



HOJA DE CONTROL DE FIRMAS ELECTRÓNICAS



Instituciones

Firma institución:

Firma institución:

Firma institución:

Firma institución:

Ingenieros

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número colegiado/a:

Número colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número colegiado/a:

Número colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número colegiado/a:

Número colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Firma colegiado/a:



PROYECTO PARQUE FOTOVOLTAICO LA HOYA Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Término Municipal de Huesca



En Zaragoza, noviembre de 2021

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 PFV LA HOYA Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DOCUMENTO 1: MEMORIA

Término Municipal de Huesca



En Zaragoza, noviembre de 2021

ÍNDICE

TABLA RESUMEN	4
1 ANTECEDENTES.....	6
2 OBJETO Y ALCANCE	7
3 DATOS DEL PROMOTOR.....	8
4 DECLARACIÓN RESPONSABLE.....	9
5 NORMATIVA DE APLICACIÓN	10
5.1 INSTALACIONES ELÉCTRICAS	10
5.2 OBRA CIVIL.....	11
5.3 SEGURIDAD Y SALUD.....	12
5.4 NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE OBLIGADO CUMPLIMIENTO.....	13
5.5 EQUIPOS.....	14
6 CONEXIÓN A LA RED.....	15
7 UBICACIÓN Y ACCESO.....	16
7.1 UBICACIÓN.....	16
7.2 RUTA DE ACCESO	17
8 PARQUE FOTOVOLTAICO	19
8.1 DESCRIPCIÓN GENERAL	19
8.2 CRITERIOS DE DISEÑO	19
8.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.....	21
8.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.....	21
8.4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	21
8.4.2 SEGUIDOR SOLAR A UN EJE	22
8.4.3 CAJAS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN	23
8.4.4 POWER STATION.....	24
8.4.5 CONTROLADOR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	29
8.4.6 SERVIDOR WEB.....	29
8.5 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	30
8.5.1 CONFIGURACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO.....	30
8.5.2 CIRCUITOS ELÉCTRICOS	32
8.5.3 CABLES DE FIBRA ÓPTICA.....	35
8.5.4 PUESTA A TIERRA.....	35
8.6 OBRA CIVIL.....	37
8.6.1 DESBROCE, LIMPIEZA DEL TERRENO Y GESTIÓN DE LA TIERRA VEGETAL.....	37
8.6.2 MOVIMIENTO DE TIERRAS	37
8.6.3 VIALES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO	39
8.6.4 HINCADO DE LOS SEGUIDORES SOLARES.....	41
8.6.5 CIMENTACIÓN DE POWER STATIONS.....	41
8.6.6 ZANJAS PARA EL CABLEADO.....	42
8.6.7 ARQUETAS.....	43



8.6.8 HITOS DE SEÑALIZACIÓN.....	43
8.7 INSTALACIONES AUXILIARES.....	43
8.7.1 ZONA DE ACOPIO Y MAQUINARIA	44
8.7.2 VALLADO PERIMETRAL	44
8.7.3 SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA.....	44
8.7.4 EDIFICIO DE CONTROL Y MANTENIMIENTO.....	45
8.7.5 PUNTO LIMPIO.....	46
8.7.6 ESTACIÓN METEOROLÓGICA.....	46
9 INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE FOTVOLTAICO LA HOYA	47
9.1 CENTRO DE ENTREGA PFV LA HOYA.....	47
9.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE ENTREGA	47
9.1.2 NIVEL DE AISLAMIENTO	48
9.1.3 INTENSIDAD NOMINAL EN MEDIA TENSIÓN	48
9.1.4 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	48
9.1.5 CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA CIVIL.....	49
9.1.6 INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	49
9.1.7 CELDAS DE DISTRIBUCIÓN.....	49
9.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA 15 kV CENTRO DE ENTREGA PFV LA HOYA – SET PLHUS.....	50
9.2.1 CABLE AISLADO DE POTENCIA	51
9.2.2 TERMINACIONES.....	51
9.2.3 EMPALMES.....	52
9.2.4 PUESTAS A TIERRA	52
9.2.5 CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA.....	52
10 RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS.....	57
11 FASES DEL PROYECTO	58
11.1 ESTUDIO DEL PROYECTO	58
11.2 CONSTRUCCIÓN.....	58
11.3 FUNCIONAMIENTO	58
11.4 DESMANTELAMIENTO	58
12 PLANIFICACIÓN	60
13 CONCLUSIÓN.....	61

TABLA RESUMEN

Tabla 1: Resumen PFV

PARQUE FOTOVOLTAICO LA HOYA	
Datos generales	
Promotor	BARUES RENOVABLES SL CIF B99524100
Término municipal del PFV	Huesca
Capacidad de acceso	10 MW
Potencia inversores (a 40°C)	11,46 MVA
Potencia total módulos fotovoltaicos	13 MWp
Superficie poligonal del PFV	33,23 ha
Superficie vallada del PFV	24,94 ha
Perímetro del vallado del PFV	4,23 km
Ratio ha/MWp	1,92
Radiación	
Índice de radiación MEDIO DIARIO del PFV	4,63 kWh/m ² /día
Índice de radiación ANUAL de la planta en (<i>dato medio diario x 365 días</i>)	1.691 kWh/m ²
Producción energía	
Estimación de la energía eléctrica producida anual	23.290 MWh/año
Producción específica	1.791 kWh/kWp/año
Performance ratio	80,42 %
Datos técnicos	
Número de módulos 670 Wp	19.410
Seguidor solar 1 eje para 60 módulos (1V60)	235
Seguidor solar 1 eje para 30 módulos (1V30)	177
Cajas de seccionamiento y protección (CSP)	52
Inversor 3.820 kVA	3
Power Station 3,82 MVA (Inversor + CT)	3

Tabla 2: Resumen Centro de Entrega

CENTRO DE ENTREGA PFV LA HOYA 15 kV	
Tipo	Aparamenta GIS
Tensión nominal	15 kV _{ef}
Tensión asignada	24 kV _{ef}
Frecuencia nominal	50 Hz
Celdas	
<ul style="list-style-type: none"> - 3 Celdas de línea con interruptor-seccionador. - 1 Celda de medida y cuadro de medida. - 1 Celda de protección con interruptor automático y protecciones. 	

Tabla 3: Resumen Línea de evacuación

LÍNEA SUBTERRÁNEA DE 15 kV CENTRO DE ENTREGA PFV LA HOYA – SET PLHUS	
Tensión nominal	15 kV
Tensión más elevada	17,5 kV
Factor de potencia (cos φ)	0,95
Categoría	Tercera
Frecuencia	50 Hz
Categoría	A
Nº de circuitos	2
Cable	Cable RH5Z1 XLPE 3 x 1 x 400 mm ² Al
Longitud de línea	5.090 m
Longitud de zanja	4.883 m

1 ANTECEDENTES

La sociedad BARUES RENOVABLES S.L. es la promotora del Parque Fotovoltaico (PFV) LA HOYA en el Término Municipal de Huesca (Huesca).

Con fecha 5 de octubre de 2018, la sociedad BARUES RENOVABLES S.L. depositó aval en cumplimiento del artículo 66 bis del RD 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, para la tramitación de las solicitudes de acceso a la Red de Distribución.

La sociedad anteriormente mencionada solicitó punto de conexión para el PFV LA HOYA de 10 MW, obteniendo acceso favorable en SET PLHUS 15 kV por parte ENDESA-DISTRIBUCIÓN con fecha 5 de noviembre de 2018.

Con fecha 8 de febrero de 2019, Red Eléctrica de España emitió informe favorable desde la perspectiva de la red de transporte a dicha conexión.

Continuando con el procedimiento de conexión, con fecha 9 de septiembre de 2019, BARUES RENOVABLES S.L. ha recibido por parte de E-Distribución las Condiciones Técnico – Económicas para la conexión del PFV LA HOYA en la SET PLHUS 15 kV.

El 30 de noviembre de 2020 se presentó la solicitud de Autorización Administrativa Previa del Parque Fotovoltaico LA HOYA y su infraestructura de evacuación ante el Servicio Provincial de Huesca Sección de Energía Eléctrica, proyecto redactado por el ingeniero industrial Pedro Machín Iturria con número de visado VD03855-20A y fecha 19/11/2020.

En esa misma fecha se presentó la Solicitud de Estudio de Impacto Ambiental Simplificada ante el Instituto Aragonés de Gestión Ambiental (INAGA).

Con fecha 18 de diciembre de 2020, el Servicio Provincial de Huesca - Sección de Energía Eléctrica, admitió a trámite de Autorización Administrativa Previa el proyecto de instalación del Parque Fotovoltaico LA HOYA y su infraestructura de evacuación con número de expediente AT-220/2020.

Para dar continuidad a la tramitación de esta instalación de parque fotovoltaico se redacta el presente proyecto.

2 OBJETO Y ALCANCE

El presente proyecto se redacta con objeto de describir la obra civil y las instalaciones eléctricas del **Parque Fotovoltaico LA HOYA y su infraestructura de evacuación**, ubicado en el Término Municipal de Huesca, para tramitar todos los permisos y autorizaciones legalmente necesarios para obtener la Autorización Administrativa Previa y de Construcción.

En este proyecto se modifica con respecto al anteproyecto el número y la potencia de los módulos y de los inversores en base al Real Decreto 1183/2020 y al Código de Red (Orden TED/749/2020) y la Norma Técnica de Supervisión (NTS). De esta forma, el PFV queda constituido por 19.410 módulos fotovoltaicos de 670 Wp cada uno, siendo la potencia total de los módulos de 13.004,70 kWp, quedando redondeada a 13 MWp.

En la parte de obra civil se incluye el acondicionamiento del terreno, el hincado de los seguidores, zanjas eléctricas de baja y media tensión (BT y MT), las cimentaciones de los centros de transformación, los viales del parque fotovoltaico y las instalaciones auxiliares.

En la parte de infraestructura eléctrica se realizará el dimensionado del generador fotovoltaico, así como de los conductores de corriente continua que conectan los módulos fotovoltaicos con las cajas de seccionamiento y protección y llegan hasta los inversores.

Además, también se dimensionarán los conductores de corriente alterna que componen la red subterránea de media tensión. Dicha red transportará la energía generada desde los Centros de Transformación del PFV hasta el Centro de Entrega (CE).

El proyecto incluye el Centro de Entrega y la Línea Subterránea de 15 kV que evacúa la energía generada en el PFV desde el CE hasta la SET PLHUS 15 kV, subestación existente y punto de entrega final de la energía.

3 DATOS DEL PROMOTOR

- Titular: BARUES RENOVABLES S.L.
- CIF: B99524100
- Domicilio a efectos de notificaciones: C/ Argualas nº40, 1ª planta, D, CP 50.012
Zaragoza
- Teléfono: 876 712 891
- Correo electrónico: info@atalaya.eu

4 DECLARACIÓN RESPONSABLE

Don Pedro Machín Iturria, mayor de edad, con DNI 25.462.782-B, con titulación de Ingeniero Industrial y nº de colegiado 2474 del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja y domicilio a efectos de notificaciones en Calle Argualas 40, 1ºD, 50012 de Zaragoza,

DECLARA, bajo su responsabilidad que, en la fecha de elaboración y firma del presente proyecto de PARQUE FOTOVOLTAICO LA HOYA Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN:

- Está en posesión de la titulación indicada.
- Dicha titulación otorga competencia legal suficiente para la elaboración del trabajo profesional indicado.
- Está colegiado con el número y en el colegio profesional indicados.
- No se encuentra inhabilitado para el ejercicio de la profesión.
- Conoce la responsabilidad civil derivada del trabajo profesional indicado.
- El trabajo profesional indicado se ha ejecutado conforme la normativa vigente de aplicación al mismo, que le es de aplicación, a los efectos del cumplimiento de lo establecido en el apartado 1.b) del artículo 53 de la Ley 24/2013, del 26 de diciembre, del Sector eléctrico.

Y para que así conste y produzca los efectos oportunos, expido y suscribo esta Declaración no faltando a la verdad de los datos e informaciones contenidas en la misma.



Zaragoza, noviembre de 2021
Fdo. Pedro Machín Iturria
Ingeniero Industrial
Colegiado Nº 2.474 del COIAR

5 NORMATIVA DE APLICACIÓN

5.1 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.
 - 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.

5.2 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.
- Instrucción de hormigón estructural, Real Decreto 1247/2008, de 18 de Julio (EHE-08).
- 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.

5.3 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 Laborables.
- 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.

5.4 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)).

5.5 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.
- Los seguidores 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*.

6 CONEXIÓN A LA RED

Las infraestructuras de evacuación de energía del PFV LA HOYA son las siguientes:

- CENTRO DE ENTREGA PFV LA HOYA 15 kV
- LÍNEA SUBTERRÁNEA 15 kV CENTRO DE ENTREGA PFV LA HOYA – SET PLHUS
- SET PLHUS 15 kV (existente)

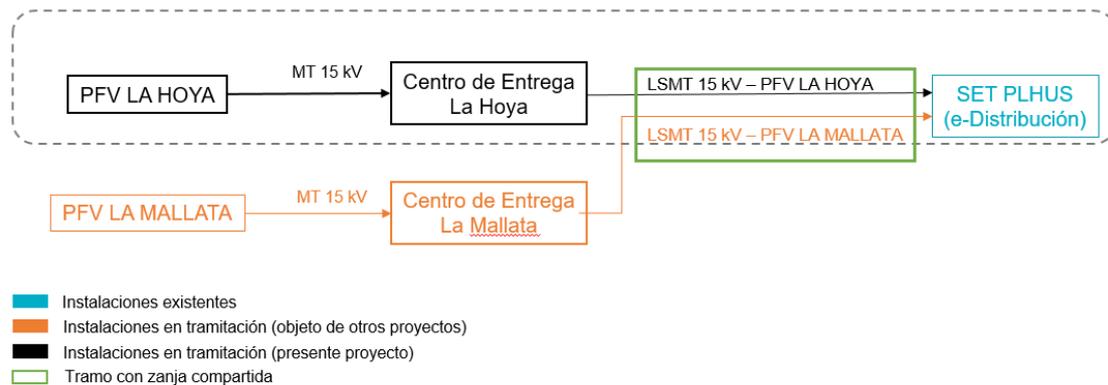


Ilustración 1: Infraestructuras de evacuación

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 (10 MW). Este control se realizará mediante el Power Plant Controller (PPC), ubicado en el Centro de Entrega.

7 UBICACIÓN Y ACCESO

7.1 UBICACIÓN

El PFV LA HOYA está ubicado a unos 460 metros sobre el nivel del mar en el Término Municipal de Huesca, en la provincia de Huesca.

