizada por el Gobierno de Aragón.

NO	SI	OPERACIÓN PREVISTA
	X	Se prevé alguna operación de eliminación
	X	Depósito de RCD's en vertedero autorizado de residuos inertes
	X	Depósito en vertedero de residuos peligrosos
X		Eliminación de RCD's en incinerador

## 7. VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS

La valoración del coste previsto de la gestión de residuos de construcción y demolición, será el siguiente:

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	TONELADAS	VOLUMEN ESTIMADO RESIDUOS (m³)*	TOTAL ESTIMADO (€)
17 01 01	Hormigón	1,643	1,096	200,00
17 02 01	Madera	0,008	0,016	
17 04 05	Hierro y acero	0,017	0,002	
17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10	0,004	0,025	
20 01 01	Papel y cartón	0,015	0,016	
17 02 03	Plástico	0,030	0,012	
17 05 03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas	0,012	0,007	60,00
17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03	112,752	70,470	17,62
15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas	0,0002	0,0003	60,00
13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes	0,005	0,005	60,00
13 07 01*	Fuel oil y gasóleo	0,00005	0,00005	60,00
20 03 01	Mezclas de residuos municipales	0,021	0,007	60,00
TOTAL COSTE ESTIMADO				517,62

Con lo expuesto en el presente anejo, se consideran identificados y estimados los residuos generados durante la construcción del parque fotovoltaico CABECERAS y su infraestructura de evacuación, así como la valorización del coste previsto en la gestión de dichos residuos.

## ANEJO 6

### Hojas de características

ÍNDICE

1. MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	2
2. SEGUIDOR SOLAR .....	3
3. INVERSOR.....	4
4. ENVOLVENTE DE HORMIGÓN.....	5
5. CUADRO DE BT.....	6
6. TRANSFORMADOR.....	7
7. CELDAS MT .....	8
7.1. CELDAS DE LÍNEA .....	8
7.2. CELDAS DE MEDIDA .....	9
7.3. CELDAS DE REMONTE.....	11
7.4. CELDAS DE SERVICIOS AUXILIARES .....	12





# 1. MÓDULO FOTOVOLTAICO



## BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG19RC.20

PRODUCT RANGE: 555-575W

# 575W

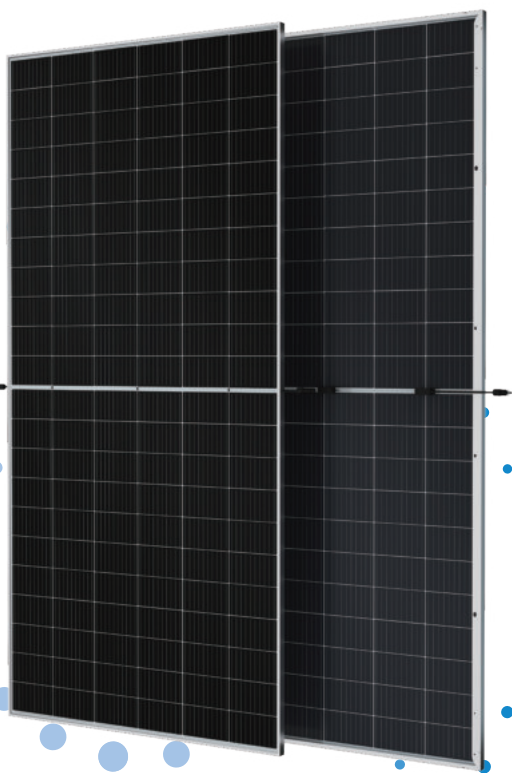
MAXIMUM POWER OUTPUT

# 0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

# 21.3%

MAXIMUM EFFICIENCY



### High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



### High power up to 575W

- Up to 21.3% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



### High reliability

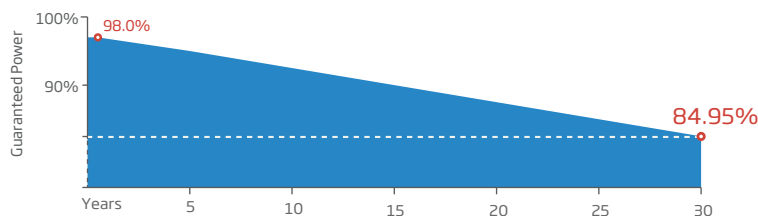
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



### High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

### Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



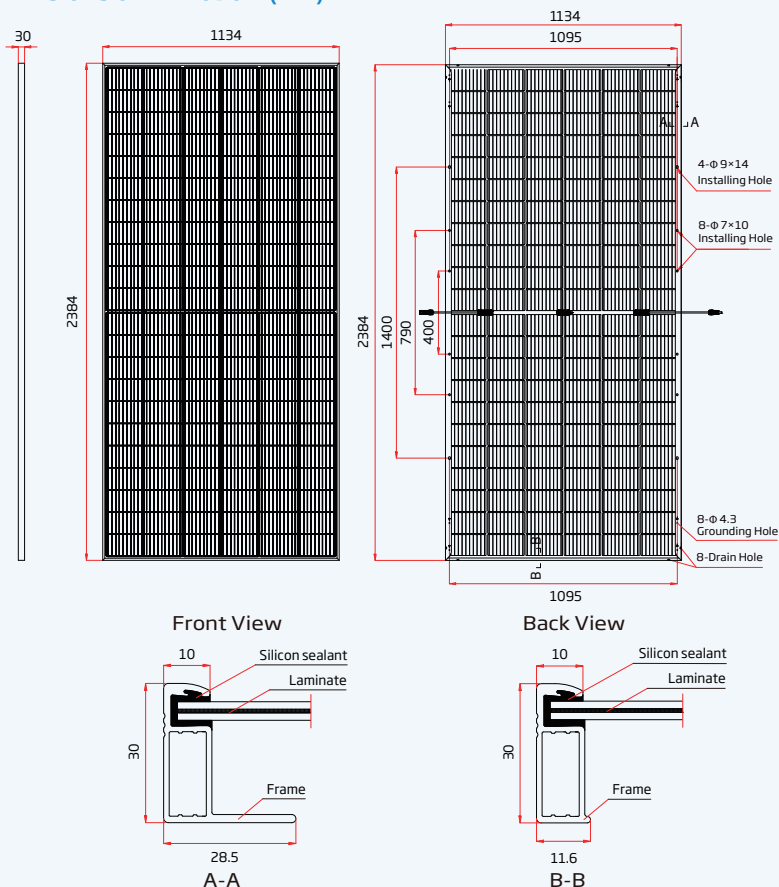
### Comprehensive Products and System Certificates



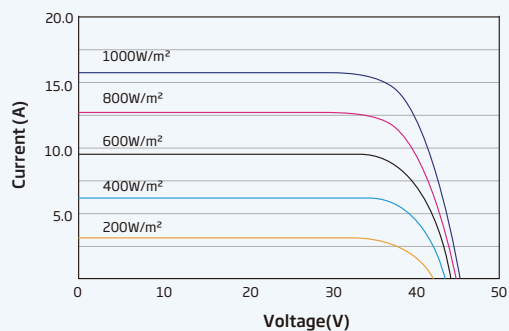
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



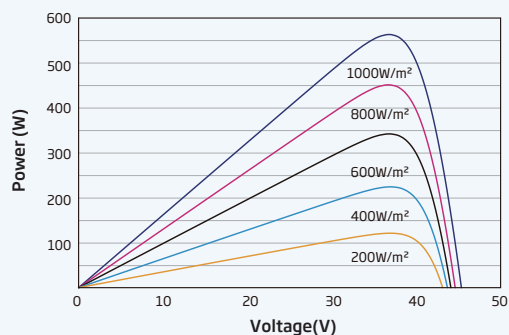
## DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



## I-V CURVES OF PV MODULE(565 W)



## P-V CURVES OF PV MODULE(565 W)



## ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts -P <sub>MAX</sub> (Wp)*	555	560	565	570	575
Power Tolerance-P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	37.7	37.9	38.2	38.4	38.7
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	14.72	14.76	14.80	14.84	14.87
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	45.0	45.2	45.5	45.7	46.0
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	15.80	15.86	15.90	15.93	15.97
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

## Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power -P <sub>MAX</sub> (Wp)	594	599	605	610	615
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	37.7	37.9	38.2	38.4	38.7
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	15.75	15.81	15.83	15.88	15.90
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	45.0	45.2	45.5	45.7	46.0
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	16.91	16.97	17.01	17.05	17.09
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality: 70±5%.

## ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P <sub>MAX</sub> (Wp)	420	424	428	431	436
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	34.8	34.9	35.2	35.4	35.7
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	12.07	12.12	12.15	12.18	12.22
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	42.4	42.6	42.8	43.0	43.3
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	12.73	12.78	12.81	12.84	12.87

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

## MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1134×30 mm (93.86×44.65×1.18 inches)
Weight	33.7 kg (74.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

## TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub>	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>	0.04%/°C

## MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	35A

## WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

## PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 36 pieces
Modules per 40' container: 720 pieces



## 2. ESTRUCTURA SOLAR



# SOLARFIX

*Mejora bifacial*

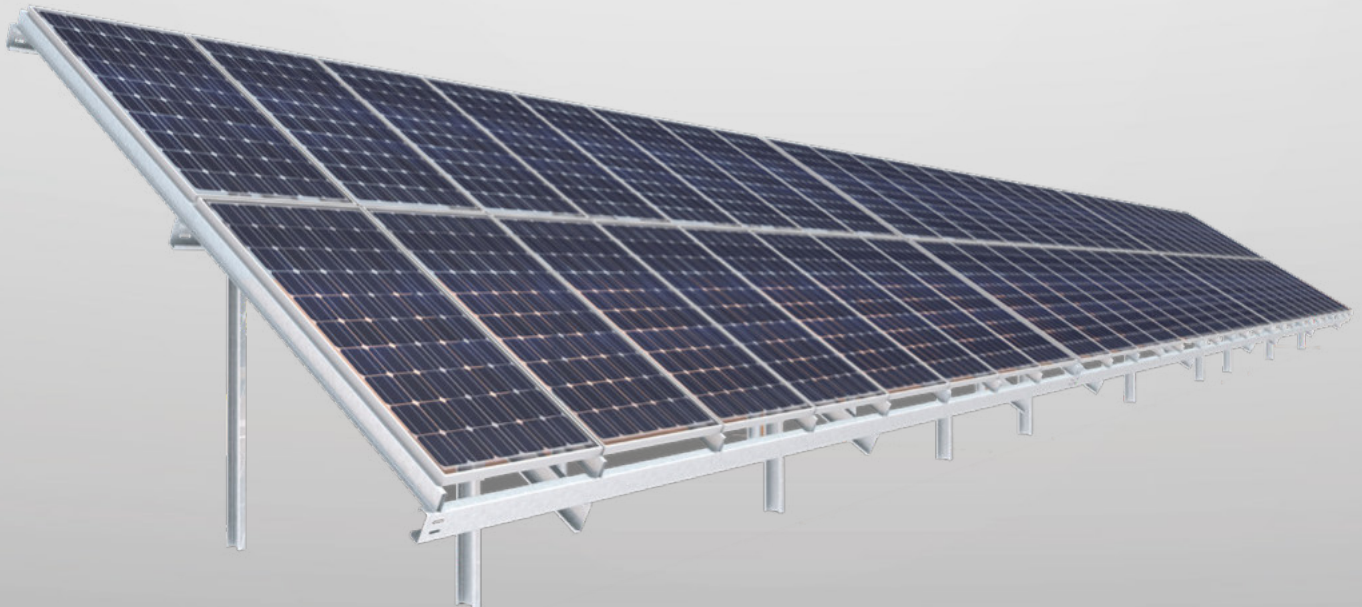


[pvhardware.com](http://pvhardware.com)



## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

<b>Coeficiente de ocupación de suelo de la estructura</b>	<i>30-50%, dependiendo de la configuración</i>
<b>Tipos de módulos</b>	<i>Todos los módulos disponibles del mercado (capa fina y bifacial incluidos)</i>
<b>Grado de inclinación del terreno</b>	<i>N-S: ilimitado, E-O: hasta 14%</i>
<b>Adaptabilidad del módulo</b>	<i>100%</i>
<b>Montaje del módulo</b>	<i>Montaje directo sobre la correa</i>
<b>Materiales de la estructura</b>	<i>Magnelis y Acero galvanizado en caliente por ASTM A123 o ISO 1461</i>
<b>Carga de viento permitida</b>	<i>Estructura adaptada a las condiciones específicas del lugar hasta 120 mph / 193 km/h</i>
<b>Conexión a tierra</b>	<i>Cimentado por medio de equipos de fijación a tierra estriado</i>
<b>Fabricación en el emplazamiento</b>	<i>No</i>
<b>Formación y puesta en marcha en el emplazamiento</b>	<i>Sí</i>
<b>Garantías estándar</b>	<i>Estructura: 25 años</i>
<b>Adaptación estructural a códigos locales</b>	<i>Verificado/certificado por empresas de ingeniería externas especializadas en estructuras solares (si se requiere)</i>



### 3. INVERSOR

# SG125HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

NEW



## HIGH YIELD

- 6 MPPTs with max. efficiency 99%
- Compatible with bifacial module
- Built-in anti-PID and PID recovery function



## SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Smart IV curve diagnosis\*
- Fuse free design with smart string current monitoring



## SAVED INVESTMENT

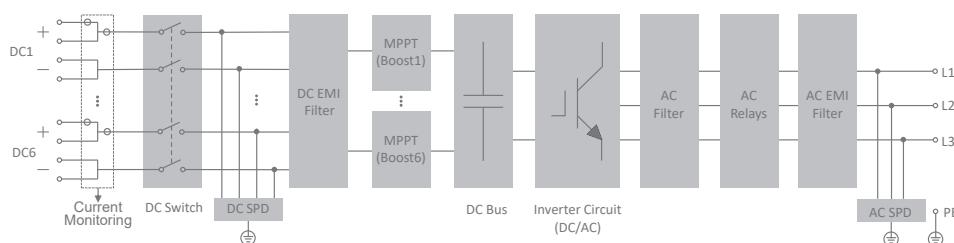
- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Power line communication (PLC)
- Q at night function



## PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 protection
- DC type II SPD and AC type I + II SPD
- Compliant with global safety and grid code

## CIRCUIT DIAGRAM





Type designation	SG125HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Start-up input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	6
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current per MPPT	30 A
Max. DC short-circuit current per MPPT	50 A
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	125kVA @ 40 °C / 113.6kVA @ 50 °C
Max. AC output current	90.2 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880 V
Nominal grid f requency / Grid f requency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / AC connection	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency	99.0 % / 98.7 %
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night	Yes
PID protection	Anti-PID and PID recovery
Surge protection	DC Type II / AC Type I + II
Arc fault circuit interrupter (AFCI)	Optional
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	916*690*340 mm
Weight	75 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 7 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	H4 PLUS (Max. 6 mm <sup>2</sup> , optional 10 mm <sup>2</sup> )
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 150 mm <sup>2</sup> )
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, EN 50549-2, P.O.12.2, G99, VDE 0126-1-1/A1:VFR2019
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

\*: Only compatible with Sungrow Logger, EyeM4 and iSolarCloud



## 4. ENVOLVENTE DE HORMIGÓN

PFU5: CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

PFU7: CENTRO DE SECCIONAMIENTO



Centros de Transformación MT/BT  
para Soluciones de Redes de Distribución

**pfu**

Envolvente de hormigón para  
Centros de Transformación

Hasta 40.5 kV, 1000 kVA

Normas IEC

Reliable innovation. Personal solutions.

## Prólogo

Tras décadas de producción de diferentes tipos de centros de transformación, en 1991 **Ormazabal** desarrolló el **pfu**, su primera envolvente monobloque de hormigón para centros de transformación.

Desde entonces el **pfu** ha evolucionado hacia una gama más amplia con configuraciones flexibles para diferentes esquemas de distribución de MT y con una gran variedad de acabados superficiales.

Los edificios **pfu** consisten en una envolvente monobloque industrializada para **Centros de Transformación Ormazabal** de superficie y maniobra interior hasta 40,5 kV.

El **pfu** se usa en numerosas Soluciones de Redes de Distribución (DNS) para compañía eléctrica (generación convencional, distribución pública, Smart grids...), usuarios finales de energía eléctrica (infraestructuras, industria, terciario) y energías renovables (parques eólicos y plantas solares fotovoltaicas). En la actualidad más de 22.000 **pfus** han sido instalados en más de 15 países.

## Seguridad

- » Misma superficie equipotencial en toda la estructura: pared, suelo y cubierta.
- » Delimitación del transformador mediante defensa de seguridad
- » Fosos de recogida de dieléctrico líquido
- » Puerta frontal individual para cada transformador
- » Separación física opcional entre las celdas de la compañía eléctrica y las del cliente
- » Elementos de protección cortafuegos adicionales: lecho de guijarros
- » Opcional: Ensayos de arco interno y sísmicos

## Fiabilidad

- » Calidad uniforme industrializada
- » Totalmente montado y ensayado en fábrica, bajo procesos controlados
- » Instalación sencilla y rápida, optimizando tiempos y costes
- » Protección contra fuertes impactos externos

## Eficiencia

- » Aparamento instalable desde fábrica
- » Ventilación: circulación natural de aire (clase 10)
- » Entrada/salida de cables de MT y BT a través de orificios semiperforados en la base (frontal-lateral)
- » Entrada auxiliar de acometida de BT en fachada

## Sostenibilidad

- » Larga vida útil frente a condiciones ambientales agresivas
- » Reducción en consumo de energía y emisiones durante la fabricación
- » Investigación en las propiedades mecánicas y durabilidad del hormigón

## Innovación continua

- » Ensayos y modelización de ventilación optimizada con transformadores Ormazabal.
- » Gran capacidad de integración estética en el entorno
- » Soluciones prefabricadas disponibles según EN 62271-202
- » Compatible con el resto de la amplia gama de centros **Ormazabal**

## Datos técnicos

### Centros de transformación Ormazabal en envolventes pfu:

- » Envolvente monobloque **pfu** (base y paredes) más cubierta amovible
- » Aparamento de MT con aislamiento integral en gas: Sistema **cgmcosmos** (hasta 24 kV) y sistema **cgmm.3** (hasta 40,5 kV)
- » Hasta 2 Transformadores de distribución de MT/ BT de llenado integral en dieléctrico líquido de hasta 40,5 kV y 1000 kVA<sup>(1)</sup> de potencia unitaria
- » Aparamento de BT: Cuadro/s de Baja Tensión de hasta 8 salidas por cuadro
- » Unidades de protección, control y medida (telemando, telemedida, control integrado, telegestión, etc.) de **Ormazabal**
- » Interconexiones directas por cable MT y BT
- » Circuito de puesta a tierra
- » Circuito de alumbrado y servicios auxiliares

<sup>(1)</sup> Para otros valores, por favor, consultar a **Ormazabal**

### Configuraciones eléctricas tipo

pfu.3	2l+ 1p + 1 transformador + 1cbt
pfu.4	3l + 1v + 1 transformador + 1cbt
pfu.5	2l + 1S + 1p + 1m + 1 tr + 1cbt
	2l + 2p + 2 transformadores + 2cbt
	3l + 2p + 2 transformadores + 2cbt
	3l + 1r + 1p + 1m + 1 tr + 1cbt
	1l + 1v + 1m + 2p + 2 tr + 2cbt
pfu.7	6l + 2p + 2 tr + 2 cbt (24 kv)
	3l + 1r + 1v + 1m + 2p + 2 tr + 2 cbt
	3l + 1r + 1v + 1m + 2p + 1 tr + 1 cbt

Nota: Para otras configuraciones, consultar Ormazabal

Donde:

l = Función de Línea  
p = Función de Protección con Fusibles  
v = Función de Prot. con Int. Autom. de Vacío  
s = Función de Interruptor Pasante  
r = Función de remonte  
m = Función de Medida  
cbt = Cuadro de Baja Tensión  
tr = Transformador

### Dimensiones exteriores y pesos

		pfu.3	pfu.4	pfu.5	pfu.7
Longitud	[mm]	3280	4460	6080	8080
Anchura	[mm]	2380	2380	2380	2380
Altura	[mm]	3045	3045	3045	3250
Altura visible	[mm]	2585	2585	2585	2790
Peso*	[kg]	10545	13465	17460	29090

(\*)Peso del edificio vacío con cubierta estándar y ventilación para 1000 kVA

Opcional: Cubierta sobreelevada para 36-40,5 kV

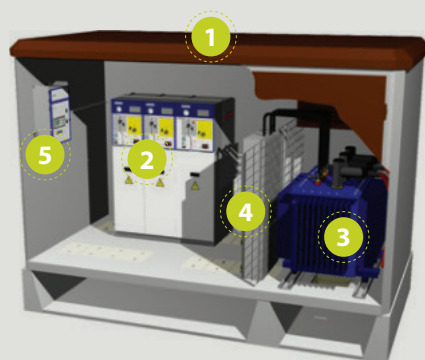
(Altura estándar +195 mm), no aplicable a **pfu.7**