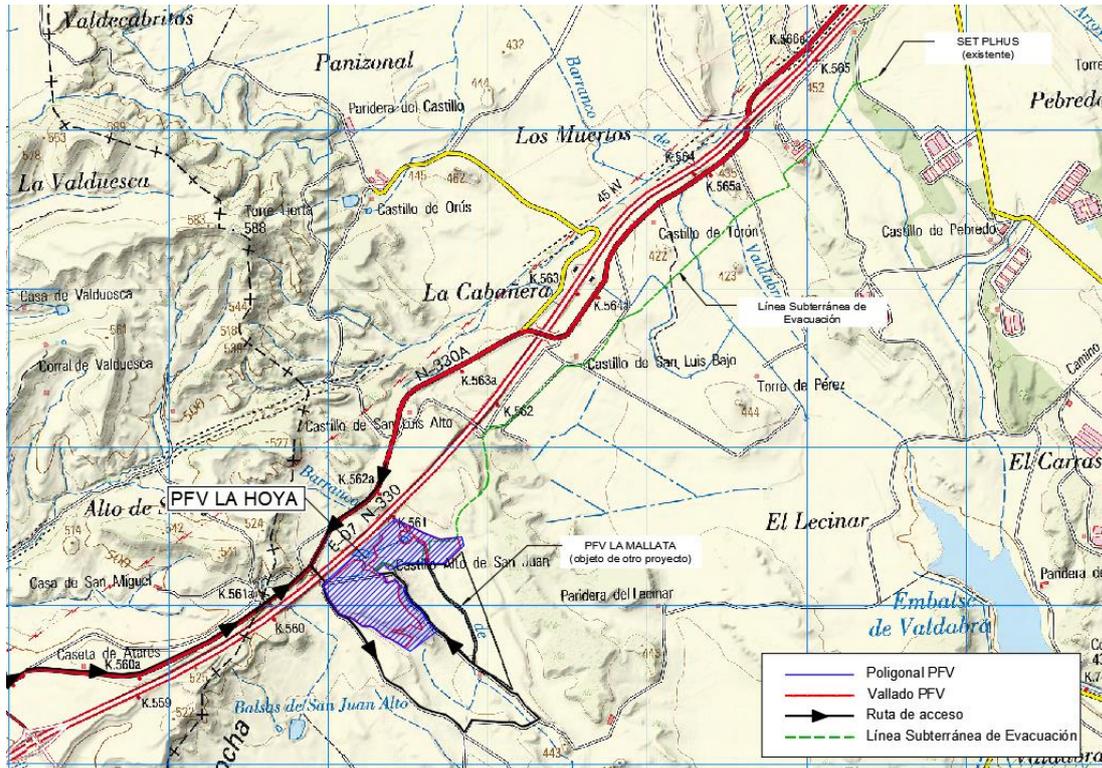


Ilustración 2: Ubicación del PFV

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 4: Dimensiones PFV

Dimensiones PFV	
Superficie poligonal del PFV	33,23 ha
Superficie vallado PFV	24,94 ha
Longitud del vallado del PFV	4,23 km

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 3 donde se muestra la radiación global media para la región peninsular de España.

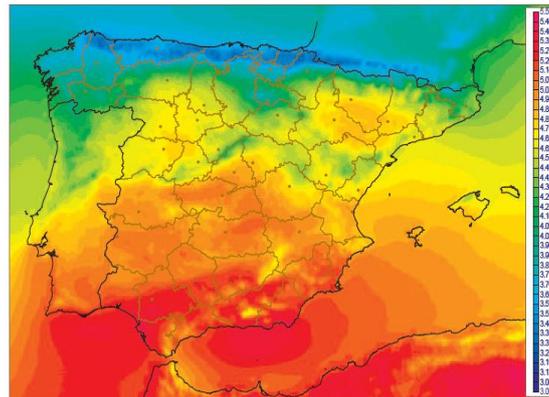


Ilustración 3: Radiación Global media en España [1983-2005] (kWh/m²-día) SIS (CM-SAF).

- 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.

7.2 RUTA DE ACCESO

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.

El PFV está situado en el término municipal de Huesca, próximo a la Autovía Mudéjar A-23/E-7, desde la cual se realiza el acceso.

Se toma la salida 347 de la A-23/E-70 hacia la carretera nacional N-330, la cual se toma en dirección Huesca.

Se continúa por la carretera nacional N-330 en dirección Huesca durante 2,2 kilómetros hasta tomar una salida a la derecha que cruza la autovía A-23/E-70 por un paso subterráneo.



Ilustración 4. Salida desde la N-330 hacia el paso subterráneo que cruza la A-23

Una vez se cruza la autovía por el paso subterráneo se llega a la zona en la que se ubica el PFV.

8 PARQUE FOTOVOLTAICO

8.1 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 19.410 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de 670 Wp, 235 seguidores fotovoltaicos a un eje de 1Vx60 y 177 seguidores fotovoltaicos a un eje de 1Vx30 con pitch de entre 5 y 6 metros, 52 cajas de seccionamiento y protección (CSP) y 3 Power Station (PS) de 3,82 MVA conectadas en dos circuitos eléctricos con el Centro de Entrega mediante una red subterránea a 15 kV.

8.2 CRITERIOS DE DISEÑO

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

1. La distancia entre módulos (pitch):

Se ha optimizado en función de:

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

Se determina un pitch de entre 5 y 6 metros.

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.
 - o 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 a la CSP será menor que el número máximo de entradas que ésta permite:

Se utilizan CSPs con 16, 24 y 32 entradas.

4. El número de CSP que entran al inversor será menor que el número máximo de entradas que éste permite:

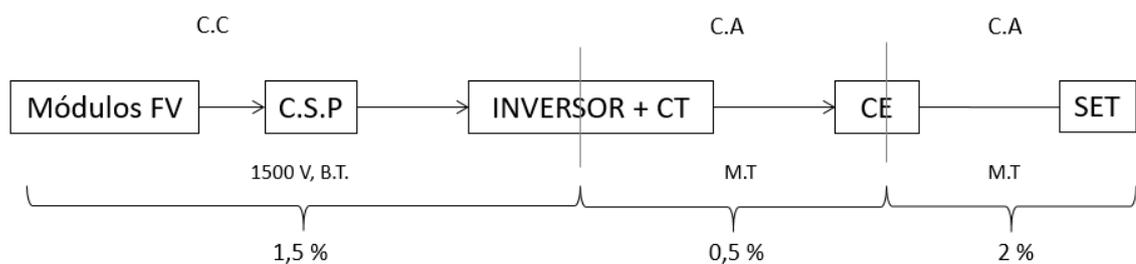
El número máximo de entradas que admiten los inversores es de 40 unipolares o bien 20 en positivo y negativo.

5. La óptima ubicación de las Power Stations:

Se han tenido en cuenta los criterios de:

- Sombras: Para evitar provocar sombras en los módulos, se han ubicado al norte de los mismos. 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.

6. Pérdidas eléctricas:



- En BT continua entre las ramas y los inversores:
 - o Caída tensión < 1,5 %
- En MT alterna entre los inversores y el centro de entrega
 - o Caída tensión < 0,5 %
 - o Pérdidas potencia < 0,5 % de la potencia total instalada
- En MT alterna entre el centro de entrega y la subestación:
 - o Caída tensión < 2 %
 - o Pérdidas potencia < 2 % de la potencia total instalada

7. 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: 30 % de potencia reactiva inductiva y 30 % de potencia reactiva capacitiva), se instala un 14,60 % más de potencia en inversores (11,46 MVA) que la capacidad de acceso del PFV (10 MW). Ver anejo de Cálculos eléctricos para una explicación detallada.

8. 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 (11,46 MVA) es menor que la potencia de los módulos fotovoltaicos (13,00 MWp).

8.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La simulación energética se ha realizado mediante el programa PVSYST. La metodología y los resultados completos del estudio de producción de energía se muestran en el Documento Anejos.

Tabla 5: Energía generada

Energía generada PFV	
Estimación de la energía eléctrica producida anual	23.290 MWh/año
Producción específica	1.791 kWh/kWp/año
Performance ratio	80,42 %

8.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

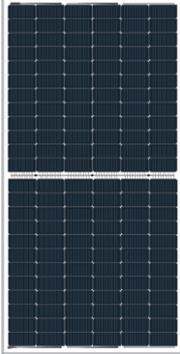
En este apartado se van a describir los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica de generación: los módulos fotovoltaicos, los seguidores de un eje, las cajas de seccionamiento y protección, los inversores, los centros de transformación y el resto de infraestructura necesaria.

8.4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para el presente estudio se consideran módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de 670 Wp de la marca Trina Solar modelo TSM-DE21 Vertex cuyas características técnicas se muestran en la Tabla 6 y en el documento Anejos. Datos proporcionados para condiciones estándar (STC): 1000W/m², 25°C, AM1,5.

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 6: Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Trina Solar

Trina TSM-DE21 Vertex			
Pmax	670 W	Vmpp (0°C)	41,45 V
Vmpp	38,2 V	Vmpp (65 °C)	33,00 V
Impp	17,55 A	Voc (0 °C)	48,98 V
Voc	46,1 V	Voc (65°C)	41,49 V
Isc	18,62 A	Isc (65°C)	18,92 A
Eficiencia	21,6 %	Impp (65°C)	15,16 A
V max sistema	1500 V _{DC}		
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	2384 mm		
Ancho	1303 mm		
Alto	40 mm		
Área	3,11 m ²		
Tamaño de conductor	12 / 4 AWG /mm ²		
Peso del módulo	33,9 kg		

Como se muestra en la Ilustración 5, el fabricante de módulos fotovoltaicos asegura una vida útil de 25 años con una eficiencia de al menos el 84,8 % de su potencia nominal, y una dependencia lineal de la eficiencia con el tiempo.

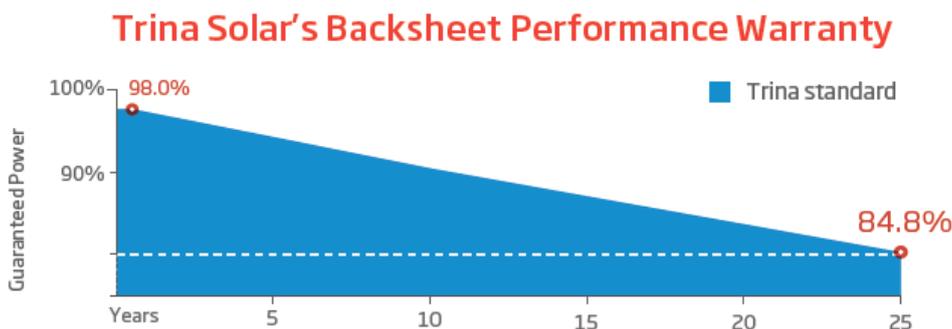


Ilustración 5. Rendimiento y vida útil del módulo fotovoltaico. Fuente: Trina Solar

8.4.2 SEGUIDOR SOLAR A UN EJE

Para el máximo aprovechamiento de la radiación solar, y por tanto para la obtención del mayor rendimiento posible de la instalación, los módulos fotovoltaicos se montarán en estructuras mecánicas de acero que contarán con un sistema de seguimiento solar Este-Oeste mediante un eje Norte-Sur horizontal para seguir el movimiento diario del sol.

La distribución de los seguidores se diseña de forma que el pitch (la distancia entre los ejes de dos filas paralelas de seguidores fotovoltaicos) permita maximizar la radiación solar, evitando sombras y permitiendo la construcción de viales de paso.

Para el presente proyecto se propone utilizar el modelo de seguidor solar a un eje STI-H250 de STI Norland o similar, con una configuración de 60 (1V x 60) y 30 (1V x 30) módulos por seguidor, con un pitch variable en función de la orografía del terreno.

En las zonas en que se supere la pendiente máxima aceptada por el seguidor, se podrá realizar movimiento de tierras para adecuar el terreno a la pendiente permitida.

El control de la orientación de los módulos (rango +/- 55°) se realiza mediante una tarjeta electrónica con microprocesador y algoritmo con cálculos astronómicos con backtracking. Este control permite modificar la orientación de los módulos en caso de viento excesivo u horas de baja iluminación. El sistema de control de los seguidores es a través de Ethernet con transmisión inalámbrica Zigbee.

El seguidor cuenta con un sistema de almacenamiento de energía para el funcionamiento durante horas de baja producción fotovoltaica. La alimentación del sistema motriz se realizará por medio de placa fotovoltaica dedicada instalada en el mismo seguidor.

El seguidor permite cimentaciones de varios tipos como por hincado directo, pre-drilling + hincado, micropilote, pre-drilling + compactado + hincado que lo hacen apto para gran tipo de terrenos. El equipo contará con sensor de inclinación.

8.4.3 CAJAS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN

Para agrupar todos los circuitos de las ramas se han instalado las Cajas de Seccionamiento y Protección (CSP). Su función es adecuar el número de salidas de las ramas al número de entradas de los inversores y optimizar las secciones del cableado en la parte de corriente continua.

El número de CSP conectadas al inversor utilizado dependerá del máximo voltaje e intensidad de entrada admisibles por el mismo. El número máximo de ramas conectadas a cada CSP viene dado por el número de entradas del modelo utilizado: 10, 14, 16, 18, 20 o 24, pudiéndose conectar menos ramas en algunas CSP en caso de que fuese necesario para poder adaptar la potencia requerida por el PFV.

Para la protección de cada una de las ramas de módulos fotovoltaicos se instalan fusibles de tipo gPV de 30A / 1500V. Las cajas deben ser de tipo IP 65, para asegurar

el aislamiento frente a la humedad, al agua y al polvo que producen una progresiva degradación en los circuitos.

Para el parque proyectado se propone el modelo DC-COMBINER BOX de la marca Kaco new Energy GmbH – A Siemens Company o similar (ver Tabla 7). Toda la información se encuentra disponible en el *Documento Anejos*.

Tabla 7: Especificaciones técnicas de las CSPs. Fuente: Kaco New Energy GmbH

Modelo: DC-COMBINER BOX		
Entrada	Voltaje de entrada nominal	< 1.500 V DC
	Corriente de entrada máxima por entrada	15 / 20 / 30 A
	Máxima corriente de cortocircuito	250 / 400 / 500 A
	Número de entradas	10 / 14 / 18 ¹ y 16 / 20 / 24 ²
Salida	Rango de voltaje de salida	0 - 1.500 V DC
	Rango de corriente de salida	0 - 360 A
	Diámetro de cable de salida	Hasta 240 mm ²

8.4.4 POWER STATION

Se propone utilizar una solución integrada que incluye el inversor y el centro de transformación en una misma estación denominada Power Station. La solución propuesta es la estación MV Skid de Power Electronics (o similar). Es una solución Plug & Play que funciona con voltajes de hasta 1.500 V DC y contiene todo el equipamiento necesario para la transformación de la energía generada.

La estación ha sido diseñada para cumplir con los requisitos de plantas de energía fotovoltaica a gran escala. Son instalaciones compactas de exterior fabricadas en acero galvanizado de alta resistencia que contienen los inversores y la aparamenta de media tensión (celda de protección, transformador exterior, tanque de aceite y filtro).

¹ Fusible estándar de 20 A

² Fusible estándar de 30 A



Ilustración 6: Power Station MV Skid. Fuente: Power Electronics

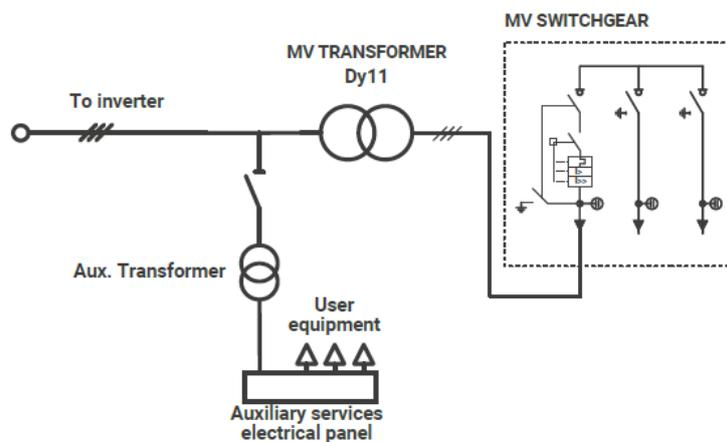


Ilustración 7: Esquema unifilar Power Station MV Skid. Fuente: Power Electronics

La Power Station que se propone utilizar para ajustarse en mejor medida a la potencia de la planta y para cumplir con el Código de Red es la MV Skid de 3,82 MVA, que consta de un inversor y un transformador.

Tabla 8: Descripción general de componentes de la Power Station

Designación	Descripción
Inversor	Inversor fotovoltaico que convierte la corriente directa generada en el campo de módulos fotovoltaicos a CA compatible con la red.
Transformador de MT	Convierte el voltaje de salida del inversor al nivel de voltaje de la red de MT.
Compartimiento de MT	Aparata 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.

8.4.4.1 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 FS3820K HEMK de la marca Power Electronics (o similar), cuyas características técnicas se resumen en la Tabla 9. Este inversor permite hasta 40 entradas de corriente continua en paralelo a las que se conectan las salidas de las C.S.P. 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 40°C.

Tabla 9: Especificaciones técnicas de inversor

Modelo		FS3820K
Salida	Potencia Nominal a 50°C (kVA)	3.545
	Potencia Nominal a 40°C (kVA)	3.820
	Máxima corriente de salida a 40°C (A)	3.674
	Tensión (V_{ac})	600
	Frecuencia (Hz)	50
	Factor de potencia	1
Entrada	Mínima Tensión M_{pp} (V_{dc})	849
	Máxima Tensión M_{pp} (V_{dc})	1.500
	Máxima tensión (V_{dc})	1.500
	Máxima corriente (A)	4.590

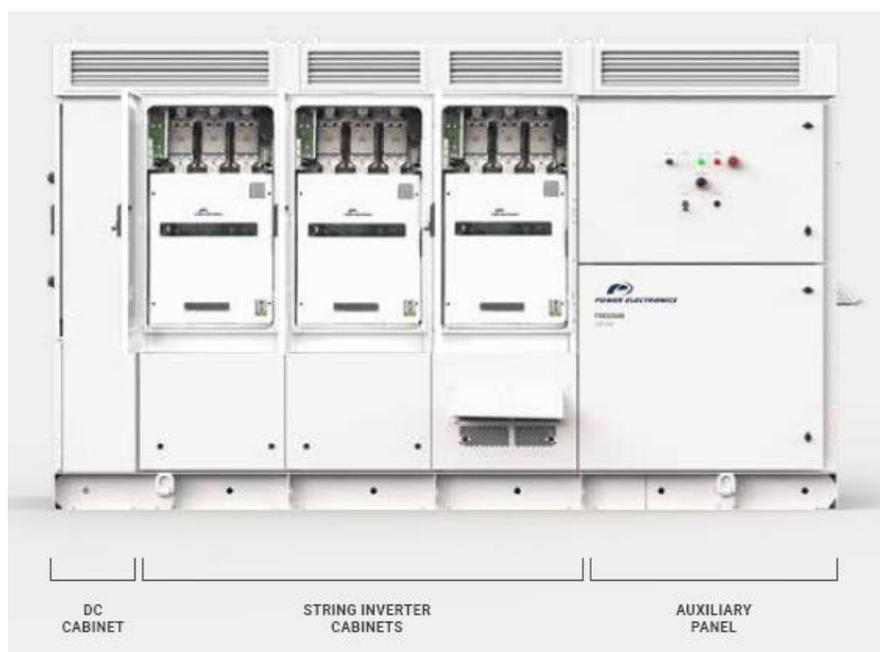


Ilustración 8 Vista General del Inversor. Fuente: Power Electronics

8.4.4.2 Transformadores

A la salida del inversor la tensión se elevará de 600 V a la tensión de los circuitos de media tensión de 15 kV mediante un transformador. El transformador es de tipo seco / aceite con conexión Dy11 con bajos requisitos de mantenimiento y está optimizado para el mejor funcionamiento durante toda la vida útil de la planta.

La conexión eléctrica entre las celdas de MT y el transformador será con cables de 12/20 kV del tipo RHZ1, unipolares, con conductores de sección y material 1 x 150 Al.

La conexión eléctrica en baja tensión entre los inversores y los transformadores de potencia se realizará mediante pletinas de Cu de sección adecuada a la corriente a transportar.

8.4.4.3 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 SF₆ 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:	630 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:	630 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.

8.4.5 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.



Ilustración 9: Controlador de planta FV. Fuente: Power Electronics

8.4.6 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.

8.5 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

8.5.1 CONFIGURACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

El esquema general de conexión de un parque fotovoltaico se puede observar en la Ilustración 10. Los módulos FV agrupados en ramas se conectan a las CSP, las cuales combinan este cableado adaptándolo para poder conectarse a los inversores.

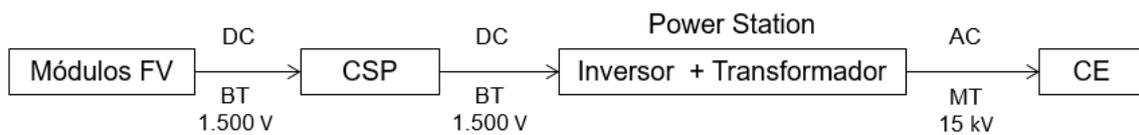


Ilustración 10: Esquema general de conexión del PFV

Para cumplir con los requisitos del Código de Red, se debe sobreinstalar en este PFV un 14,6 % de potencia en inversores.

Por lo tanto, el PFV LA HOYA está compuesto por tres bloques de potencia de 3,82 MVA, sumando un total de 11,46 MVA. La potencia se limitará a la capacidad de acceso del PFV (10 MW) mediante el Power Plant Controller, ubicado en el Centro de Entrega. La potencia total de módulos fotovoltaicos es de 13 MWp.

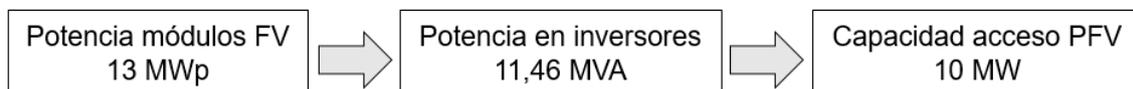


Ilustración 11: Diagrama de potencias del PFV

8.5.1.1 Tramo ramas de módulos FV – CSP

Las ramas están formadas por 30 módulos fotovoltaicos conectados en serie. Los seguidores que sostienen los módulos son de configuración vertical. La configuración de los seguidores es de 1V x 60 o 1V x 30 por lo que cada seguidor contiene una rama de 60 o 30 módulos.

Los cables de baja tensión (BT) para la conexión entre las ramas y las CSP son de cobre de 2 x 1 x 6 mm² de sección de tipo ZZ-F con aislamiento 1,8 kV en continua. Van instalados bajo los seguidores fotovoltaicos hasta uno de los extremos donde bajan a tierra y se entierran en zanjas excepto en los cruces donde van entubados.

8.5.1.2 Tramo CSP – Inversores

Para ajustarse a la potencia pico del parque fotovoltaico de manera exacta, teniendo en cuenta la orografía disponible, se utilizan diferentes tipos de bloques ramas - CSP:

- Bloque ramas – CSP tipo A: 390 (30 x 13) módulos fotovoltaicos de 670 Wp
- Bloque ramas – CSP tipo B: 240 (30 x 8) módulos fotovoltaicos de 670 Wp
- Bloque ramas – CSP tipo C: 210 (30 x 7) módulos fotovoltaicos de 670 Wp

Los cables de BT para la conexión entre las CSP y los inversores serán de aluminio de 2 x 2 x 240 mm² 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.

Tabla 10: Componentes básicos bloques tipo CSP

Características bloques CSP	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Módulos fotovoltaicos 670 Wp	390	360	270	210
Módulos en serie	30			
Ramas en paralelo	13	12	9	7
Cable String – C.S.P.	ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 1 x 6 Cu			
Fusible protección ramas	30 A, 1.500 V			
C.S.P	1			
Cable C.S.P. - Inversor	2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)			
Potencia total módulos fotovoltaicos (kWp)	261,30	241,20	180,90	140,70

8.5.1.3 Bloque 3,82 MVA

La Power Station de 3,82 MVA consta de un centro de transformación 600/15.000V, un inversor trifásico de 3.820 kVA y celdas de media tensión. A la P.S. se conectan 15 CSPs de tipo A y 1 CSP de tipo B o C o 3 de tipo D, que recogen la energía generada por 6.480 o 6.450 módulos fotovoltaicos de 670 Wp respectivamente.

Tabla 11: Componentes básicos para bloque de 3,82 MVA

Características bloque 3,82 MVA	Configuración 1	Configuración 2	Configuración 3
Número de bloques en el PFV	1	1	1
Módulos fotovoltaicos 670 Wp	6.450	6.480	6.480
Módulos en serie	30	30	30
Ramas en paralelo	215	216	216
Bloques C.S.P	16 CSP A + 1 CSP D	15 CSP A + 1 CSP B + 1 CSP C	15 CSP A + 3 CSP D
Cable C.S.P. - Inversor	2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)		
Fusibles protección inversor	400/315/200 A, 1.500 V		
Potencia total módulos fotovoltaicos (kWp)	4.321,50	4.341,60	4.341,60
Potencia en inversores (kVA)	3.820	3.820	3.820

8.5.1.4 PFV La Hoya

Los 10 MW del PFV LA HOYA están conectados en dos circuitos eléctricos, que unen los bloques de potencia hasta llegar al Centro de Entrega de 15 kV:

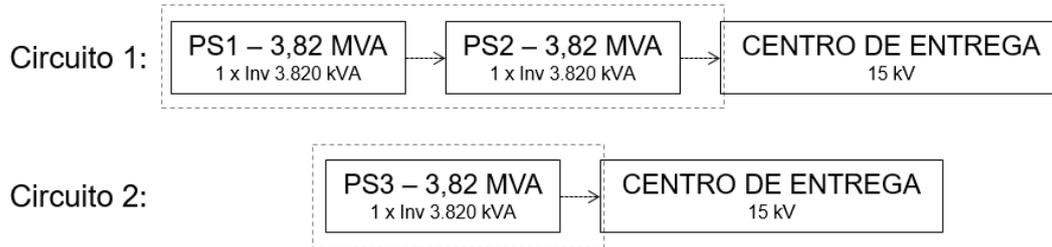


Ilustración 12: Esquema de conexión de la red de MT del PFV

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

Tabla 12: Componentes básicos para Parque Fotovoltaico

Descripción	Cantidad
Módulos fotovoltaicos 670 Wp	19.410
Seguidor solar 1 eje para 60 módulos (1Vx60)	235
Seguidor solar 1 eje para 30 módulos (1Vx30)	177
Bloque CSP Tipo A	46
Bloque CSP Tipo B	1
Bloque CSP Tipo C	1
Bloque CSP Tipo D	4
Inversor 3.820 kVA	3
Power Station 3,82 MVA	3
Bloque 3,82 MVA Configuración 1	1
Bloque 3,82 MVA Configuración 2	1
Bloque 3,82 MVA Configuración 3	1
Capacidad de acceso (MW)	10,00
Potencia en inversores (MVA)	11,46
Potencia total módulos fotovoltaicos (MWp)	13,00

8.5.2 CIRCUITOS ELÉCTRICOS

8.5.2.1 Circuitos de Baja Tensión

Los circuitos de energía eléctrica en BT corresponden a los circuitos de corriente continua desde las ramas de módulos fotovoltaicos hasta las CSP y a los circuitos de corriente continua desde las CSP hasta los inversores.

Los cables de las ramas serán de tipo solar e irán instalados bajo los seguidores fotovoltaicos hasta uno de los extremos donde bajarán a tierra e irán enterrados bajo

tubo hasta las CSP. Serán necesarios para evacuar la energía generada cables de cobre (Cu) 2 x 1 x 6 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 las CSP y el inversor central serán de aluminio (Al) de 2 x 2 x 240 mm² 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.

8.5.2.2 Circuitos de Media Tensión

La energía generada en el parque fotovoltaico se recoge con dos circuitos subterráneos de media tensión (15 kV) pasando por las Power Stations hasta el Centro de Entrega de 15 kV.

Esta red subterránea será en régimen permanente, con corriente alterna trifásica, a 50 Hz de frecuencia y a la tensión nominal de 15 kV.

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada	Intensidad Acumulada	Long km	Nº Ternas	Sección mm ²	I _{max} A	Caída tensión	Pérdida potencia	
		MW	A					%	%	kW
1	PS1 - PS2	3,82	154,8	0,30	1	150	245,0	0,15%	0,15%	5,60
	PS2 - CE	7,64	309,5	0,08	1	240	345,0	0,05%	0,05%	3,70
TOTAL Circuito1		7,64						0,21%	0,12%	9,30
2	PS3 - CE	3,82	154,8	0,28	1	150	260,0	0,14%	0,14%	5,22
TOTAL Circuito2		3,82						0,14%	0,14%	5,22
TOTAL PFV		11,46	MW					0,13%		14,52

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

La sección de conductor en los diferentes tramos podrá ser variable dentro del rango: 95, 150, 240, 400, 630 mm², y será calculada con mayor detalle en el proyecto constructivo.