Dimensiones puerta de acceso peatonal: 900 (24 kV) /1100

(36-40,5 kV) x 2100 mm

Dimensiones puerta de transformadores: 1260 x 2100 mm

## Diseño



- 1 Envolvente **pfu**
- 2 Aparamento de MT:
  - 2a **cgmcosmos** hasta 24 kV
  - 2b **cgmm.3** hasta 40.5 kV
- 3 Transformador(es): Hasta 2 x1000 kVA
- 4 Cuadro de baja tensión
- 5 Unidades de protección, control y medida

## Familia

### pfu.3



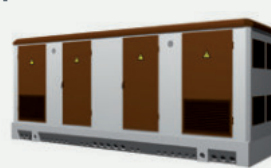
### pfu.4



### pfu.5



### pfu.7





5. CUADRO DE BT

3

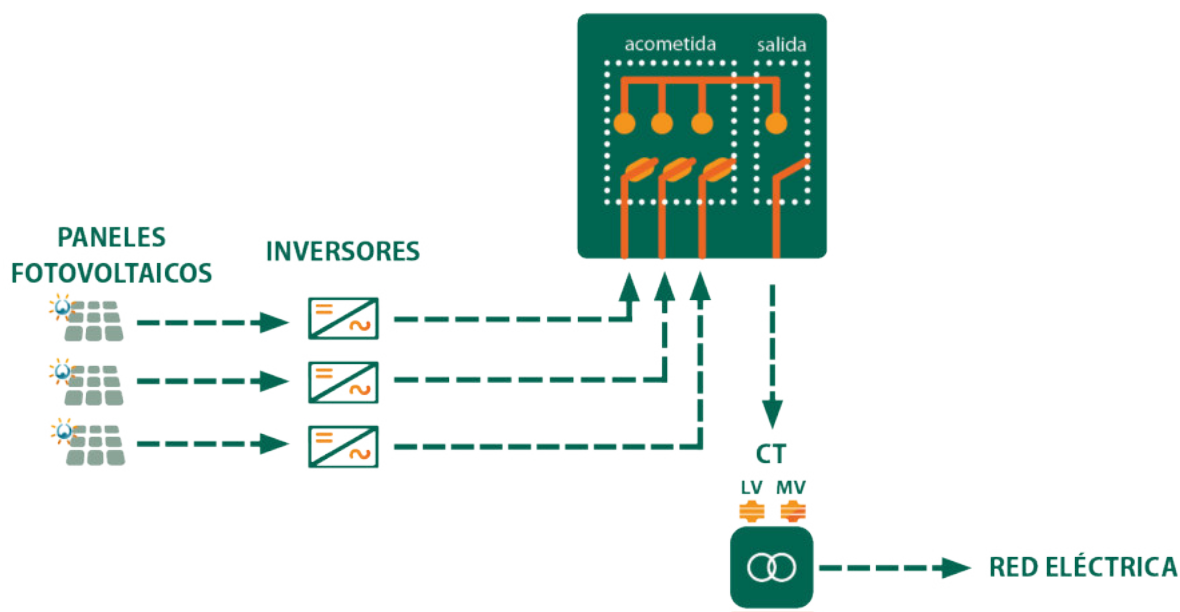
## Cuadros de agrupación de fotovoltaica



Con el desarrollo y lanzamiento de los nuevos inversores de string, las plantas e instalaciones fotovoltaicas distribuyen la energía en redes de alterna, frente a las tradicionales de continua.

Pronutec ha desarrollado producto y soluciones para dichas redes de fotovoltaica en alterna.

### CUADROS DE DISTRIBUCIÓN



Pronutec presenta sus nuevos cuadros para la agrupación de inversores de string en alterna, con tensiones desde 400 V hasta los 800 V en AC, tanto en instalaciones de interior como de exterior y con una amplia gama en amperajes, número de entradas, diferentes dispositivos de corte, protección contra sobretensiones y servicios auxiliares.

Estos cuadros son los que se conectan al transformador situado en el CT. Los CBT reciben los cables de entrada de los inversores, a través de las BTVC NH 00/1/3. Dichas BTVC están ensayadas y son capaces de trabajar en tensiones hasta 800 Vac.



### ► Cuadro de 6/12 entradas inferiores - Salida Superior



- Cuadro de agrupación de inversores para interior.
- Envolvente metálica.
- Entrada inferior | 6 con bases BTVC NH 1/3.  
12 con bases BTVC NH 00.
- Salida superior mediante interruptor de corte en carga Telergon:  
Hasta 1250 A para 800 V en AC.  
Hasta 1600 A para 400/500/690 V.
- IP20.
- Fabricado según la norma IEC-61439.

### ► Cuadro con 10/20 entradas inferiores - Salida Superior



- Cuadro de agrupación de inversores para interior.
- Envolvente metálica.
- Entrada inferior | 20 con bases BTVC NH 00  
10 con bases BTVC NH 1/3.
- Salida superior mediante interruptor automático / interruptor de corte en carga:  
Hasta 2500 A para 800 V en AC.  
Hasta 3150 A para 400/500/690 V.
- IP20.
- Fabricado según la norma IEC-61439.

*Los modelos con amperajes superiores o iguales a 2000 A son ampliables.*

### ► Armario 6/12 entradas inferiores - Salida superior/trasera



- Cuadro de agrupación de inversores para exterior.
- Envoltente poliéster.
- Entrada inferior | 6 con bases BTVC NH 1/3.  
12 con bases BTVC NH 00.
- Salida superior/trasera mediante interruptor de corte en carga Telergon:  
Hasta 1000 A para 800 V en AC.  
Hasta 1250 A para 400/500/690 V.
- IP55.
- Fabricado según la norma UNE-EN-61439-5.

### ► Armario 5 entradas inferiores - Salida inferior



- Cuadro de agrupación de inversores para exterior.
- Envoltente poliéster.
- Entrada inferior | 5 con bases BTVC NH 1/3.  
10 con bases BTVC NH 00.
- Salida superior mediante interruptor de corte en carga Telergon:  
Hasta 1000 A para 800 V en AC.  
Hasta 1250 A para 400/500/690 V.
- IP54.
- Fabricado según la norma IEC-61439-5.

### ► CBT Metálico 6/12 entradas inferiores - Salida superior/trasera



- Cuadro de agrupación de inversores para exterior.
- Envoltente metálica.
- Entrada inferior | 6 con bases BTVC NH 1/3.  
12 con bases BTVC NH 00.
- Salida superior/trasera mediante interruptor de corte en carga Telergon:  
Hasta 1250 A para 800 V en AC.  
Hasta 1600 A para 400/500/690 V.
- IP55.
- Fabricado según la norma UNE-EN 61439.

*Los modelos con amperajes superiores o iguales a 2000 A son ampliables.*



## ► DATOS TÉCNICOS

			INTERIOR		EXTERIOR			
			Modelo 1. 6 entradas Salida Superior	Modelo 2. 20 entradas Salida Superior	Modelo 3. Armario Salida Trasera	Modelo 4. Armario Salida Inferior	Modelo 5. CBT Metálico Salida Trasera	
Características eléctricas	Tensión asignada de empleo	U <sub>e</sub> (V)	400/500/ 690/800 Vac	400/500/ 690/800 Vac	400/500/ 690/800 Vac	400/500/ 690/800 Vac	400/500/ 690/800 Vac	
	Intensidad asignada de empleo	I <sub>e</sub> (A)	1600/1600/ 1600/1250 A	3150/3150/ 3150/2500 A	1250/1250/ 1250/1000 A	1250/1250/ 1250/1000 A	1600/1600/ 1600/1250 A	
	Corriente asignada de corta duración admisible 1 segundo	(kA)	20	80	20	20	20	
	Entradas procedentes de Inversores	NH 1/3 ancho 100 mm	6	8 y 10 ampliable <sup>(*)</sup>	6	5	6	
		NH 00 ancho 50 mm	12	16 y 20 ampliable <sup>(*)</sup>	12	10	12	
	Sección de Cables de Acometida (entradas de inversores)	NH 00	Máx. 185 m²	Máx. 185 m²	Máx. 185 m²	Máx. 185 m²	Máx. 185 m²	
		NH 1/3	Máx. 300 m²	Máx. 300 m²	Máx. 300 m²	Máx. 300 m²	Máx. 300 m²	
	Nº y Sección de Cables de Salida al transformador		mm²	Máximo 4x240 mm²	Máximo 8x240 mm²	Máximo 4x240 mm²	Máximo 4x240 mm²	
	Tensión soportada a frecuencia industrial	Fase-Fase	kV	2,5 kV	2,5 kV	2,5 kV	2,5 kV	2,5 kV
		Fase-Masa		10 kV	10 kV	10 kV	10 kV	10 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo	Fase-Masa	kV	8 kV	8 kV	8 kV	8 kV	8 kV	
Grado de protección	IP		IP2X	IP2X	IP55	IP54	IP55	
	IK		IK08	IK08	IK10	IK10	IK10	

\* Ampliación con cuadro de 6/8 BTVC NH 1/3 o 12/16 BTVC NH 00.



6. TRANSFORMADOR

# Transformadores de distribución secos

## Características técnicas

Características eléctricas										
Potencia Asignada [kVA]	250	400	400	630	630	630	630	1000	1250	1600
Tensión asignada (U <sub>r</sub> )										
Primaria [kV]	20	20	20-15	20	20-15	20-15,4	25	15	20	20
Secundaria en vacío [V]	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420
Grupo de Conexión	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11
Pérdidas en Vacío - P <sub>0</sub> [W]	520	750	862,5	1100	1265	1265	1265	1550	1800	2200
Pérdidas en Carga - P <sub>k</sub> [W]	3800	5500	6050	7600	8360	8360	8360	9000	11000	13000
Impedancia de Cortocircuito (%) a 120°C	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Dimensiones [mm]										
Potencia Asignada [kVA]	250	400	400	630	630	630	630	1000	1250	1600
Largo [mm]	1315	1360	1480	1410	1630	1630	1710	1620	1640	1745
Ancho [mm]	800	800	800	800	800	800	840	800	1000	1000
Alto con ruedas [mm]	1440	1552	1485	1750	1735	1735	2100	1805	2146	2095
Pesos [kg]										
Arrollamientos de Aluminio										
Núcleo ferromagnético de material acero magnético de grano orientado										
Peso núcleo magnético [kg]	740	930	950	1200	1750	1750	1950	1750	1850	2450
Peso conductores [kg]	150	180	190	270	290	290	250	450	750	815
Peso total [kg]	1200	1500	1450	1850	2550	2500	2700	2600	3050	3700





## 7. CELDAS MT

### 7.1. CELDAS DE LÍNEA

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

FUNCIÓN DE LÍNEA			
	CML-12	CML-24	CML-36
<b>Características eléctricas</b>			
Tensión asignada [kV]	12	24	36
Intensidad asignada [A]	400/630	400/630	400/630
Intensidad de corta duración (1 ó 3 s) [kA]	16/20	16/20	16/20
Nivel de aislamiento:			
Frecuencia industrial (1 min)			
a tierra y entre fases [kV]	28	50	70
a la distancia de seccionamiento [kV]	32	60	80
Impulso tipo rayo			
a tierra y entre fases [kV] <sup>CRESTA</sup>	75	125	170
a la distancia de seccionamiento [kV] <sup>CRESTA</sup>	85	145	195
Capacidad de cierre [kA] <sup>CRESTA</sup>	40/50	40/50	40/50
Capacidad de corte			
Corriente principalmente activa [A]	400/630	400/630	400/630
Corriente capacitiva [A]	31,5	31,5	50
Corriente inductiva [A]	16	16	16
Falta a tierra I <sub>CE</sub> [A]	63	63	63
Falta a tierra $\sqrt{3}$ I <sub>CL</sub> [A]	31,5	31,5	31,5
<b>Características físicas</b>			
Ancho [mm]	370	370	420
Alto [mm]	1800 <sup>(1)</sup>	1800 <sup>(1)</sup>	1800 <sup>(1)</sup>
Fondo [mm]	850	850	850
Peso [kg]	135 <sup>(2)</sup>	135 <sup>(2)</sup>	140 <sup>(2)</sup>



(a) Distancia recomendada.  
La disposición de un Módulo de Acometida Lateral (cubre-pasatapas) requiere de 360 mm adicionales.