Cable aislado de potencia

Los conductores a utilizar serán cables unipolares tipo RH5Z1 12/20 kV de Aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta exterior de poliolefina termoplástica.

Estarán debidamente apantallados y protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instale o la producida por corrientes vagabundas, y tendrá suficiente resistencia para soportar los esfuerzos a que pueda ser sometido durante el tendido.

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

Se dispondrán directamente enterrados en terreno, formando una terna. El número de ternas, sección y longitud de los conductores varía según el tramo.

Las características principales de los cables serán:

- *Tipo de cable:*..... *RH5Z1*
- *Tensión:* *12/20 kV*
- *Conductor:*..... *Aluminio*
- *Aislamiento:*..... *Polietileno Reticulado (XLPE)*
- *Pantalla:* *Corona de hilos de Cu*

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.

8.5.3 CABLES DE FIBRA ÓPTICA

En caso de ser necesario, las comunicaciones a implementar en la línea subterránea se basarán siempre en fibra óptica tendida 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 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 > 25 años y para una temperatura máxima continua en servicio de 90° C siendo esta temperatura constante alrededor de todo el conductor.

8.5.4 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 TT. 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 de los inversores.

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 e inversión 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 e inversión y el centro de control del parque. Este anillo será interconectado con la red de tierras de la planta.

Además de este mallazo, se realizará otro mallazo independiente cercano a cada inversor para conectar el neutro de los transformadores de servicios auxiliares de los inversores.

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 los componentes de la red de tierras serán:

- Cable de cobre desnudo
 - Alrededor de las Power Station.....50 mm²
 - Resto de zonas35 / 50 mm²
- Picas de acero recubierto de cobre de 2 metros de longitud y diámetro de 14 mm²:
 - En cada CSP
 - En las esquinas del mallazo de cada Power Station
 - A lo largo del vallado perimetral, ubicadas en los puntos donde se hallan los báculos del sistema CCTV
 - En las esquinas del mallazo de cada transformador 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 los seguidores hasta su canalización por zanja.

8.6 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.

8.6.1 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.

8.6.2 MOVIMIENTO DE TIERRAS

Dadas las características de la orografía del terreno, solo será necesario realizar movimientos de tierra en algunas zonas de la explanada donde se ubican los seguidores 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 del terreno 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 13: Volumen de tierras y firmes de los ramales del PFV

EJE	Longitud (m)	Volumen Tierras			Volumen Firmes	
		Desmonte (m ³)	Terraplén (m ³)	T. Vegetal (m ³)	Subbase (m ³)	Base (m ³)
ADECUACIÓN VIAL ACCESO EXISTENTE	2.161,59	-	-	-	1.791,53	1.113,22
VIAL DE ACCESO	1.392,16	881,85	587,90	293,95	1.153,82	716,96
DESVÍO CAMINO CATASTRAL	468,72	562,46	374,98	187,49	388,48	241,39
VIALES INTERIORES	2.365,73	1.288,46	789,69	3.999,19	1.606,99	982,61
EXPLANADAS PS	-	30,41	36,50	30,41	-	-
EXPLANADA CE	-	4,63	4,63	5,55	-	-
EXPLANADA PFV	-	6.563,20	7.397,02	4.289,15	-	-
EXPLANADA EDIFICIO CONTROL	-	68,75	7,47	71,00	-	-
SUMA TOTAL	6.388,20	9.399,75	9.198,17	8.876,74	4.940,81	3.054,18

- Volumen de desmonte = 9.399,75 m³
- Volumen de terraplén = 9.198,17 m³

De lo anterior se obtiene un balance de tierras de 201,58 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.

8.6.3 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.

8.6.3.1 Vial de acceso

El acceso al PFV se realiza desde la Autovía Mudéjar A-23/E-7 tomando la salida 347 hacia la carretera nacional N-330, por la cual se continúa durante 2,2 kilómetros hasta tomar una salida a la derecha que cruza la autovía A-23/E-70 por un paso subterráneo y se llega a los caminos que rodean la zona en la que se ubica el 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 10 m.
- Talud de desmorte 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.

8.6.3.2 Viales interiores

Los viales interiores del parque fotovoltaico partirán desde los puntos de acceso al recinto. Se construirán caminos principales que llegarán a los Centros de Transformación, así como viales perimetrales que se conectarán con los caminos principales.

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 10 m.
- Talud de desmorte 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).

8.6.3.3 Caminos públicos

Existe un camino público que atraviesa la superficie en la que se ubica el PFV, en la zona oeste del mismo. Se trata del Camino de las Heredades, con referencia catastral 22901A013090080000QF (Polígono 13, parcela 9008 del término municipal de Huesca), el cual queda afectado debido a la implantación del PFV. Para mantener la continuidad del camino se realiza una modificación del trazado en el tramo ocupado por el parque, siendo desviado por el norte, siguiendo el perímetro exterior del vallado, tal y como se observa en los planos.

Los nuevos tramos de camino público tendrán condiciones similares a las de los caminos existentes: anchura de 4 metros y perfilado de la cuneta triangular.

El trazado en alzado se ha diseñado ajustando la rasante lo máximo posible al terreno natural en la totalidad del eje para minimizar los movimientos de tierras y las afecciones.

En los puntos bajos del camino nuevo en los que se prevean posibles acumulaciones de agua se dispondrán de obras de drenaje y/o vados hormigonados.

En las intersecciones del nuevo vial con los caminos existentes se adecuarán los entronques para permitir la circulación en todos los sentidos.

Con el diseño de este nuevo trazado se asegura la continuidad del camino catastral así como el acceso a todas las parcelas y fincas particulares.

8.6.3.4 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.

8.6.4 HINCADO DE LOS SEGUIDORES SOLARES

El método principal de instalación de seguidores fotovoltaicos 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 el test 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.

8.6.5 CIMENTACIÓN DE POWER STATIONS

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.

8.6.6 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

Para ver las diferentes zanjas tipo consultar el documento Planos.

8.6.6.1 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.

8.6.6.2 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 200 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.

8.6.7 ARQUETAS

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.

8.6.8 HITOS DE SEÑALIZACIÓN

Para identificar el trazado de la red subterránea de media tensión fuera del parque fotovoltaico 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.

8.7 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.

8.7.1 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.

8.7.2 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 cinégetica. La malla del vallado en su parte inferior estará formada por cuadros con un área mínima de 300 cm². El vallado perimetral tendrá una altura de 2 metros y carecerá de elementos cortantes o punzantes como alambres de espino o similar. En el recinto quedarán encerrados todos los elementos descritos de las instalaciones y dispondrá de una puerta de dos hojas, para acceso a la planta solar.

Se ejecutará una franja vegetal en torno al vallado perimetral de la planta fotovoltaica con especies propias de la zona de tipo arbustivo y arbóreo, mediante plantaciones al tresbolillo de plantas procedentes de vivero de al menos dos sabias en una densidad suficiente, de forma que se minimice la afección de las instalaciones fotovoltaicas en el paisaje. Se realizarán riegos periódicos al objeto de favorecer el más rápido crecimiento durante al menos los tres primeros años desde su plantación. Asimismo, se realizará la reposición de marras que sea necesaria para completar el apantallamiento vegetal. La anchura de la franja vegetal será de 8 metros, salvo en zonas colindantes con vegetación natural o con viales de acceso al parque.

8.7.3 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.

8.7.4 EDIFICIO DE CONTROL Y MANTENIMIENTO

El edificio de control y mantenimiento del PFV se encuentra junto a una de las puertas de acceso del PFV, como se muestra en los planos.

El edificio integrará el control operativo y de seguridad del parque fotovoltaico. Incluirá todas las instalaciones auxiliares necesarias para su correcto uso. El edificio de operación y mantenimiento (O&M) se construirá con paneles prefabricados de hormigón y la cubierta será de panel sándwich con una pendiente del 10%, y tendrá una altura interior máxima de 2,40 m. Ver el Documento planos para mayor detalle.

El edificio no tiene necesidad de dotación de servicios urbanísticos de abastecimiento de agua ni de suministro de energía eléctrica. El agua potable necesaria se transportará mediante un camión cisterna y se almacenará en un depósito. Las aguas residuales serán retiradas por un gestor autorizado de residuos. Estas aguas serán recogidas mediante una red horizontal de tuberías, que por gravedad se evacuarán al exterior a través de una arqueta sifónica y tuberías de PVC que las conducirán a una fosa séptica dimensionada con la capacidad suficiente para la ocupación prevista del edificio. La fosa se equipará con una alarma que advierta del llenado o saturación de los tanques. El edificio se alimentará eléctricamente desde el cuadro de baja tensión de los centros de transformación.

Se citan a continuación las áreas que albergará el edificio principal de operación y mantenimiento.

- Cocina.
- Aseos y vestuarios.
- Despacho y sala de reuniones.
- Sala de operadores.
- Sala de CCTV.
- Almacén principal.

Además, la instalación contará con un área al aire libre anexa al edificio que permitirá el acceso a vehículos para el correcto mantenimiento del parque.

8.7.5 PUNTO LIMPIO

El PFV contará con un Punto Limpio instalado en módulo de residuos tipo ARC RES 1A, que quedará ubicado próximo a una de las entradas y junto al camino principal.

8.7.6 ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Para el correcto funcionamiento del PFV es necesario conocer las condiciones ambientales en tiempo real. Para ello, se propone la inclusión de tres estaciones meteorológicas.

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

9 INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO LA HOYA

Las infraestructuras de evacuación de energía del PFV LA HOYA son las siguientes:

- CENTRO DE ENTREGA PFV LA HOYA 15 kV
- LÍNEA SUBTERRÁNEA 15 kV CENTRO DE ENTREGA PFV LA HOYA – SET PLHUS
- SET PLHUS 15 kV (existente)

9.1 CENTRO DE ENTREGA PFV LA HOYA

El presente proyecto contempla la construcción de un Centro de Entrega (CE) que recoja la energía generada en el PFV, la cuantifique y la evacue a través de la Línea Subterránea de 15 kV. El CE es una caseta prefabricada que incluye toda la aparamenta necesaria, se ubica en el límite del recinto vallado siendo accesible desde el exterior y encontrándose debidamente señalizado. Se facilitará el acceso libre, directo y permanente a dicho centro de entrega a E-Distribución como empresa propietaria de la distribución de energía de la zona.

9.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE ENTREGA

El Centro de Entrega objeto de este proyecto consta de una única envolvente, en la que se encuentra toda la aparamenta eléctrica, máquinas y demás equipos. Ver Ilustración 13 y el Documento Planos.

El Centro de Entrega albergará la siguiente equipación:

- Una celda de medida contador
- Una celda de protección con interruptor automático y protecciones
- Tres celdas entrada/salida interruptor-seccionador

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

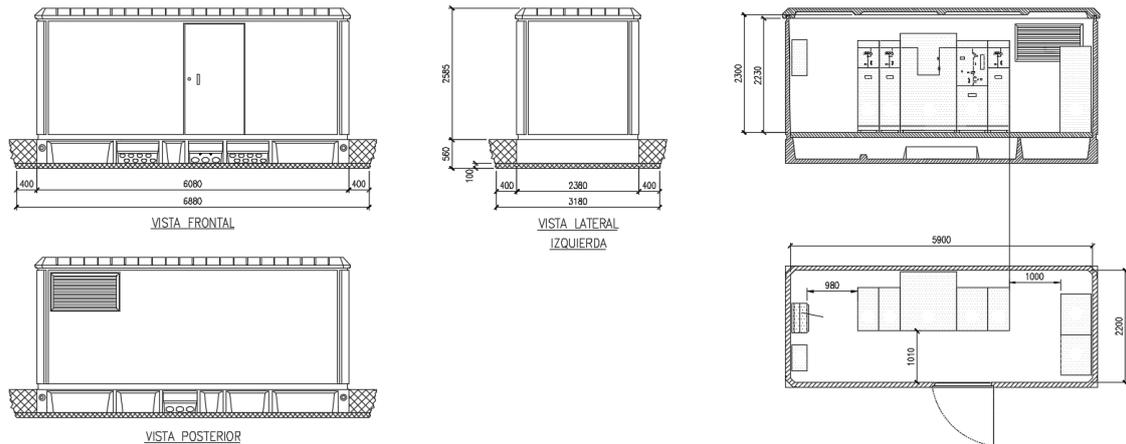


Ilustración 13. Centro de Entrega 15 kV

9.1.2 NIVEL DE AISLAMIENTO

Dependiendo de la tensión nominal de la alimentación, la tensión prevista más elevada del material y los niveles de aislamiento serán fijados en la tabla siguiente:

Tensión nominal de la red U	Tensión más elevada para el material U_m	Tensión soportada nominal a frecuencia industrial	Tensión de choque soportada nominal (tipo rayo)
kV	kV eficaces	kV eficaces	kV de cresta
$U \leq 20$	24	50	125

9.1.3 INTENSIDAD NOMINAL EN MEDIA TENSIÓN

La intensidad nominal del embarrado y la aparamenta de MT será, en general, de 630 A.

9.1.4 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Los materiales de media tensión instalados en los Centro de Entrega, deberán ser capaces de soportar las sollicitaciones debidas a las corrientes de cortocircuito y los tiempos de duración del defecto que se expresan en la tabla siguiente.

Intensidad asignada de corta duración 1 s. (Limite térmico) (kA)	Valor de cresta de la intensidad de cortocircuito admisible asignada (Limite dinámico) (kA)
16	40

9.1.5 CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA CIVIL

El Centro de Entrega, consta de una única envolvente, en la que se encuentra toda la aparamenta eléctrica, y demás equipos.

Se construirá una solera de hormigón capaz de soportar los esfuerzos verticales previstos con las siguientes características:

- Estará construida en hormigón armado de 15 cm de grosor con varillas de 4 mm y cuadro 20 x 20 cm.
- Tendrá unas dimensiones tales que abarquen la totalidad de la superficie del Centro de Medida, sobresaliendo 25 cm por cada lado.
- Incorporará la instalación de tubos de paso para las puestas a tierra.
- Sobre la solera, y para que el edificio se asiente correctamente, se dispondrá una capa de arena de 10 cm de grosor.

9.1.6 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Las líneas de 3ª Categoría ($\leq 30\text{kV}$) de alimentación al Centro de Entrega serán mediante cables subterráneos unipolares aislados con asilamiento seco termoestable, de las siguientes características:

Características	Valores
Nivel de aislamiento	12/20 kV
Naturaleza del conductor	Al
Sección del conductor	150 / 240 / 400 mm ²

La temperatura mínima ambiente para ejecutar el tendido del cable será siempre superior a 0°C. El radio de curvatura mínimo durante el tendido será de 20xD, siendo D el diámetro exterior del cable, y una vez instalado, este radio de curvatura podrá ser como máximo de 15xD.

9.1.7 CELDAS DE DISTRIBUCIÓN

Las celdas de distribución secundaria corresponderán al tipo de celdas bajo envolvente metálica, celdas con corte y aislamiento en SF6.

9.1.7.1 Celda de medida

Estará provista de transformadores de tensión e intensidad que se utilizan para dar los valores correspondientes a los apartados de medida, control y contadores de medida de energía.

9.1.7.2 Celda interruptor automático de protección

Estará provista de un interruptor automático de corte en vacío y un seccionador de tres posiciones en serie con él. La celda estará dotada con las siguientes protecciones:

- Relé de mínima tensión instantánea entre fases (27)
- Relé de máxima tensión (59)
- Relé de máxima y mínima frecuencia (81)
- Relé de máxima intensidad en fases, neutro, en el caso de red con neutro aislado la protección debe ser direccional. (50/51, 50N/51N, 67N)

9.1.7.3 Celda entrada/salida

Estará provista de un interruptor-seccionador de corte en carga y un seccionador de puesta a tierra, ambos con dispositivos de señalización de posición que garanticen la ejecución de la maniobra. Asimismo, dispondrá de pasatapas y de detectores de tensión que sirvan para comprobar la correspondencia entre fases y la presencia de tensión.

La celda estará motorizada, de modo que posteriormente sea posible instalar el sistema de telemando con tensión de servicio y sin modificar la posición abierto/cerrado del interruptor.

9.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA 15 kV CENTRO DE ENTREGA PFV LA HOYA – SET PLHUS

Desde el Centro de Entrega del Parque Fotovoltaico La Hoya se evacúa la energía mediante una Línea Subterránea de Media Tensión de 15 kV hasta la SET PLHUS. El trazado de dicha línea de evacuación se realiza por el término municipal de Huesca y comparte zanja con la línea subterránea de evacuación del Parque Fotovoltaico La Mallata, instalación desarrollada por otra sociedad en las proximidades.

La instalación proyectada se trata de una línea de tercera categoría, en la que el suministro se realizará bajo tensión alterna trifásica de 15 kV de tensión nominal a una frecuencia de 50 Hz. La longitud desde el Centro de Entrega hasta la SET es de

aproximadamente 5 kilómetros. La línea discurre principalmente por lindes de parcelas y caminos públicos.

Los conductores serán de aluminio del tipo Al RH5Z1 12 / 20 kV, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de policloruro de vinilo, enterrados directamente en terreno. Como se puede ver en la Tabla 14, la máxima caída de tensión es de **1,73 %**, valor por debajo del límite recomendado del 2 %.

Tabla 14. Caída de tensión en circuito de media tensión de CE a SET

Circuito	De	A	Potencia Acumulada MW	Intensidad Acumulada A	Long km	Nº Ternas	Sección mm ²	I _{max} A	Caída tensión %	Pérdida potencia % kW	
CE-SET	CE	SET	11,46	464,3	5,09	2	400	581,0	1,73%	1,44%	164,60

9.2.1 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.

El circuito de la línea subterránea de media tensión se compondrá de dos ternas de tres conductores unipolares y de las características que se indican en la siguiente tabla:

Características	Valores
Nivel de aislamiento	12/20 (kV)
Naturaleza del conductor	Aluminio
Sección del conductor	400 mm ²

9.2.2 TERMINACIONES

Las terminaciones serán adecuadas al tipo de conductor empleado en cada caso. Existen dos tipos de terminaciones para las líneas de Media Tensión:

- Terminaciones convencionales contráctiles o enfilables en frío, tanto de exterior como de interior: se utilizarán estas terminaciones para la conexión a instalaciones existentes con celdas de aislamiento al aire o en las conversiones aéreo-subterráneas. 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 SF6. Serán acordes a las normas UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442.

9.2.3 EMPALMES

Los empalmes serán adecuados para el tipo de conductor empleado y serán 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.

9.2.4 PUESTAS A TIERRA

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

9.2.5 CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA

Las zanjas tendrán por objeto alojar la línea subterránea de media tensión, el conductor de puesta a tierra y la red de comunicaciones.

El trazado de la zanja 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 la línea, al igual que para el parque fotovoltaico, nos encontraremos con dos tipos de zanjas:

- Zanja en tierra
- Zanja para cruces

9.2.5.1 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.

9.2.5.2 Zanja para cruces

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

El diámetro interior de los tubos para el tendido de los cables será de 160 ó 200 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 rellenara 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.

9.2.5.3 Arquetas

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 en fase de ejecución 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.

9.2.5.4 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.

No se prevé que se produzcan otros cruzamientos distintos de los contemplados en los planos que se adjuntan. No obstante, antes de proceder a la apertura de zanjas se abrirán unas catas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto.

A continuación, se resumen las condiciones que deben cumplir los cruzamientos, proximidades y paralelismos de cables subterráneos.

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	≥ 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	≥ 20 cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*).
Canalizaciones de agua	Enterrada ó entubada	≥ 20 cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*).
Acometidas o Conexiones de servicio a un edificio	-	≥ 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.

10 RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS

Las administraciones o empresas cuyas propiedades se ven afectadas por las instalaciones del parque fotovoltaico son:

ORGANISMO AFECTADO	AFECCIÓN	INSTALACIÓN
Ayuntamiento de Huesca	-	Parque Fotovoltaico, Red Subterránea de Media Tensión, viales, Línea Subterránea de Media Tensión
Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana	Carretera A-23 y nueva variante (en proyecto)	PFV, LSMT
E-Distribución	LAMT Loreto	LSMT
Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE)	Barranco de San Luis	PFV, RSMT, viales, LSMT
	Barranco de Valdabra	LSMT
	Arroyo de la Fuente del Corregidor	LSMT
Comunidad de Regantes de Vicién	Acequia de Vicién	LSMT

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.

Se adjuntan al presente proyecto las separatas correspondientes.

11 FASES DEL PROYECTO

11.1 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.

11.2 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.

11.3 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.

11.4 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 los seguidores
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

12 PLANIFICACIÓN

Descripción	MES 1		MES 2		MES 3		MES 4		MES 5		MES 6	
	SEMANA 1-2	SEMANA 3-4	SEMANA 5-6	SEMANA 7-8	SEMANA 9-10	SEMANA 11-12	SEMANA 13-14	SEMANA 15-16	SEMANA 17-18	SEMANA 19-20	SEMANA 21-22	SEMANA 23-24
INICIO DE OBRAS												
OBRA CIVIL												
Replanteos												
Caminos												
Hincado de placas												
Apertura zanjas												
Acondicionamiento zanjas												
Cierre de zanjas												
Restauración												
OBRA ELÉCTRICA												
Acopio												
Tendido												
Conexiónado												
MONTAJE PARQUE												
Montaje												
Conexiónado eléctrico												
Acabado final												
SUBSTACIÓN / CENTRO DE ENTREGA												
Obra civil												
Acopio de materiales												
Montaje electro mecánico												
Puesta en marcha												
LÍNEA DE EVACUACIÓN												
Obra civil												
Tendido de conductores												
Conexiónado												
Puesta en marcha												
TENSIÓN DISPONIBLE												
PUESTA EN MARCHA Y PRUEBAS												
Puesta en marcha												
Fase de pruebas												
FUNCIONAMIENTO COMERCIAL DEL PARQUE												

13 CONCLUSIÓN

Con el presente proyecto, se entiende haber descrito adecuadamente las diferentes instalaciones del Parque Fotovoltaico LA HOYA y su infraestructura de evacuación, sin perjuicio de cualquier otra ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.



Zaragoza, noviembre 2021
Fdo. Pedro Machín Iturria
Ingeniero Industrial
Colegiado Nº 2.474 COIIAR



PROYECTO PFV LA HOYA Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DOCUMENTO 2: ANEJOS

Término Municipal de Huesca



En Zaragoza, noviembre de 2021

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
- ANEJO 5: Gestión de residuos
- ANEJO 6: Hojas de características



ANEJO 1

Coordenadas de los límites del parque fotovoltaico y la línea de evacuación



PFV LA HOYA
Anejo 1



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
Nº.Colegiado: 0002474
PEDRO MACHIN ITURRIA
VISADO Nº : VD00221-22A
FECHA : 26/1/22
E-VISADO

ÍNDICE

POLIGONAL PFV	2
VALLADO PFV	3
RECINTO 1	3
RECINTO 2	4
RECINTO 3	5
LÍNEA DE EVACUACIÓN	6



POLIGONAL PFV

POLIGONAL PFV LA HOYA					
Coordenadas UTM ETRS 89 30N					
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}	Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
1	707.417	4.661.535	21	707.481	4.661.065
2	707.613	4.661.443	22	707.512	4.661.020
3	707.697	4.661.407	23	707.592	4.660.946
4	707.830	4.661.422	24	707.633	4.660.873
5	707.844	4.661.371	25	707.678	4.660.829
6	707.726	4.661.251	26	707.508	4.660.701
7	707.467	4.661.251	27	707.434	4.660.748
8	707.383	4.661.215	28	707.379	4.660.779
9	707.346	4.661.248	29	707.342	4.660.796
10	707.302	4.661.203	30	707.306	4.660.825
11	707.323	4.661.185	31	707.278	4.660.846
12	707.343	4.661.183	32	707.258	4.660.859
13	707.346	4.661.175	33	707.210	4.660.856
14	707.354	4.661.159	34	707.142	4.660.911
15	707.361	4.661.133	35	707.077	4.660.930
16	707.414	4.661.149	36	707.059	4.660.943
17	707.428	4.661.140	37	707.012	4.661.009
18	707.447	4.661.109	38	706.981	4.661.066
19	707.455	4.661.105	39	706.969	4.661.103
20	707.481	4.661.100	40	706.971	4.661.130



VALLADO PFV

RECINTO 1

VALLADO RECINTO 1 PFV LA HOYA					
Coordenadas UTM ETRS 89 30N					
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}	Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
1	707.347	4.661.153	23	707.330	4.660.817
2	707.357	4.661.124	24	707.281	4.660.856
3	707.417	4.661.143	25	707.256	4.660.866
4	707.440	4.661.115	26	707.213	4.660.864
5	707.434	4.661.080	27	707.146	4.660.917
6	707.435	4.661.051	28	707.081	4.660.937
7	707.444	4.661.022	29	707.065	4.660.948
8	707.504	4.660.943	30	707.025	4.661.003
9	707.544	4.660.911	31	707.019	4.661.013
10	707.563	4.660.889	32	706.989	4.661.069
11	707.578	4.660.858	33	706.977	4.661.104
12	707.585	4.660.837	34	706.977	4.661.120
13	707.567	4.660.839	35	707.159	4.661.277
14	707.546	4.660.849	36	707.195	4.661.275
15	707.514	4.660.867	37	707.213	4.661.270
16	707.468	4.660.841	38	707.218	4.661.258
17	707.405	4.660.833	39	707.208	4.661.231
18	707.395	4.660.823	40	707.216	4.661.220
19	707.423	4.660.819	41	707.230	4.661.213
20	707.485	4.660.805	42	707.249	4.661.213
21	707.526	4.660.782	43	707.311	4.661.176
22	707.483	4.660.729	44	707.336	4.661.179



RECINTO 2

VALLADO RECINTO 2 PFV LA HOYA					
Coordenadas UTM ETRS 89 30N					
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}	Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
1	707.259	4.661.243	19	707.439	4.661.423
2	707.257	4.661.250	20	707.441	4.661.409
3	707.262	4.661.260	21	707.460	4.661.387
4	707.289	4.661.275	22	707.479	4.661.378
5	707.303	4.661.293	23	707.502	4.661.384
6	707.284	4.661.344	24	707.529	4.661.416
7	707.279	4.661.362	25	707.582	4.661.383
8	707.300	4.661.372	26	707.589	4.661.374
9	707.319	4.661.388	27	707.608	4.661.314
10	707.336	4.661.414	28	707.611	4.661.251
11	707.334	4.661.436	29	707.467	4.661.251
12	707.420	4.661.520	30	707.409	4.661.226
13	707.479	4.661.498	31	707.390	4.661.242
14	707.483	4.661.489	32	707.367	4.661.249
15	707.490	4.661.456	33	707.351	4.661.253
16	707.455	4.661.460	34	707.341	4.661.251
17	707.446	4.661.455	35	707.331	4.661.244
18	707.446	4.661.437	36	707.304	4.661.213



RECINTO 3

VALLADO RECINTO 3 PFV LA HOYA		
Coordenadas UTM ETRS 89 30N		
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
1	707.804	4.661.413
2	707.749	4.661.404
3	707.693	4.661.399
4	707.634	4.661.427
5	707.610	4.661.436
6	707.556	4.661.462
7	707.536	4.661.475
8	707.509	4.661.486
9	707.512	4.661.471
10	707.517	4.661.458
11	707.527	4.661.444
12	707.537	4.661.434
13	707.603	4.661.385
14	707.626	4.661.321
15	707.633	4.661.278
16	707.635	4.661.251
17	707.726	4.661.251
18	707.823	4.661.349



LÍNEA DE EVACUACIÓN

LÍNEA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN 15 kV					
Coordenadas UTM ETRS 89 30N					
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}	Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
1 (SET)	710.440	4.664.332	44	708.094	4.662.120
2	710.395	4.664.310	45	708.084	4.662.118
3	710.324	4.664.287	46	708.063	4.662.118
4	710.291	4.664.278	47	708.040	4.662.123
5	710.058	4.663.887	48	708.019	4.662.117
6	710.025	4.663.856	49	708.002	4.662.103
7	710.003	4.663.835	50	707.984	4.662.082
8	709.995	4.663.826	51	707.964	4.662.049
9	709.992	4.663.817	52	707.985	4.661.934
10	709.978	4.663.804	53	707.990	4.661.902
11	709.965	4.663.801	54	707.989	4.661.865
12	709.945	4.663.793	55	708.000	4.661.816
13	709.885	4.663.749	56	707.999	4.661.784
14	709.850	4.663.715	57	707.992	4.661.753
15	709.860	4.663.689	58	707.979	4.661.730
16	709.884	4.663.632	59	707.951	4.661.697
17	709.775	4.663.587	60	707.951	4.661.697
18	709.682	4.663.545	61	707.951	4.661.697
19	709.545	4.663.436	62	707.905	4.661.658
20	709.474	4.663.346	63	707.905	4.661.658
21	709.304	4.663.193	64	707.905	4.661.658
22	708.989	4.662.894	65	707.905	4.661.658
23	708.953	4.662.849	66	707.905	4.661.658
24	708.839	4.662.800	67	707.905	4.661.658
25	708.824	4.662.794	68	707.858	4.661.619
26	708.810	4.662.772	69	707.825	4.661.583
27	708.804	4.662.746	70	707.799	4.661.514
28	708.792	4.662.728	71	707.806	4.661.427
29	708.769	4.662.701	72	707.785	4.661.398
30	708.742	4.662.650	73	707.628	4.661.398
31	708.664	4.662.551	74	707.628	4.661.344
32	708.622	4.662.521	75	707.621	4.661.338
33	708.605	4.662.512	76	707.603	4.661.332
34	708.578	4.662.503	77	707.607	4.661.254
35	708.545	4.662.499	78	707.470	4.661.254
36	708.505	4.662.499	79	707.411	4.661.229
37	708.482	4.662.504	80	707.399	4.661.237
38	708.473	4.662.498	81	707.391	4.661.244
39	708.451	4.662.474	82	707.368	4.661.251
40	708.254	4.662.271	83	707.351	4.661.255
41	708.170	4.662.189	84	707.350	4.661.255
42	708.116	4.662.134	85	707.335	4.661.252
43	708.103	4.662.121	86 (CE)	707.305	4.661.216