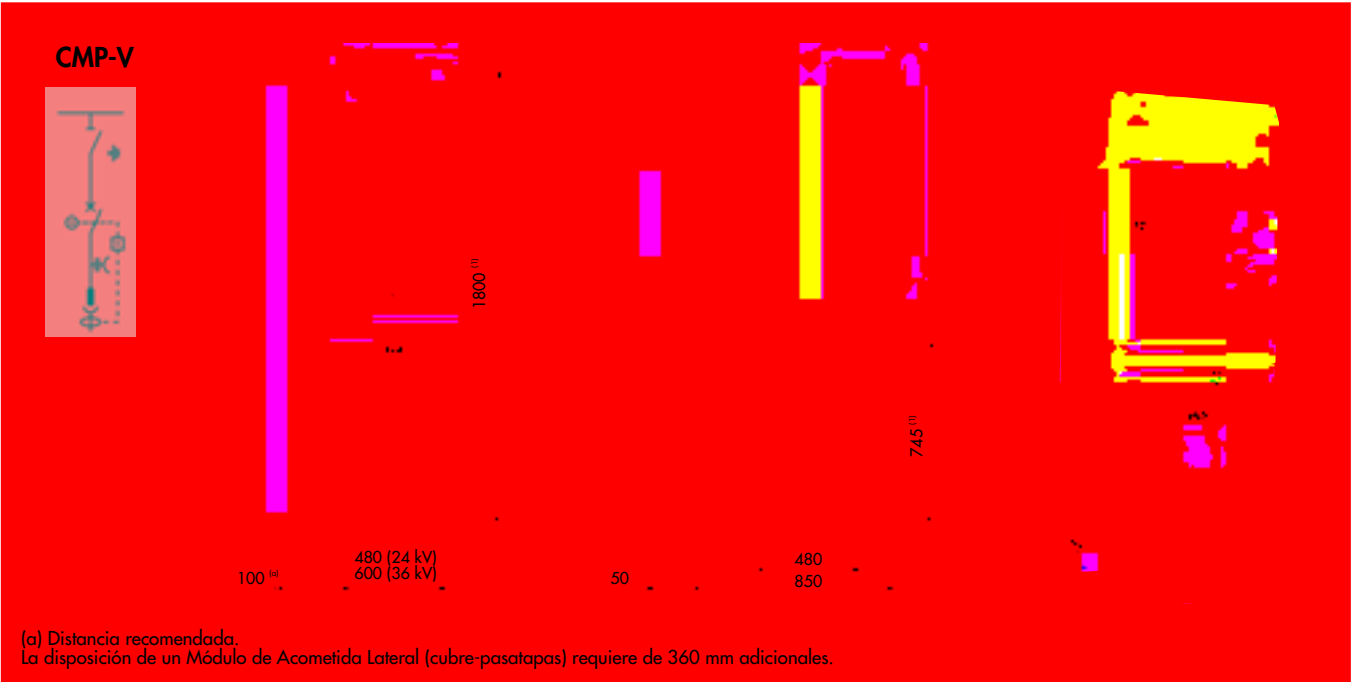
(1) Las celdas incorporan un bastidor que permite la conexión sin necesidad de foso para cables.  
Opcionalmente se pueden suministrar las celdas con un bastidor más bajo.

(2) Para mando motorizado añadir 5 Kg.

## 7.2. CELDAS DE INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

FUNCIÓN DE INTERRUPTOR AUTOMÁTICO			
	CMP-V-12	CMP-V-24	CMP-V-36
<b>Características eléctricas</b>			
Tensión asignada [kV]	12	24	36
Intensidad asignada [A]	400/630	400/630	400/630
Intensidad de corta duración (3 s) [kA]	12,5/16/20	12,5/16/20	12,5/16/20
Capacidad de cierre [kA] <sup>CRESTA</sup>	31/40/50	31/40/50	31/40/50
Capacidad de ruptura [kA]	12,5/16/20	12,5/16/20	12,5/16/20
Nivel de aislamiento:			
Frecuencia industrial (1 min)			
a tierra y entre fases [kV]	28	50	70
a la distancia de seccionamiento [kV]	32	60	80
Impulso tipo rayo			
a tierra y entre fases [kV] <sup>CRESTA</sup>	75	125	170
a la distancia de seccionamiento [kV] <sup>CRESTA</sup>	85	145	195
<b>Características físicas</b>			
Ancho [mm]	480	480	600
Alto [mm]	1800 <sup>(1)</sup>	1800 <sup>(1)</sup>	1800 <sup>(1)</sup>
Fondo [mm]	850	850	850
Peso [kg]	218 <sup>(2)</sup>	218 <sup>(2)</sup>	238 <sup>(2)</sup>



(1) Las celdas incorporan un bastidor que permite la conexión sin necesidad de foso para cables.  
Opcionalmente se pueden suministrar las celdas con un bastidor más bajo.  
(2) Para mando motorizado añadir 10 Kg. Para celdas con **RPGM** añadir 10 Kg.



**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 6**



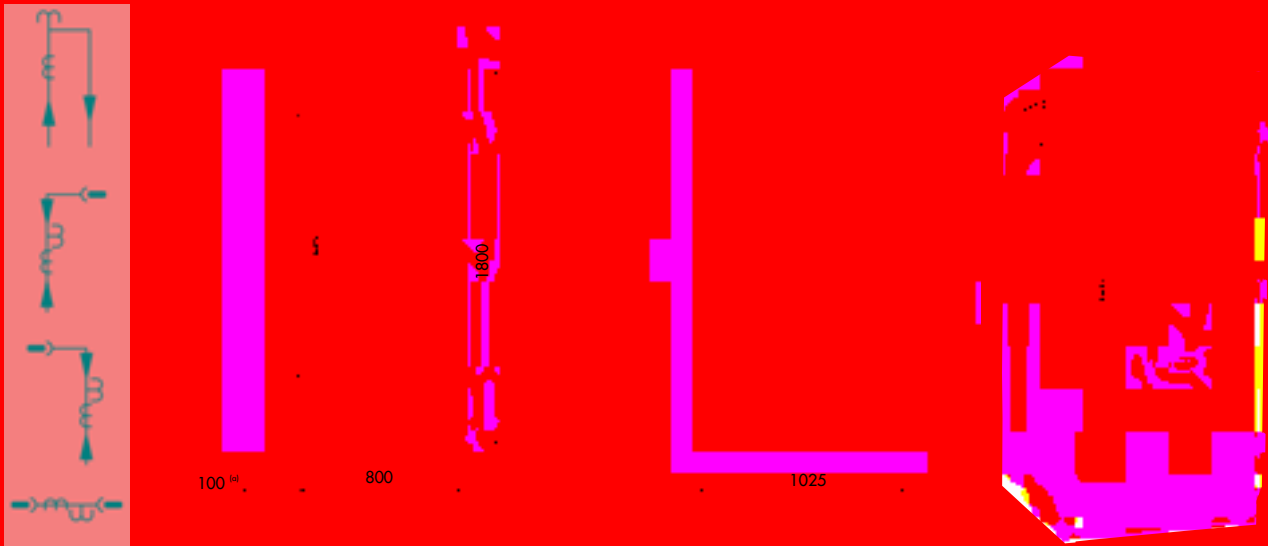
---

### 7.3. CELDAS DE MEDIDA

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

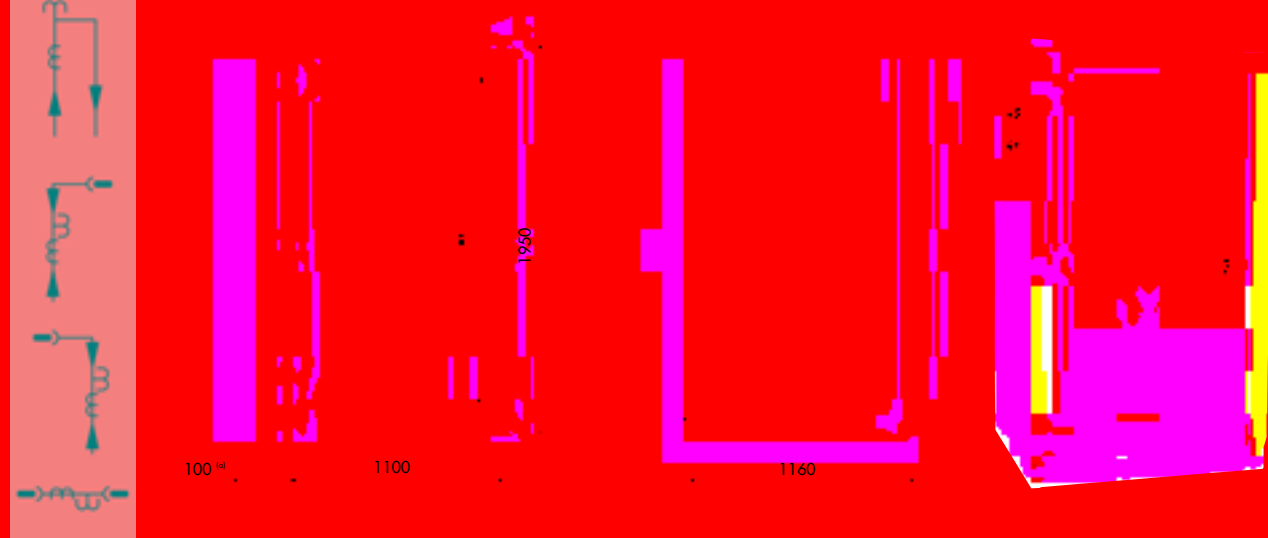
FUNCIÓN DE MEDIDA			
	CMM-12	CMM-24	CMM-36
<b>Características eléctricas</b>			
Tensión asignada [kV]	12	24	36
<b>Características físicas</b>			
Ancho [mm]	800	800	1100
Alto [mm]	1800	1800	1950
Fondo [mm]	1025	1025	1160
Peso [kg]	180 <sup>(1)</sup>	180 <sup>(1)</sup>	290 <sup>(1)</sup>

CMM 12/24 kV



(a) Distancia recomendada.