ANEJO 2

Relación de bienes y derechos afectados

Término Municipal	Poligono	Parcela	Referencia Catastral	Uso	Sup. PFV (m ²)	Sup. camino (m ²)	Sup. veget (m ²)	Línea Subterránea			
								Long. (m)	Sup. ocupac. (m ²)	Serv. paso (m ²)	Ocup. temp. (m ²)
Huesca	13	5	22901A01300005	Labor o Labradío secoano				143,14	114,52	429,43	200,97
Huesca	13	6	22901A01300006	Labor o Labradío regadío				328,17	262,54	984,52	458,39
Huesca	13	7	22901A01300007	Labor o Labradío regadío				240,98	192,78	722,78	337,43
Huesca	13	8	22901A01300008	Labor o Labradío secoano				766,75	613,40	2.300,24	1.069,91
Huesca	13	10	22901A01300010	Labor o Labradío secoano				1.537,28	1.229,82	4.611,84	2.149,19
Huesca	13	12	22901A01300012	Labor o Labradío secoano	107.285,70	4.531,88	5.580,84	58,16	46,53	174,47	81,51
Huesca	13	14	22901A01300014	Pastos		223,38					
Huesca	13	9002	22901A01309002	Improductivo		7,41					
Huesca	13	9003	22901A01309003	Improductivo				6,09	4,87	18,28	8,38
Huesca	13	9008	22901A01309008	Vía de comunicación de dominio público	899,66	6.207,43	18,27				
Huesca	13	15	22901A01300015	Labor o Labradío secoano	141.276,00	1.297,49	6.190,67				
Huesca	13	16	22901A01300016	Labor o Labradío secoano		637,30					
Huesca	13	17	22901A01300017	Labor o Labradío secoano		1.012,10					
Huesca	13	18	22901A01300018	Labor o Labradío secoano		275,15					
Huesca	13	9004	22901A01309004	Improductivo				12,81	10,25	38,59	20,71
Huesca	13	9005	22901A01309005	Improductivo				18,46	14,77	55,39	24,82
Huesca	13	9006	22901A01309006	Improductivo				5,08	4,06	15,23	7,28
Huesca	14	9002	22901A01409002	Improductivo		51,72					
Huesca	14	9003	22901A01409003	Improductivo		5.938,78					
Huesca	14	3	22901A01400003	Labor o Labradío secoano		217,58					
Huesca	12	4	22901A01200004	Labor o Labradío secoano				448,41	358,76	1.345,85	630,54
Huesca	12	5	22901A01200005	Labor o Labradío secoano				366,92	293,54	1.100,18	485,37
Huesca	12	6	22901A01200006	Labor o Labradío secoano				222,25	177,80	667,33	338,01
Huesca	12	9000	22901A01209000					62,20	49,76	186,41	86,40
Huesca	12	33	22901A01200033	Monte bajo				38,89	31,08	116,04	52,83
Huesca	12	9007	22901A01209007	Improductivo				6,11	4,89	18,32	8,59
Huesca	12	9009	22901A01209009	Improductivo				3,63	2,90	11,07	5,17



ANEJO 3

Cálculos de producción de energía



ÍNDICE

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



1. RADIACIÓN SOLAR DE LA UBICACIÓN

Los datos de radiación solar de la ubicación donde se encuentra el parque fotovoltaico fueron obtenidos mediante la base de datos PVGIS-CMSAF se muestran en la Tabla 1 a continuación.

Tabla 1: Datos radiación solar (42,07° N, -0,49° W)

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C
Enero	59.5	28.50	5.89
Febrero	86.6	33.22	6.44
Marzo	136.8	48.01	9.29
Abril	165.8	58.76	12.79
Mayo	206.4	68.06	16.71
Junio	220.2	66.06	21.22
Julio	234.7	59.68	24.11
Agosto	206.3	53.73	24.02
Septiembre	151.8	47.05	19.90
Octubre	106.3	38.49	15.23
Noviembre	65.0	29.02	9.40
Diciembre	51.4	25.72	6.13
Año	1690.8	556.31	14.31

GlobHor: Irradiación global horizontal

DiffHor: Irradiación difusa horizontal

T_Amb: Temperatura ambiente

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.



2.1.5. Resumen de pérdidas

En la tabla siguiente se cuantifican todas las pérdidas anteriormente mencionadas.

Coeficientes de pérdidas	
Parámetros térmicos	
Factor de pérdida constante	29 W/m²k
Factor de pérdida del viento	0 W/m²k / m/s
Pérdida óhmica	
<u>Circuito CC</u>	
Fracción en pérdidas en STC	1,5 %
Caída de voltaje a través del diodo	0,7 %
<u>Pérdidas AC tras el inversor</u>	
Circuito CA: Fracción de pérdidas en STC	1,78 %
Transformador externo:	
Pérdidas fierro	0,10 %
Pérdidas resistivas/ inductivas	1 %
Calidad módulos – LID - Desajuste	
Pérdida eficiencia módulo	-0,8 %
LID	1,5 %
Pérdidas de desajuste de módulos:	
Pérdidas de potencia en MPP	2, %
Pérdidas de funcionamiento en voltaje fijo	2,5 %
String voltaje mismatch	0,1 %
Pérdidas por suciedad	
Factor de pérdida anual	2 %

2.2. RESUMEN RESULTADOS

La energía total producida es de **23.290 MWh/año**. El Performance Ratio (P.R) del parque fotovoltaico es **80,42 %**. 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	23.290 MWh/año
Producción específica	1.791 kWh/kWp/año
Performance ratio	80,42 %

PFV LA HOYA
Anejo 3



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS
INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
Nº.Colegiado.: 0002474
PEDRO MACHIN TURRIA
VISADO Nº. : VD00221-22A
FECHA : 26/1/22
E-VISADO

3. ENERGÍA PRODUCIDA PFV (ESTUDIO PVSYSY)

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: LA HOYA 2021

Variante: La Hoya 10 MW / 13 MWp 1Vx30/60_ pitch5m 670Wp

Sistema de rastreo, con retroceso

Potencia del sistema: 13.00 MWp

Huesca La Hoya y La Mallata - España

Autor(a)

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

Calle Argualas 40, 1º Derecha

Zaragoza / 50012

España



Proyecto: LA HOYA 2021

Variante: La Hoya 10 MW / 13 MWp 1Vx30/60_ pitch5m 670Wp



PVsyst V7.2.8

VC6, Fecha de simulación:
17/11/21 13:06
con v7.2.8

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico	Situación	Configuración del proyecto
Huesca La Hoya y La Mallata	Latitud 42.07 °N	Albedo 0.20
España	Longitud -0.49 °W	
	Altitud 460 m	
	Zona horaria UTC+1	
Datos meteo		
Huesca La Hoya y La Mallata		
PVGIS-CMSAF averages 01/01/07 to 31/12/16 - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Sistema de rastreo, con retroceso	Sombreados cercanos
Orientación campo FV	Algoritmo de rastreo	Sombreados lineales
Orientación	Cálculo astronómico	
Plano de rastreo, eje inclinado	Retroceso activado	
Inclinación del eje 1 °		
Azimut 0 °		
Información del sistema		
Conjunto FV	Inversores	
Núm. de módulos 19410 unidades	Núm. de unidades 3 unidades	
Pnom total 13.00 MWp	Pnom total 11.46 MWca	
	Límite de potencia de red 10000 kWca	
	Proporción de red lim. Pnom 1.300	
Necesidades del usuario		
Carga ilimitada (red)		

Resumen de resultados

Energía producida 23290 MWh/año	Producción específica 1791 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 80.42 %
Energía aparente 23290 MVAh		

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	6
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	7
Resultados principales	8
Diagrama de pérdida	9
Gráficos especiales	10
Evaluación P50 - P90	11
Balance de emisiones de CO ₂	12

Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG00276-22 y VISADO electrónico VD00221-22A de 26/01/2022. CSV = FVLZSOZPJGJUN4HSR verificable en https://coiliar.e-gestlon.es



Proyecto: LA HOYA 2021

Variante: La Hoya 10 MW / 13 MWp 1Vx30/60_ pitch5m 670Wp

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)



PVsyst V7.2.8

VC6, Fecha de simulación:
17/11/21 13:06
con v7.2.8

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Sistema de rastreo, con retroceso		Estrategia de retroceso	
Orientación campo FV		Algoritmo de rastreo		Tamaños	
Orientación		Cálculo astronómico		Núm. de rastreadores 412 unidades	
Plano de rastreo, eje inclinado		Retroceso activado		Ángulo límite del retroceso	
Inclinación del eje	1 °			Límites de phi +/- 61.3 °	
Azimut	0 °				
Modelos usados		Sombreados cercanos		Necesidades del usuario	
Transposición	Perez	Sombreados lineales		Carga ilimitada (red)	
Difuso	Perez, Meteonorm				
Circunsolar	separado				
Horizonte		Factor de potencia			
Altura promedio	4.4 °	Cos(phi) (principal) 1.000			
Punto de inyección de red					
Limitación de potencia de red					
Potencia activa	10000 kWca				
Proporción Pnom	1.300				

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Trina Solar	Fabricante	Power Electronics
Modelo	TSM-670DE21_M	Modelo	FS3820K_600V_20211001_Preliminary
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	670 Wp	Unidad Nom. Potencia	3820 kWca
Número de módulos FV	19410 unidades	Número de inversores	3 unidades
Nominal (STC)	13.00 MWp	Potencia total	11460 kWca
Módulos	647 Cadenas x 30 En series	Voltaje de funcionamiento	849-1500 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.13
Pmpp	11.91 MWp	Potencia total del inversor	
U mpp	1038 V	Potencia total	11460 kWca
I mpp	11473 A	Núm. de inversores	3 unidades
Potencia FV total		Proporción Pnom	1.13
Nominal (STC)	13005 kWp		
Total	19410 módulos		
Área del módulo	60294 m²		
Área celular	56495 m²		

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC	
Frac. de pérdida	2.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	1.5 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC
		Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s		
Pérdida diodos serie		LID - Degradación Inducida por Luz		Pérdida de calidad módulo	
Caída de voltaje	0.7 V	Frac. de pérdida	1.5 %	Frac. de pérdida	-0.8 %
Frac. de pérdida	0.1 % en STC				



Proyecto: LA HOYA 2021

Variante: La Hoya 10 MW / 13 MWp 1Vx30/60_ pitch5m 670Wp

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)



PVsyst V7.2.8

VC6, Fecha de simulación:
17/11/21 13:06
con v7.2.8

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.1 %

Factor de pérdida IAM

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

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.998	0.992	0.983	0.961	0.933	0.853	0.000

Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG00276-22 y VISADO electrónico VD00221-22A de 26/01/2022. CSV = FVLZSOZPJGJN4HSR verificable en <https://coiiar.e-geston.es>



Proyecto: LA HOYA 2021

Variante: La Hoya 10 MW / 13 MWp 1Vx30/60_ pitch5m 670Wp

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)



PVsyst V7.2.8

VC6, Fecha de simulación:
17/11/21 13:06
con v7.2.8

Pérdidas del sistema.

Pérdidas auxiliares

Proporcional a la potencia 2.0 W/kW
0.0 kW del umbral de potencia

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor 600 Vca tri
Frac. de pérdida 0.07 % en STC

Inversor: FS3820K_600V_20211001_Preliminary

Sección cables (3 Inv.) Alu 3 x 3 x 2500 mm²
Longitud media de los cables 5 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV 15 kV
Cables Alu 3 x 500 mm²
Longitud 4967 m
Frac. de pérdida 1.78 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje de red 15 kV

Pérdidas operativas en STC

Potencia nominal en STC 12785 kVA
Pérdida de hierro (desconexión nocturna) 12.79 kW
Frac. de pérdida 0.10 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas 3 x 0.28 mΩ
Frac. de pérdida 1.00 % en STC

Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG00276-22 y VÍSAO electrónico VD00221-22A de 26/01/2022. CSV = FVLZSOZPJGJUN4HSR verificable en https://coiiar.e-geston.es



Proyecto: LA HOYA 2021

Variante: La Hoya 10 MW / 13 MWp 1Vx30/60_ pitch5m 670Wp

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
 Nº.Colegiado.: 0002474
 PEDRO MACHIN ITURRIA
VISADO Nº. : VD00221-22A
DE FECHA : 26/1/22
E-VISADO

PVsyst V7.2.8

VC6, Fecha de simulación:
17/11/21 13:06
con v7.2.8

Definición del horizonte

Horizon from PVGIS website API, Lat=42°4'26', Long=0°-29'24', Alt=460m

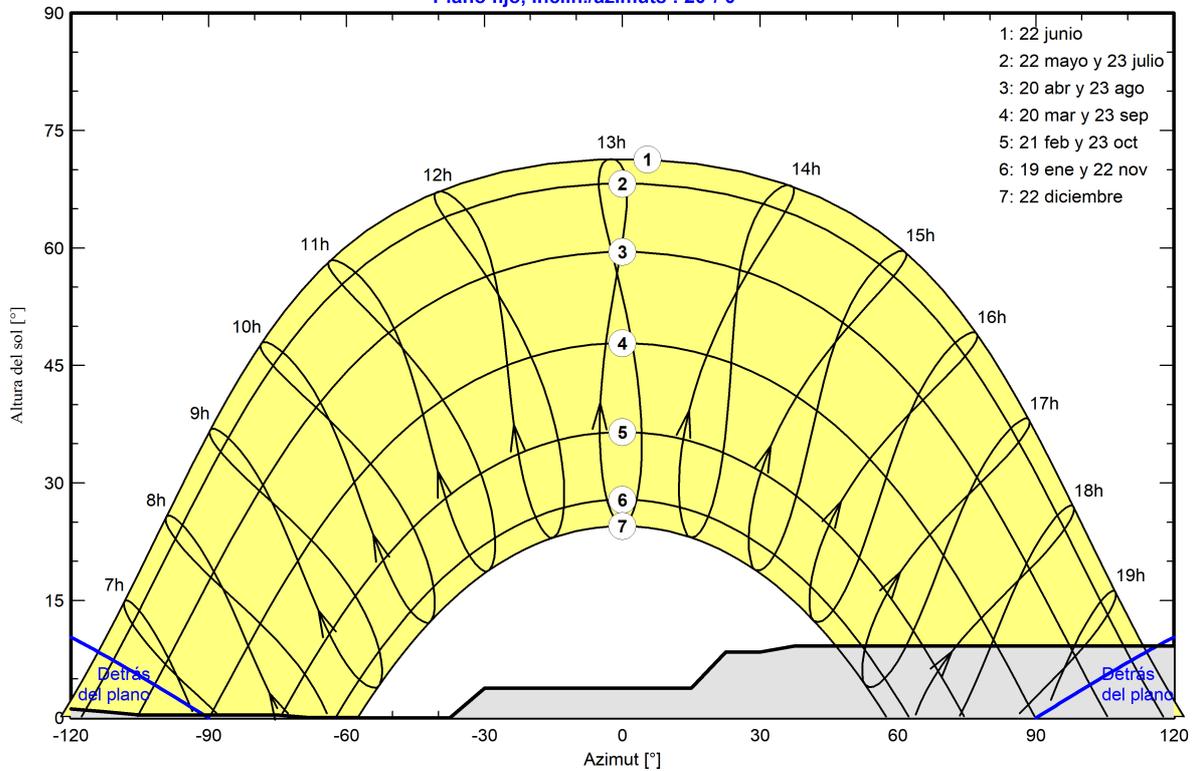
Altura promedio	4.4 °	Factor Albedo	0.56
Factor difuso	0.90	Fracción de albedo	100 %

Perfil del horizonte

Azimut [°]	-180	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-113	-105	-75	-68	-38
Altura [°]	2.3	2.3	1.5	2.3	1.5	2.3	1.5	0.8	0.4	0.4	0.0	0.0
Azimut [°]	-30	15	23	30	38	143	150	158	165	173	180	
Altura [°]	3.8	3.8	8.4	8.4	9.2	9.2	2.7	2.7	1.9	2.3	2.3	

Recorridos solares (diagrama de altura / azimut)

Plano fijo, Inclín./azimuts : 20°/ 0°



Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG00276-22 y VISADO electrónico VD00221-22A de 26/01/2022. CSV = FVLZSOZPJGJN4HSR verificable en https://coiliar.e-gestion.es



PVsyst V7.2.8

VC6, Fecha de simulación:
17/11/21 13:06
con v7.2.8

Proyecto: LA HOYA 2021

Variante: La Hoya 10 MW / 13 MWp 1Vx30/60_pitch5m 670Wp

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA

Nº.Colegiado.: 0002474
PEDRO MACHIN ITURRIA

VISADO Nº. : VD00221-22A
DE FECHA : 26/1/22

E-VISADO

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

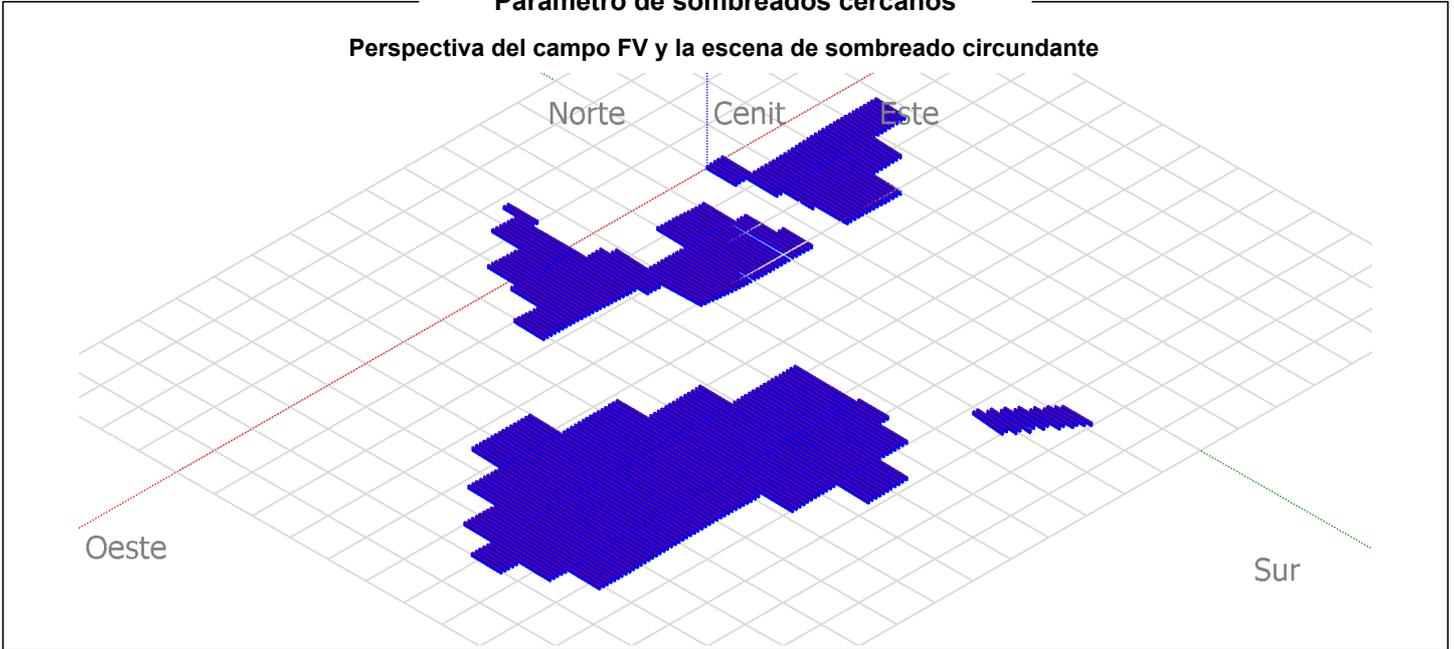
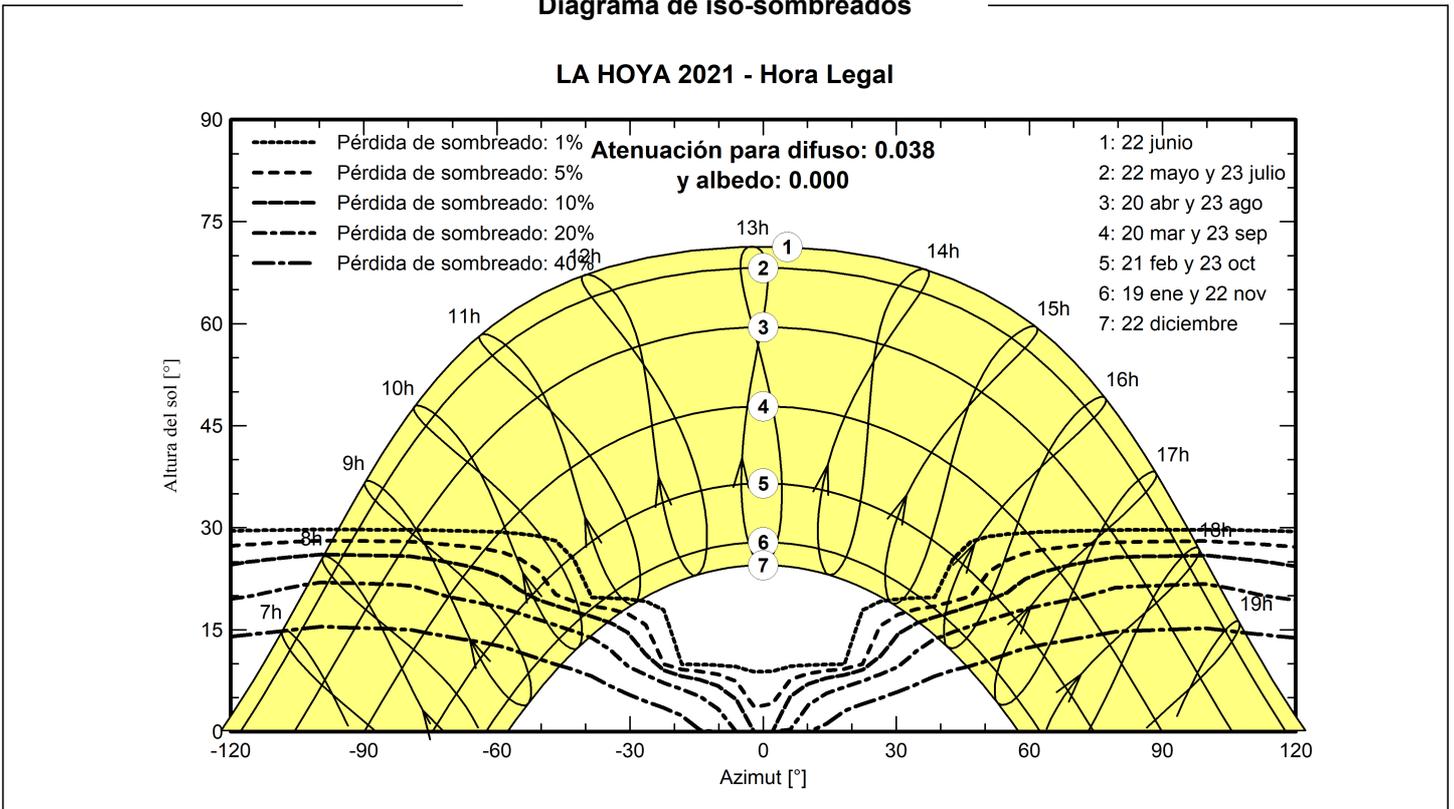


Diagrama de iso-sombreados

LA HOYA 2021 - Hora Legal





Proyecto: LA HOYA 2021

Variante: La Hoya 10 MW / 13 MWp 1Vx30/60_ pitch5m 670Wp

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
 N.º Colegiado.: 0002474
 PEDRO MACHIN ITURRIA
 VISADO N.º : VD00221-22A
 DE FECHA : 26/1/22
E-VISADO

PVsyst V7.2.8

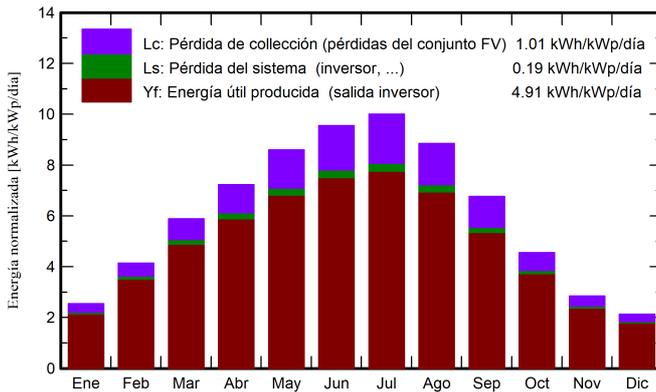
VC6, Fecha de simulación:
 17/11/21 13:06
 con v7.2.8

Resultados principales

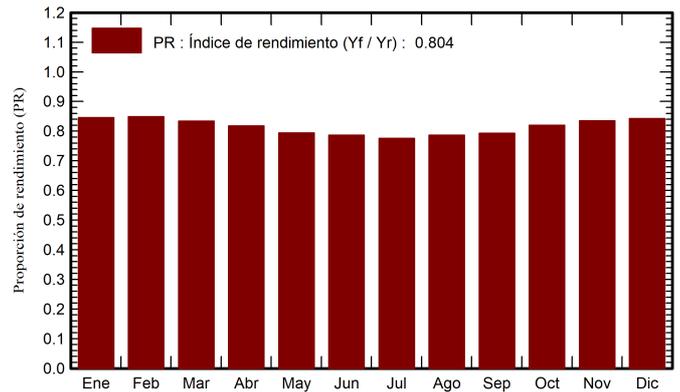
Producción del sistema

Energía producida	23290 MWh/año	Producción específica	1791 kWh/kWp/año
Energía aparente	23290 MVAh	Proporción de rendimiento (PR)	80.42 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	proporción
Enero	59.5	28.50	5.89	78.8	70.2	894	867	0.846
Febrero	86.6	33.22	6.44	116.0	104.7	1325	1281	0.849
Marzo	136.8	48.01	9.29	182.2	166.1	2050	1975	0.833
Abril	165.8	58.76	12.79	216.7	198.9	2393	2303	0.817
Mayo	206.4	68.06	16.71	266.4	247.1	2861	2750	0.794
Junio	220.2	66.06	21.22	286.7	266.4	3050	2933	0.787
Julio	234.7	59.68	24.11	310.3	287.6	3259	3130	0.776
Agosto	206.3	53.73	24.02	274.3	253.6	2918	2805	0.786
Septiembre	151.8	47.05	19.90	202.8	184.8	2171	2090	0.792
Octubre	106.3	38.49	15.23	141.1	127.8	1559	1505	0.820
Noviembre	65.0	29.02	9.40	85.3	76.4	958	927	0.835
Diciembre	51.4	25.72	6.13	66.2	58.8	748	725	0.842
Año	1690.8	556.31	14.31	2226.9	2042.4	24184	23290	0.804

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		

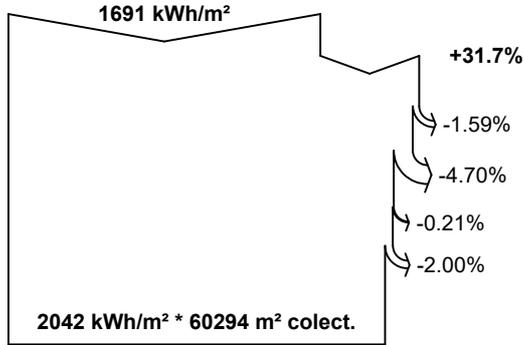
Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG00276-22 y VISADO electrónico VD00221-22A de 26/01/2022. CSV = FVLZSOZPJGJN4HSR verificable en https://coliar.e-geston.es



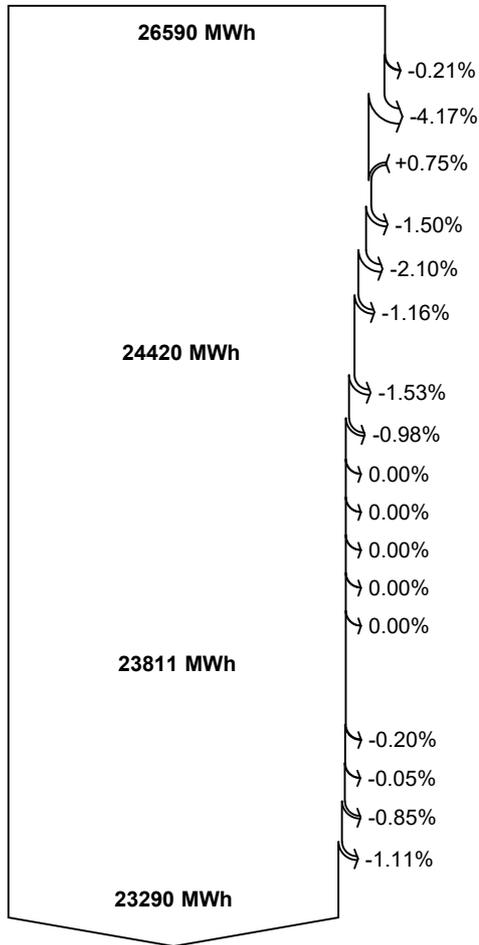
PVsyst V7.2.8

VC6, Fecha de simulación:
17/11/21 13:06
con v7.2.8

Diagrama de pérdida



eficiencia en STC = 21.59%



0 MVAR
23290 MVA

Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados lejanos / Horizonte

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

LID - Degradación inducida por luz

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

Energía disponible en la salida del inversor

Auxiliares (ventiladores, otros ...)