CMM 36 kV



(a) Distancia recomendada.

(1) Sin incluir los transformadores.

**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 6**

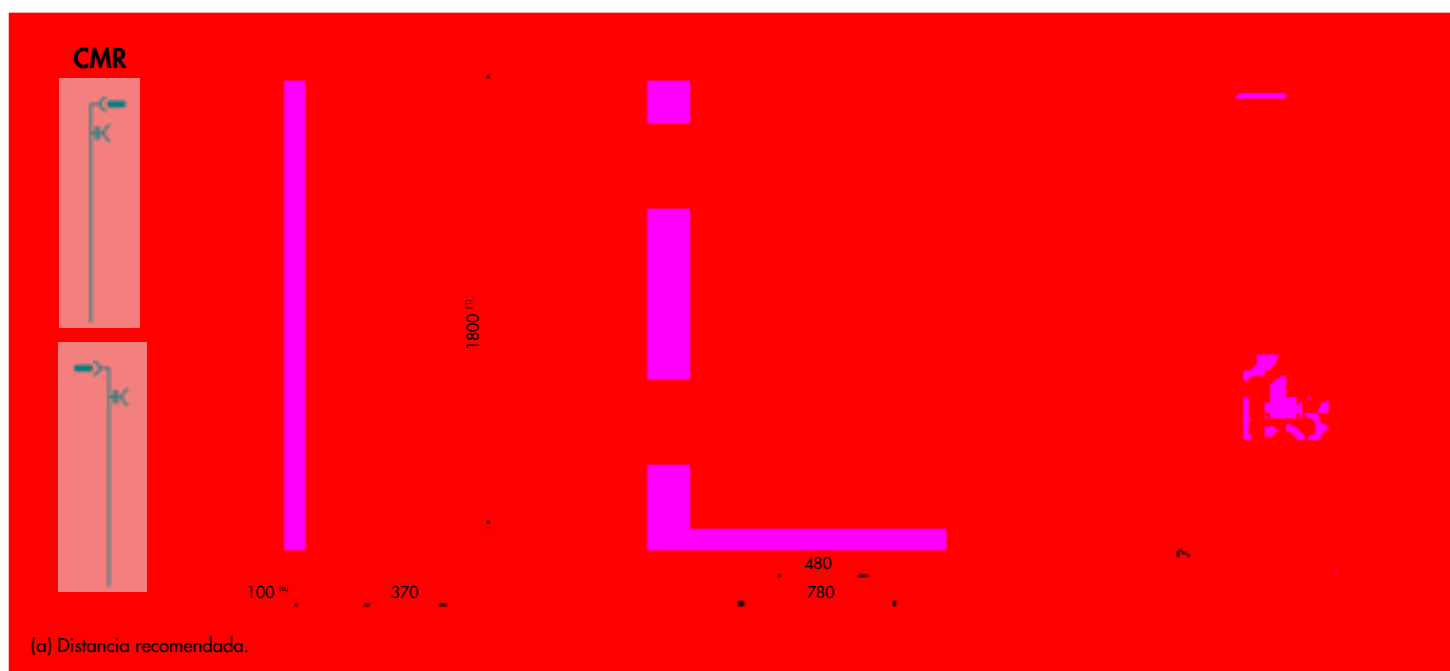


---

## 7.4. CELDAS DE REMONTE

## FUNCIÓN DE REMONTE DE CABLES

	CMR-12	CMR-24	CMR-36
<b>Características eléctricas</b>			
Tensión asignada [kV]	12	24	36
<b>Características físicas</b>			
Ancho [mm]	370	370	370
Alto [mm]	1800 <sup>(1)</sup>	1800 <sup>(1)</sup>	1800 <sup>(1)</sup>
Fondo [mm]	780	780	780
Peso [kg]	42	42	42



(1) Las celdas incorporan un bastidor que permite la conexión sin necesidad de foso para cables. Opcionalmente se pueden suministrar las celdas con un bastidor más bajo.

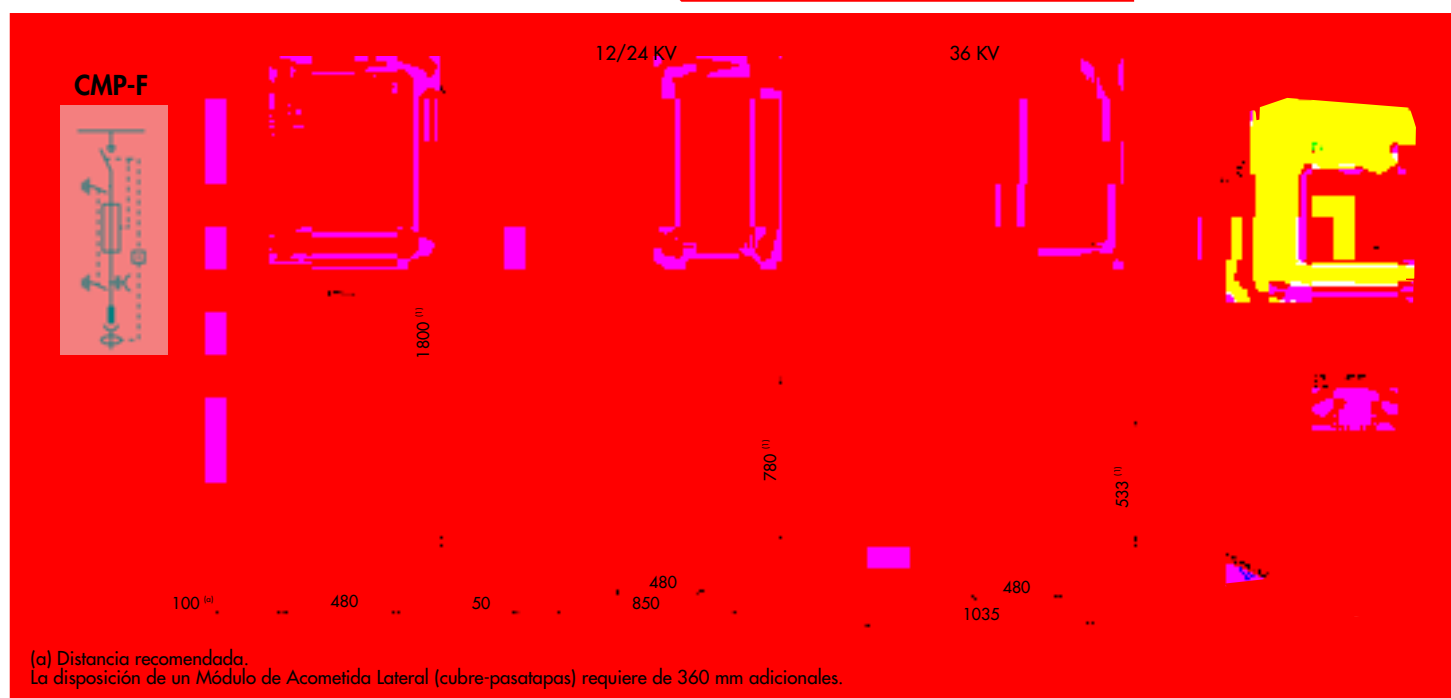
**Proyecto Modificado**  
**Parque Fotovoltaico Cabeceras y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 6**



## 7.5. CELDAS DE SERVICIOS AUXILIARES

**FUNCIÓN DE PROTECCIÓN CON FUSIBLES**

	<b>CMP-F-12</b>	<b>CMP-F-24</b>	<b>CMP-F-36</b>
<b>Características eléctricas</b>			
Tensión asignada [kV]	12	24	36
Intensidad asignada embarrado [A]	400/630	400/630	400/630
Intensidad asignada en la derivación [A]	200	200	200
Intensidad de corta duración embarrado superior (1 ó 3 s) [kA]	16/20	16/20	16/20
Nivel de aislamiento:			
Frecuencia industrial (1 min)			
a tierra y entre fases [kV]	28	50	70
a la distancia de seccionamiento [kV]	32	60	80
Impulso tipo rayo			
a tierra y entre fases [kV] <sub>CRESTA</sub>	75	125	170
a la distancia de seccionamiento [kV] <sub>CRESTA</sub>	85	145	195
Capacidad de cierre [kA] <sub>CRESTA</sub> (antes-después de fusibles)	2,5	2,5	2,5
Capacidad de corte			
Corriente principalmente activa [A]	400/630	400/630	400/630
Corriente capacitiva [A]	31,5	31,5	50
Corriente inductiva [A]	16	16	16
Falta a tierra I <sub>CE</sub> [A]	63	63	63
Falta a tierra $\sqrt{3}$ I <sub>CL</sub> [A]	31,5	31,5	31,5
Capacidad de ruptura combinación interruptor-fusibles [kA]	20	20	20
Corriente de transferencia (UNE-EN 60420) [A]	1500	600	320
<b>Características físicas</b>			
Ancho [mm]	480	480	480
Alto [mm]	1800 <sup>(1)</sup>	1800 <sup>(1)</sup>	1800 <sup>(1)</sup>
Fondo [mm]	850	850	1035
Peso [kg]	200 <sup>(2)</sup>	200 <sup>(2)</sup>	255 <sup>(2)</sup>



(a) Distancia recomendada.

La disposición de un Módulo de Acometida Lateral (cubre-pasatapas) requiere de 360 mm adicionales.

(1) Las celdas incorporan un bastidor que permite la conexión sin necesidad de foso para cables.

Opcionalmente se pueden suministrar las celdas con un bastidor más bajo.

(2) Para celdas RPTA añadir 15 Kg.

# ANEJO 7

## CÁLCULOS DE LA LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN

## ÍNDICE ANEJO 7

1	CÁLCULOS ELÉCTRICOS .....	2
1.1	RESISTENCIA ELÉCTRICA .....	2
1.2	REACTANCIA.....	2
1.3	DENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.....	3
1.4	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE .....	3
1.5	POTENCIA MÁXIMA ADMISIBLE.....	3
1.6	EFFECTO CORONA.....	3
1.7	RESUMEN DE CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	4
2	TENSIÓN MÁXIMA DEL TENDIDO (To) .....	5
3	VANO DE REGULACIÓN.....	5
4	ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES.....	5
5	FLECHA MÁXIMA .....	6
6	DISTANCIAS DE SEGURIDAD .....	8
6.1	Distancia de los conductores al terreno.....	8
6.2	Distancia entre conductores.....	8
6.3	Distancia entre conductores y a partes puestas a tierra .....	9
6.4	Desviación de la cadena de aisladores .....	9
6.5	Resumen y comprobación de distancias .....	10
7	APOYOS .....	12
7.1	Criterios de cálculo.....	12
7.2	Acciones consideradas .....	12
7.3	Resumen de hipótesis.....	16
7.4	Resumen de esfuerzos aplicados .....	19
7.5	Coeficientes de seguridad.....	20
8	CIMENTACIONES.....	22
8.1	Cimentaciones monobloque.....	22
9	AISLAMIENTO Y HERRAJES .....	22
9.1	Aisladores .....	22
9.2	Herrajes y Accesorios .....	23



## 1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Se incluyen a continuación los cálculos eléctricos correspondientes al tramo aéreo de la línea VILLAF\_EUL, a modificar como parte de las infraestructuras de evacuación del PFV "CABECERAS".

La longitud total de la línea a reinstalar es de 0,195 km.

Es de señalar que no se indica la caída de tensión ni la pérdida de potencia del tramo objeto de la reinstalación, por tratarse de parte de una línea que formará parte de una infraestructura existente.

### 1.1 RESISTENCIA ELÉCTRICA

La resistencia de la línea será:

$$R_L = [L(Km) \times R(\Omega / Km)] / n^o$$

donde:

- $L$ : Longitud de la línea en kilómetros
- $R$ : Resistencia eléctrica del conductor a 20°C de temperatura ( $\Omega/Km$ )
- $R_L$ : Resistencia total de la línea ( $\Omega$ )
- $n^o$ : Número de conductores por fase

### 1.2 REACTANCIA

La reactancia kilométrica de la línea se calcula empleando la siguiente fórmula:

$$X = 2 \times \pi \times f \times \left( \frac{\mu}{2 \times n} + 4,605 \times \log(D/r) \right) \times 10^{-4} \Omega/Km$$

donde:

- $X$ : Reactancia aparente en ohmios por kilómetro
- $f$ : Frecuencia de la red en Hz (50)
- $r$ : Radio equivalente del conductor en milímetros
- $D$ : Separación media geométrica entre conductores en milímetros
- $\mu$ : Permeabilidad magnética del conductor. Para conductores de cobre, acero-aluminio y aluminio tiene un valor de 1
- $n^o$ : Número de conductores por fase
- $D$ : La separación media geométrica se calcula como:

$$D = \sqrt[3]{d_{12} \times d_{23} \times d_{13}}$$

### 1.3 DENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

La densidad máxima admisible de un conductor, en régimen permanente, para corriente alterna y frecuencia de 50 Hz, se deduce de la tabla 11 del apartado 4.2 del de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.

Para un conductor de Acero-Aluminio, LA-56 (47-AL1/8-ST1A), de 54,6 mm<sup>2</sup> de sección y configuración 6+1, la densidad de corriente máxima admisible es la siguiente:

$$D_{\text{máx. adm.}} = 3,651 \text{ A/mm}^2$$

### 1.4 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

La corriente máxima que puede circular por nuestro cable LA-56 (47-AL1/8-ST1A) elegido, teniendo en cuenta que tiene una sección de 54,6 mm<sup>2</sup>, es de:

$$I_{\text{máx}} = D_{\text{máx adm.}} \cdot S \cdot n_{\text{conductores/fase}}^0$$

donde:

- $I_{\text{máx}}$ : Intensidad de corriente máxima en A
- $S$ : Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- $D_{\text{máx adm.}}$ : Densidad de corriente máxima soportada por el cable (A/mm<sup>2</sup>)

### 1.5 POTENCIA MÁXIMA ADMISIBLE

La máxima potencia que se puede transportar por esta línea, atendiendo al tipo de conductor usado es de:

$$P_{\text{máx}} = \sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi \cdot I_{\text{máx}}$$

donde:

- $P$ : Potencia en kW
- $V$ : Tensión en kV
- $\cos\varphi$ : Factor de potencia

### 1.6 EFECTO CORONA

El apartado 4.3 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. establece lo siguiente:

*“Será preceptiva la comprobación del comportamiento de los conductores al efecto corona en las líneas de tensión nominal superior a 66 kV. Asimismo, en aquellas líneas de tensión nominal entre 30 kV y 66 kV, ambas inclusive, que puedan quedar próximas al límite inferior de dicho efecto, deberá realizarse la citada comprobación.”*

Atendiendo a este apartado y dado que la línea objeto de este proyecto tiene una tensión nominal de 15 kV (< 30 kV), no se realiza la comprobación.

## 1.7 RESUMEN DE CÁLCULOS ELÉCTRICOS

- Tensión (kV):.....	20
- Resistencia de la Línea ( $\Omega/\text{Km}$ ):.....	0,6129
- Reactancia Inductiva Media ( $\Omega/\text{Km}$ ):.....	0,4035
- Densidad máxima admisible ( $\text{A}/\text{mm}^2$ ):.....	3,651
- Intensidad máxima por conductor – hilo (A): .....	199,35
- Capacidad de transporte (MW): .....	6,21

## 2 TENSIÓN MÁXIMA DEL TENDIDO ( $T_0$ )

La tensión horizontal del conductor en las condiciones iniciales ( $T_0$ ), se realizará teniendo en cuenta las condiciones siguientes:

- Que el coeficiente de seguridad a la rotura sea como mínimo igual a 2,5 en las condiciones atmosféricas que provoquen la máxima tensión de los conductores según apartado 3.2.1 de ITC-LAT 07 del R.L.A.T.
- Que la tensión de trabajo de los conductores a una temperatura media según la Zona (15 °C para Zona A y 10 °C para Zona B o C) sin ninguna sobrecarga, no exceda de un porcentaje de la carga de rotura recomendado. Este fenómeno es el llamado E.D.S. (Every Day Stress).

## 3 VANO DE REGULACIÓN

El vano ideal de regulación, limitado por dos apoyos de amarre, viene dado por:

$$a_r = \frac{\sum \frac{b_i^3}{a_i^2}}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}} \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}}}$$

- $a_r$ : Longitud proyectada del vano de regulación (m)
- $b_i$ : Distancia en línea recta entre los dos puntos de fijación del conductor en el vano i (m)
- $a_i$ : Proyección horizontal de  $b_i$  (m)

## 4 ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES

La “ecuación de cambio de condiciones” permite calcular la componente horizontal de la tensión para unos valores determinados de sobrecarga (que será el peso total del conductor y cadena + sobrecarga de viento o nieve, si existiesen) y temperatura, partiendo de una situación de equilibrio inicial de sobrecarga, temperatura y tensión mecánica. Esta ecuación tiene la forma:

$$T^2 * (T + A) = B$$

$$A = \alpha * (\theta - \theta_0) * S * E - T_0 + \frac{a_r^2}{24} * \frac{P_0^2}{T_0^2} * S * E \quad ; \quad B = \frac{a_r^2 * P^2}{24} * S * E$$

- $a_r$ : Longitud proyectada del vano de regulación (m)
- $T_0$ : Tensión horizontal en las condiciones iniciales (kg)
- $\theta_0$ : Temperatura en las condiciones iniciales (°C)

- $P_o$ : Sobrecarga en las condiciones iniciales según Zona (kg/m)
- $T$ : Tensión horizontal en las condiciones finales (kg)
- $\theta$ : Temperatura en las condiciones finales (°C)
- $P$ : Sobrecarga en las condiciones finales (kg/m)
- $S$ : Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- $E$ : Módulo de elasticidad del conductor (kg/mm<sup>2</sup>)
- $\alpha$ : Coeficiente de dilatación lineal del conductor (m/°C)

Como se señaló anteriormente, la sobrecarga en condiciones finales será:

$$P = P_{cond} + \text{Sobrecarga (hielo o viento)}$$

## 5 FLECHA MÁXIMA

Las flechas que se alcanzan en cada vano se han calculado utilizando la ecuación de Truxá:

$$f = \frac{p * a * b}{8 * T} * \left(1 + \frac{a^2 * p^2}{48 * T^2}\right)$$

- $a$ : Longitud proyectada del vano (m)
- $h$ : Desnivel (m)
- $b$ : Longitud real del vano (m)  $\rightarrow b = \sqrt{a^2 + h^2}$
- $T$ : Componente horizontal de la tensión (kg)
- $p$ : Peso del conductor por metro lineal en las condiciones consideradas (kg/m)

**Proyecto modificado**  
**PFV CABECERAS y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 7**



**TABLA DE TENSIONES Y FLECHAS – CONDUCTOR DE FASE**

VANO	ZONA	Long. Vano (m)	Desnivel de conductores (m)	Vano de Reg. (m)	Tensión máx. (Kg)	EDS (10°C) (%)	CHS (%)	Tensión (Kg) (-10°C+1/2V)	Tensión (Kg) (-10°C+V)	Tensión (Kg) (-15°C+H)	Tensión (Kg) (50°C)	Flecha (m) (50°C)	Tensión (Kg) (15°C+v120)	Flecha (m) (15°C+v120)	Tensión (Kg) (0°C+H)	Flecha (m) (0°C+H)	Flecha (m) (Mín.)	Flecha (m) (Max.)
19-20	B	100	-1,37	100	560	11,53	14,88	357	481	560	122	1,94	401	1,9	507	1,85	0,78	1,94
20-21	B	95	2,2	95	560	11,88	15,65	366	483	560	120	1,77	397	1,73	504	1,68	0,67	1,77

**TABLA DE TENDIDO PARA EL CONDUCTOR DE FASE**

VANO	Long. Vano (m)	Desnivel de conductores (m)	Vano de Reg. (m)	-5°C		-0°C		5°C		10°C		15°C		20°C		25°C		30°C		35°C		40°C		45°C		50°C	
				Tensión (Kg)	Flecha (m)	Tensión (Kg)	Flecha (m)	Tensión (Kg)	Flecha (m)	Tensión (Kg)	Flecha (m)	Tensión (Kg)	Flecha (m)	Tensión (Kg)	Flecha (m)	Tensión (Kg)	Flecha (m)	Tensión (Kg)	Flecha (m)	Tensión (Kg)	Flecha (m)	Tensión (Kg)	Flecha (m)	Tensión (Kg)	Flecha (m)	Tensión (Kg)	Flecha (m)
19-20	100	-1,37	100	249	0,95	227	1,03	209	1,13	193	1,22	179	1,32	167	1,41	156	1,5	148	1,59	140	1,68	133	1,77	127	1,85	122	1,94
20-21	95	2,2	95	261	0,81	237	0,89	217	0,98	198	1,07	183	1,16	169	1,25	158	1,34	148	1,43	140	1,52	132	1,6	126	1,69	120	1,77

## 6 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

### 6.1 Distancia de los conductores al terreno

De acuerdo con el apartado 5.5 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. En todo momento la distancia de los conductores al terreno deberá ser superior a:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el}$$

con un mínimo de 6 m.

Para una tensión de 20 kV, corresponde un valor de  $D_{el}$  de 0,22 m.

Por tanto, se obtiene una distancia mínima de:  $D_{add} + D_{el} = 5,52 \text{ m.} \rightarrow 6 \text{ m.}$

Dado que el trazado de la línea atraviesa una explotación agraria, el tendido del cable se proyecta de modo que la curva catenaria mantenga una distancia al terreno mínima de 7 metros.

### 6.2 Distancia entre conductores

La distancia mínima de los conductores entre sí viene marcada por el artículo 5.4.1 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., esto es:

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp}$$

- $D$ : Separación entre conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos en metros.
- $K$ : Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, que se tomará de la tabla 16 del apartado 5.4.1 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.
- $F$ : Flecha máxima en metros, para las hipótesis según el apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. (m).
- $L$ : Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos  $L = 0$ .
- $D_{pp}$ : Distancia mínima aérea especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Los valores de  $D_{pp}$  se indican en el apartado 5.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., en función de la tensión más elevada de la línea.

En el apartado 6.5 “Resumen y comprobación de distancias” pueden consultarse estas distancias para cada uno de los apoyos.

### 6.3 Distancia entre conductores y a partes puestas a tierra

Según el artículo 5.4.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. la separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos, no será inferior a  $D_{el}$ .

- $D_{el}$ : Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido.  $D_{el}$  puede ser tanto interna, cuando se consideran distancias del conductor a la estructura de la torre, como externa, cuando se considera una distancia del conductor a un obstáculo. Los valores de este parámetro están en la tabla 15 del apartado 5.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.

Para una tensión de 20 kV, le corresponde un valor de  $D_{el}$  de 0,22 m.

La separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a  $D_{el}$ , con un mínimo de 0,2 m.

### 6.4 Desviación de la cadena de aisladores

Se calcula el ángulo de desviación de la cadena de aisladores en los apoyos de alineación, con presión de viento mitad de lo establecido con carácter general, según la ecuación:

$$\operatorname{tg} \gamma = \frac{K_v * d * \left( \frac{a_1 + a_2}{2} \right) + \frac{E_c}{2}}{P \left( \frac{a_1 + a_2}{2} \right) + T_{-t+\frac{v}{2}} * \left( \frac{h_1}{a_1} + \frac{h_2}{a_2} \right) + \frac{P_c}{2}}$$

- $\gamma$ : Ángulo de desviación
- $E_c$ : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores (kg)
- $P_c$ : Peso de cada cadena (kg)
- $a_1$  y  $a_2$ : Longitud proyectada del vano anterior y posterior (m)
- $h_1$  y  $h_2$ : Desnivel de vano anterior y posterior (m).
- $T_{t+v/2}$ : Componente horizontal de la tensión según Zona con sobrecarga  $1/2$  de viento a 120 km/h
- $d$ : Diámetro del conductor (m)
- $P$ : Peso unitario del conductor (kg/m)
- $K_v$ : Presión mitad del viento (kg/m<sup>2</sup>)

Se calculará en el apartado 6.5 “Resumen y comprobación de distancias”.



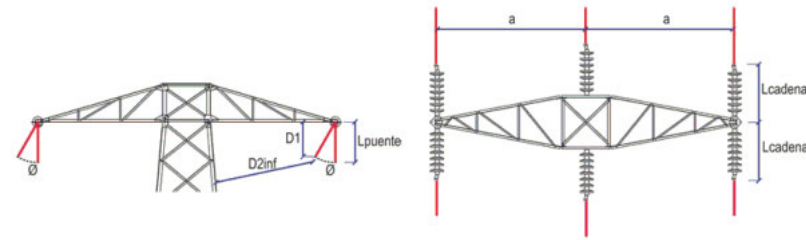
## 6.5 Resumen y comprobación de distancias

Ver tabla "APOYOS DE AMARRE Y ALINEACIÓN – ARMADO T".

**Proyecto modificado**  
**PFV CABECERAS y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 7**



APOYOS DE ALINEACIÓN – ARMADO T																				
Nº APOYO	FUNCIÓN	TIPO	ARMADO	ALTURA ÚTIL (m)	ALTURA ÚTIL conductor seleccionado (m)	Datos armado (m)				Comprobación dist. entre conductores en el apoyo (m)			Comprobación dist. entre conductores en el vano (m)				Comprobación dist. a masa (m)			
						Armado (T)	a	b	h	Dist. f-f min. exigida	Dist. f-f exist.	Dist. f-t exist.	Dist. vano ant. exigida	Dist f-p vano ant. exist.	Dist. vano pos. exigida	Dist f-p vano pos. exist.	L	D1	D2	D3
20	AL-ANC	C-2000-14	T	10,54	10,54	TR	1,75	0,6	---	1,08	2,12	---	1,08	---	1	---	0,6	0,56	1,28	---



AMARRE Y ALINEACIÓN

## 7 APOYOS

### 7.1 Criterios de cálculo

Se calcularán los apoyos estudiando las cargas a las que están sometidos bajo cuatro hipótesis diferentes: Hipótesis de Viento, Hipótesis de Hielo, Hipótesis de Hielo + Viento, Hipótesis de Desequilibrio de fases e Hipótesis de Rotura de conductores. El análisis de tales hipótesis estará condicionado por la función del apoyo y por la Zona en la que se encuentra (en este caso Zona B).

### 7.2 Acciones consideradas

#### 7.2.1 Cargas verticales

**Carga vertical permanente ( $P_{vp}$ ):**

$$P_{vp} = n \cdot \left[ P_{cond} \cdot \left( \frac{a_1 + a_2}{2} \right) + P_{cad} + T \cdot \left( \frac{h_1}{a_1} + \frac{h_2}{a_2} \right) \right] \text{ (kg)}$$

Siendo:

- $a_1$  y  $a_2$ : Longitud proyectada del vano anterior y posterior.
- $P_{cond}$ : Peso propio del conductor.
- $P_{cadl}$ : Peso de la cadena, aisladores más herrajes.
- $n$ : Número de conductores.
- $h_1$  y  $h_2$ : Desnivel del vano anterior y posterior (m).
- $T$ : Tensión máxima del conductor en la hipótesis considerada (Kg).

**Sobrecarga por hielo ( $S_h$ ):**

$$S_h = P_h \cdot \left( \frac{a_1 + a_2}{2} \right) \cdot n$$

- $P_h$ : Sobrecarga de hielo. En Zona B =  $0,18 \cdot \sqrt{d}$  (Kg/m); en Zona C =  $0,36 \cdot \sqrt{d}$  (kg/m). Siendo  $d$  el diámetro del conductor (mm).

## 7.2.2 Cargas horizontales

### Fuerza del viento sobre un apoyo de alineación (F):

$$F = q \cdot d \cdot \left( \frac{a_1 + a_2}{2} \right) \text{ (Kg)}$$

q: Presión del viento sobre el conductor (Kg/m<sup>2</sup>). Siendo  $q = 60 \cdot (V_v/120)^2$  Kg/m<sup>2</sup> cuando  $d \leq 16$  mm y  $50 \cdot (V_v/120)^2$  kg/m<sup>2</sup> cuando  $d \geq 16$  mm.

d: diámetro del conductor en mm.

### Resultante de ángulo (R<sub>a</sub>):

$$R_a = T \cdot 2 \cdot n \cdot \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \text{ (Kg)}$$

Siendo, al igual que antes,  $\alpha$  el ángulo interno que forman los conductores entre sí.

### Desequilibrio de tracciones (D<sub>t</sub>):

Se denomina desequilibrio de tracciones al esfuerzo longitudinal existente en el apoyo, debido a la diferencia de tensiones en los vanos contiguos. Los desequilibrios se consideran como porcentajes de la tensión máxima aplicada a todos los conductores.

$$D_t = \% \cdot T_{\text{máxima}}$$

- Desequilibrio en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de aislamiento de suspensión:

U<sub>n</sub> > 66 kV, 15%, aplicados en los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

U<sub>n</sub> ≤ 66 kV, 8%, distribuidos en el eje a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

- Desequilibrio en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de amarre:

U<sub>n</sub> > 66 kV, 25%, aplicados en los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

U<sub>n</sub> ≤ 66 kV, 15%, distribuidos en el eje a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

- Desequilibrio en apoyos de anclaje:

U<sub>n</sub> > 66 kV, 50%, aplicados en los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

U<sub>n</sub> ≤ 66 kV, 50%, distribuidos en el eje a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

- Desequilibrio en apoyos de fin de línea:  
100% de las tracciones unilaterales de todos los conductores y cables de tierra, considerándose aplicado cada esfuerzo en el punto de fijación del correspondiente conductor o cable de tierra al apoyo. Se deberá tener en cuenta la torsión a que estos esfuerzos pudieran dar lugar.
- Desequilibrios muy pronunciados:  
Deberá analizarse el desequilibrio de tensiones de los conductores en las condiciones más desfavorables de los mismos. Si el resultado de este análisis fuera más desfavorable que los valores fijados anteriormente, se aplicarán estos.
- Desequilibrio en apoyos especiales:  
Desequilibrio más desfavorable que puedan ejercer los conductores. Se aplicarán los esfuerzos en el punto de fijación de los conductores.

#### **Rotura de conductores ( $R_c$ ):**

La rotura de conductores se aplica con un % de la tensión máxima del conductor roto.

$$R_c = \% \cdot T_{m\acute{a}xima}$$

- Rotura de conductores en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de asilamiento de suspensión:  
Rotura de un solo conductor o cable de tierra.  
Esfuerzo de rotura aplicable (% de la tensión del cable roto):  
El 50% en líneas de 1 ó 2 conductores por fase.  
El 75% en líneas de 3 conductores.  
No se considera reducción en líneas de 4 o más conductores por fase.
- Rotura de conductores en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de amarre:  
Rotura de un solo conductor o cable de tierra. Sin reducción alguna en la tensión.
- Rotura de conductores en apoyos de anclaje:  
Esfuerzo de rotura aplicable (% de la tensión total del haz de fase):  
El 100% para líneas con un conductor por fase.  
El 50% para líneas con 2 o más conductores por fase.
- Rotura de conductores en apoyos de fin de línea.  
Se considerará este esfuerzo como en los apoyos de anclaje, pero suponiendo, en el caso de las líneas con haces múltiples, los conductores sometidos a la tensión mecánica que les corresponda, de acuerdo con la hipótesis de carga.

**Proyecto modificado**  
**PFV CABECERAS y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 7**



- Rotura de conductores en apoyos especiales.

Se considerará el esfuerzo que produzca la sollicitación más desfavorable para cualquier elemento del apoyo.

## 7.3 Resumen de hipótesis

### Zona A

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES		
	T	VIENTO  SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No aplica.  *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES		
	T	VIENTO  SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No aplica.  *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES		
	T	VIENTO  SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No aplica.  *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Fin de línea.	V	CARGAS PERMANENTES	No aplica	CARGAS PERMANENTES
	T	VIENTO		No aplica
	L	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES		ROTURA DE CONDUCTORES
Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C.				
V = Esfuerzo vertical		L = Esfuerzo longitudinal		T = Esfuerzo transversal

\*APLICA RESULTANTE DE ÁNGULO EN 3ª Y 4ª HIPÓTESIS

**Proyecto modificado**  
**PFV CABECERAS y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 7**



**Zona B y C**

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo + viento)		
Suspensión de Alineación  o Suspensión de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES (SOMET VIENTO)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h )	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA) CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h ) – CATEGORÍA ESPECIAL	
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	VIENTO A 60 km/h Y HIELO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica.  *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.			DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Amarre de Alineación  o Amarre de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES (SOMET VIENTO)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h )	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA) CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h ) – CATEGORÍA ESPECIAL	
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	VIENTO A 60 km/h Y HIELO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica.  *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.			DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Anclaje de Alineación  o Anclaje de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES (SOMET VIENTO)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA) CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h ) – CATEGORÍA ESPECIAL	
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	VIENTO A 60 km/h Y HIELO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica.  *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.			DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES



**Proyecto modificado**  
**PFV CABECERAS y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 7**



TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo + viento)		
Fin de línea	V	CARGAS PERMANENTES	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h )	No aplica.	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA) CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h ) - CATEGORÍA ESPECIAL
	T	VIENTO	No aplica.	VIENTO A 60 km/h Y HIELO		No aplica.
	L	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES			ROTURA DE CONDUCTORES
V = Esfuerzo vertical			L = Esfuerzo longitudinal		T = Esfuerzo transversal	

\*APLICA RESULTANTE DE ÁNGULO EN 3ª Y 4ª HIPÓTESIS

\*\*1ª Hipótesis: VIENTO A 120 ó 140 km/h Y TEMPERATURA DE -10°C en Zona B y -15°C en Zona C.

## 7.4 Resumen de esfuerzos aplicados

Ver tabla “Esfuerzos aplicados 1ª HIPÓTESIS”.

Ver tabla “Esfuerzos aplicados 2ª HIPÓTESIS”.

Ver tabla “Esfuerzos aplicados 3ª HIPÓTESIS”.

Ver tabla “Esfuerzos aplicados 4ª HIPÓTESIS ROT. FASE”.

**Proyecto modificado**  
**PFV CABECERAS y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 7**



**ESFUERZOS. 1ª HIPÓTESIS (Viento 120 km/h)**

Apoyo	Función Apoyo	Tipo cruceta	Apoyo seleccionado	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES							
				Fase	Protección	Total	Fase (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Esfuerzo	Momento
				(Kg)	(Kg)	(Kg)	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	equivalente (Kg)	torsor (Kg x m)
20	AL-ANC	T	C-2000	17	---	51	83	2	---	---	249	6	255	---

**ESFUERZOS. 2ª HIPÓTESIS (Hielo)**

Apoyo	Función Apoyo	Tipo cruceta	Apoyo seleccionado	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES							
				Fase	Protección	Total	Fase (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Esfuerzo	Momento
				(Kg)	(Kg)	(Kg)	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	equivalente (Kg)	torsor (Kg x m)
20	AL-ANC	T	C-2000	57	---	170	0	0	---	---	0	0	0	---

**ESFUERZOS. 3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio)**

Apoyo	Función Apoyo	Tipo cruceta	Apoyo seleccionado	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES							
				Fase	Protección	Total	Fase (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Esfuerzo	Momento
				(Kg)	(Kg)	(Kg)	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	equivalente (Kg)	torsor (Kg x m)
20	AL-ANC	T	C-2000	57	---	170	0	280	---	---	0	840	840	---

**ESFUERZOS. 4ª HIPÓTESIS FASE**

Apoyo	Func. Apoyo	Tipo cruceta	Apoyo seleccionado	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES											
				Fase	Protección	Total	Fase con rotura (Kg)		Fase sin rotura (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Torsión simple	Torsión compuesta (AN y FL) (Kg)		
				(Kg)	(Kg)	(Kg)	Trans.	Long.	Trans.	Long.	Trans.	Long.	Trans.	Long.	(Kg)	Esf. Útil	Esf. Equiv.	M. Torsor (Kg x m)
20	AL-ANC	T	C-2000	57	---	170	0	560	0	0	0	0	0	560	560	---	---	---

## 7.5 Coeficientes de seguridad

Número apoyo	Func. Apoyo	Tipo de apoyo	Tipo de seguridad	HIPÓTESIS 1ª (Viento 120 Km/h)			
				Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	Momento torsor incidente (Kg x m)	Esfuerzo máximo admisible (Kg)	Coef. Seg.
20	AL-ANC	C-2000	NORMAL	255	---	2100	12,35

**Proyecto Modificado**  
**PFV CABECERAS y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 7**



HIPÓTESIS 2ª (Hielo)							
Número apoyo	Func. Apoyo	Tipo de apoyo	Tipo de seguridad	Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	Momento torsor incidente (Kg x m)	Esfuerzo máximo admisible (Kg)	Coef. Seg.
20	AL-ANC	C-2000	NORMAL	0	---	2100	---

HIPÓTESIS 3ª (Desequilibrio)							
Número apoyo	Func. Apoyo	Tipo de apoyo	Tipo de seguridad	Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	Momento torsor incidente (Kg x m)	Esfuerzo máximo admisible (Kg)	Coef. Seg.
20	AL-ANC	C-2000	NORMAL	840	---	3015	4,31

HIPÓTESIS 4ª (Rotura Fase)									
Número apoyo	Func. Apoyo	Tipo de apoyo	Tipo de seguridad	Torsión simple			Torsión compuesta (AN y FL)		
				Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	Esfuerzo admisible (Kg)	Coef. Seg.	Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	M. torsor incidente (Kg)	Coef. Seg.
30	AL-ANC	C-2000	NORMAL	560	1240	2,66	---	---	---

## 8 CIMENTACIONES

### 8.1 Cimentaciones monobloque

Las cimentaciones de los apoyos con este tipo de cimentaciones estarán constituidas por un monobloque prismático de sección cuadrada de hormigón en masa, de una dosificación de 200 Kg/m<sup>3</sup> y una resistencia mecánica de 200 kg/cm<sup>2</sup>, calculados según todo lo que al respecto se especifica en el apartado 3.6 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y de seguridad en las Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 (R.D. 223/2008, 15 Febrero), por la fórmula de Sulzberger, internacionalmente aceptada.

Cada bloque de cimentación sobresaldrá del terreno, como mínimo 20 cm, formando zócalos, con el objeto de proteger los extremos inferiores de los montantes y sus uniones; dichos zócalos terminarán en punta de diamante para facilitar, así mismo, la evacuación del agua de lluvia.

Las dimensiones serán aquellas que marca la Norma UNE correspondiente, ó en su defecto, los facilitados por el fabricante según el tipo de terreno, definido por el coeficiente de compresibilidad.

## 9 AISLAMIENTO Y HERRAJES

### 9.1 Aisladores

Según establece la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., apartado 3.4, el coeficiente de seguridad mecánico de los aisladores no será inferior a 3. Si la carga de rotura electromecánica mínima garantizada se obtuviese mediante control estadístico en la recepción, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.

$$C_s = \frac{C_{\text{rotura aislador}}}{T_{\text{máx}}} \geq 3$$

En este caso se tienen aisladores tipo CS 70 AB, con lo que coeficiente de seguridad mecánico será:

$$C_s = \frac{7000}{560} = 12,50 \geq 3$$

El aislamiento se realizará mediante aisladores poliméricos de un solo cuerpo, fabricado en silicona. Para la tensión más elevada de 24 kV, la composición de las cadenas es la siguiente:

- Cadenas de amarre: Estarán formadas por grapa de amarre, rótula larga R16P, cuatro (1) aislador CS 70 AB 170/1150 y un grillete normal recto GN. El peso estimado del conjunto es de 15 Kg. Las características del aislador y la composición de las cadenas pueden verse en los planos que se acompañan.

El nivel de aislamiento para la cadena será:

$$1 \times \frac{1150}{24} = 47,91 \text{ mm/kV}$$

Valor aceptable para la zona que atraviesa la línea, para la que se recomienda un nivel de aislamiento entre 16 y 20 mm/kV.

La medida de los vástagos y caperuzas permitirán el montaje de aisladores y herrajes que provengan diferentes fabricantes. Las características y medidas, así como el montaje, se ajustarán a las Normas UNE y CEI de aplicación.

## 9.2 Herrajes y Accesorios

Según establece el apartado 3.3 del de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores y cables de tierra (en caso necesario), o por los aisladores, deberán tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 respecto a su carga mínima de rotura. Cuando la carga mínima de rotura se comprobare sistemáticamente mediante ensayos, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.

Las grapas de amarre del conductor deben soportar una tensión mecánica en el amarre igual o superior al 95% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca su deslizamiento.

- Herrajes de acero forjado y convenientemente galvanizados en caliente para su exposición a la intemperie, de acuerdo a la Norma UNE 21158.
- Grapas de amarre del tipo compresión compuestas por un manguito que se comprime contra el cable, de acuerdo con la Norma UNE 21159.
- Grapas de suspensión del tipo armadas, compuestas por un manguito de neopreno en contacto con el cable y varillas preformadas que suavizan el ángulo de salida del cable.

**Proyecto Modificado**  
**PFV CABECERAS y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 7**



- Antivibradores: En los cables de fase se instalarán uno por conductor y vano hasta 500 metros y dos por conductor y vano en los mayores de 500 metros. Para el cable de tierra (OPGW), en caso de instalarse, se instalarán dos por vano.
- Separadores (sólo en caso de configuraciones (Dx, Tx o Cx): El objetivo del separador es mantener una determinada geometría y distancia entre los conductores de un mismo haz en condiciones de trabajo, sin provocar el deterioro del conductor en las zonas de engrapamiento. Los separadores deben cumplir la Norma IEC 61854.
- Salvapájaros (no aplica en este proyecto): Se instalarán dispositivos salvapájaros de tipo tiras de neopreno en X, de acuerdo a lo establecido en la DIA de la línea. Estos dispositivos se instalarán con la cadencia establecida en la citada DIA, y con ellos se pretende reducir la mortalidad de aves en la línea por colisión.