Pérdidas óhmicas CA

Pérdida de transfo de voltaje medio

Pérdida óhmica de línea MV

Energía activa inyectada en la red

Energía reactiva a la red: Cos(phi) prom. = 1.000

Energía aparente a la red

Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG00276-22 y VISADO electrónico VD00221-22A de 26/01/2022. CSV = FVLZSOZPJGJUN4HSR verificable en https://coliar.e-gestion.es

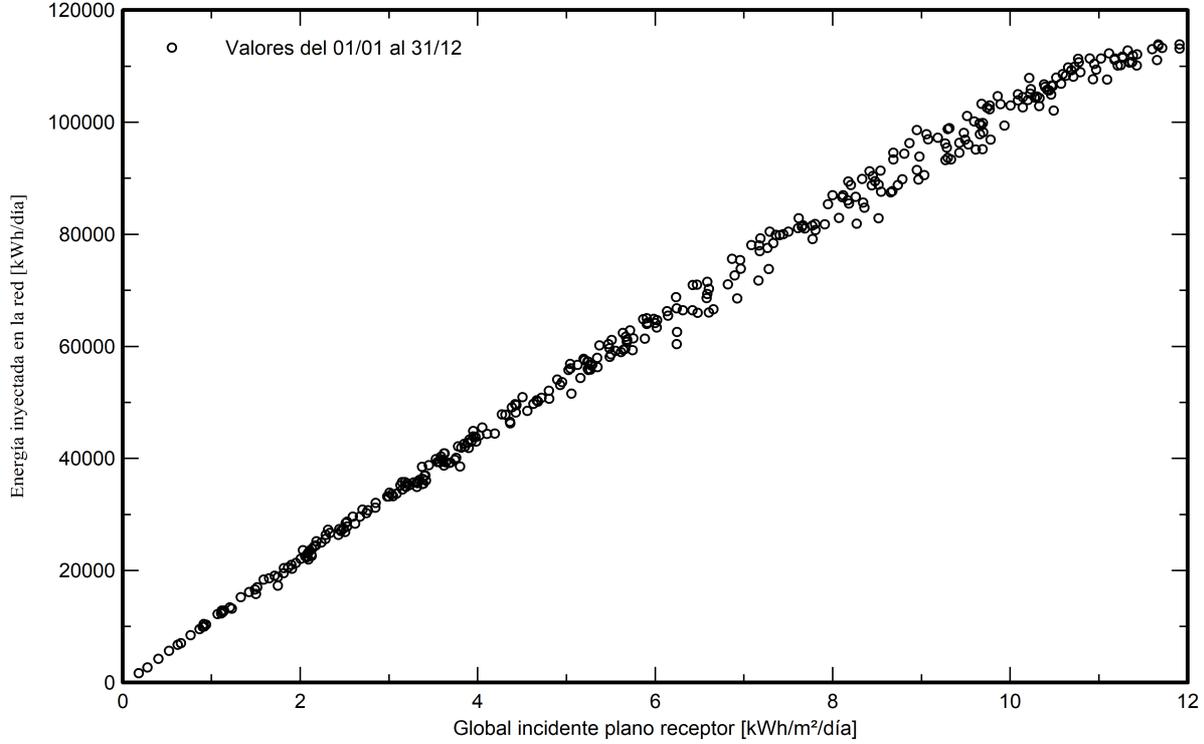


PVsyst V7.2.8

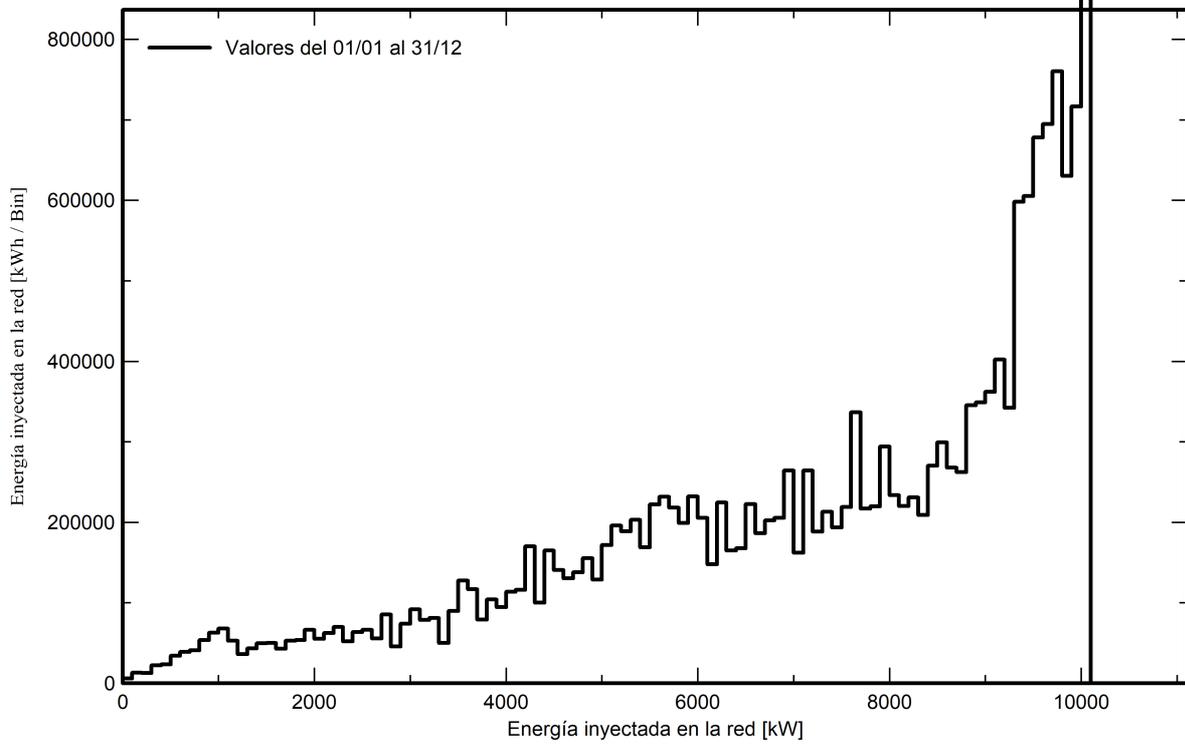
VC6, Fecha de simulación:
17/11/21 13:06
con v7.2.8

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG00276-22 y VISADO electrónico VD00221-22A de 26/01/2022. CSV = FVLZSOZPJGJN4HSR verificable en <https://coiiar.e-gestion.es>



PVsyst V7.2.8

VC6, Fecha de simulación:
17/11/21 13:06
con v7.2.8

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente: GIS-CMSAF averages 01/01/07 to 31/12/16
 Tipo: Promedios mensuales
 Sintético - Promedio multianual
 Variabilidad año a año (Varianza): 2.5 %

Desviación especificada

Cambio climático: 0.0 %

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática): 3.1 %

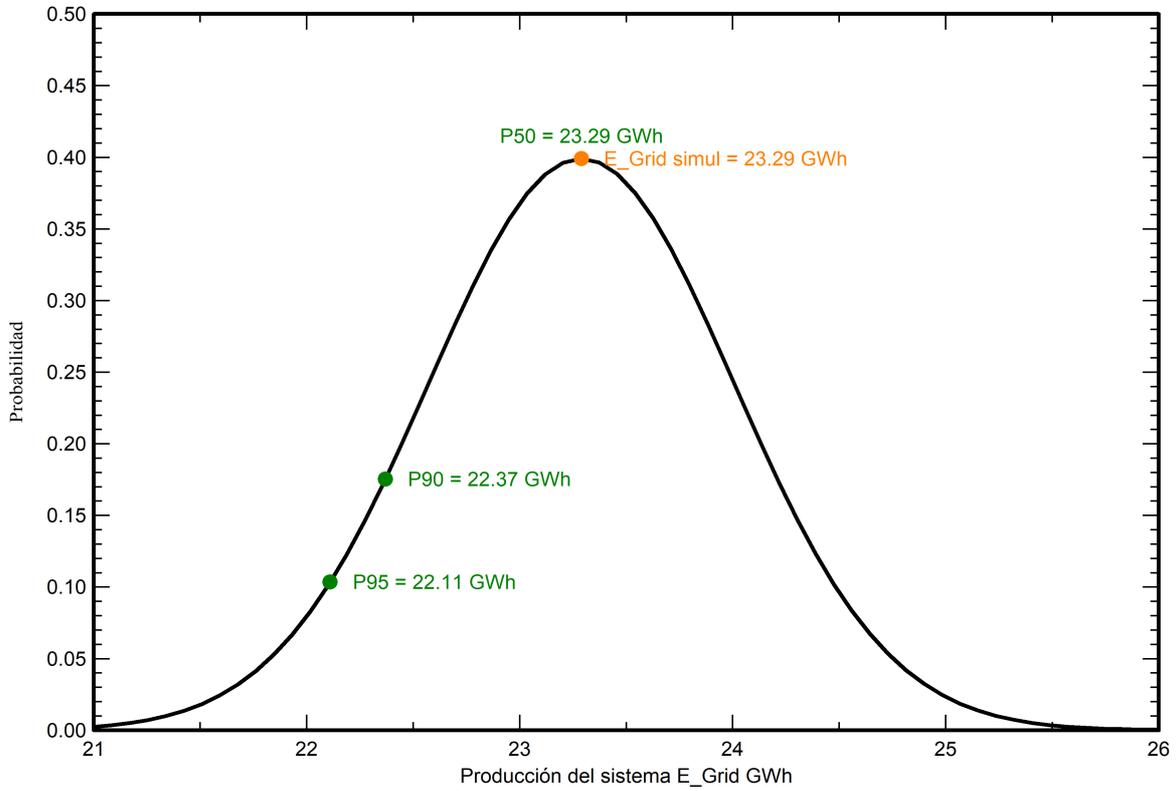
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

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	0.72 GWh
P50	23.29 GWh
P90	22.37 GWh
P95	22.11 GWh

Distribución de probabilidad



Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG00276-22 y VISADO electrónico VD00221-22A de 26/01/2022. CSV = FVLZSOZPJGJN4HSR verificable en https://coiiar.e-gestion.es



Proyecto: LA HOYA 2021

Variante: La Hoya 10 MW / 13 MWp 1Vx30/60_ pitch5m 670Wp

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
 Nº.Colegiado.: 0002474
 PEDRO MACHIN ITURRIA
VISADO Nº. : VD00221-22A
DE FECHA : 26/1/22
E-VISADO

PVsyst V7.2.8

VC6, Fecha de simulación:
17/11/21 13:06
con v7.2.8

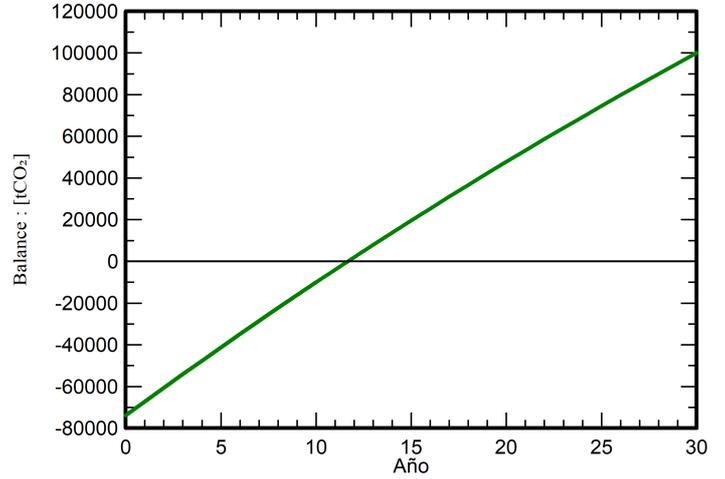
Balance de emisiones de CO₂

Total: 100055.2 tCO₂

Emisiones generadas
 Total: 73934.10 tCO₂
 Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

Emisiones reemplazadas
 Total: 200525.9 tCO₂
 Sistema de producción: 23289.88 MWh/año
 Emisiones del ciclo de vida de la red: 287 gCO₂/kWh
 Fuente: Lista IEA
 País: Spain
 Toda la vida: 30 años
 Degradación anual: 1.0 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[kgCO ₂]
Módulos	946 kgCO ₂ /kWp	67911 kWp	64232481
Soportes	1.91 kgCO ₂ /kg	5068000 kg	9701622

Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG00276-22 y VISADO electrónico VD00221-22A de 26/01/2022. CSV = FVLZSOZPJGJUN4HSR verificable en https://coiliar.e-geston.es



ANEJO 4

Cálculos eléctricos PFV

ÍNDICE

1.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	3
2.	CÁLCULO DE MÓDULOS EN SERIE Y NÚMERO DE RAMAS	6
3.	CÁLCULO DE CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN EN CORRIENTE CONTINUA	9
3.1.	TRAMO RAMAS – CSP	9
3.1.1.	Cálculo por criterio de la intensidad máxima admisible	9
3.1.2.	Cálculos por criterio de máxima caída de tensión	11
3.1.3.	Cálculo de las protecciones	26
3.1.4.	Conductores y protecciones seleccionados.....	27
3.2.	TRAMO CSP – INVERSOR	27
3.2.1.	Cálculo por criterio de la intensidad máxima admisible	27
3.2.2.	Cálculos por criterio de máxima caída de tensión	29
3.2.3.	Cálculo de las protecciones	31
3.2.4.	Conductores y protecciones seleccionados.....	32
3.3.	RESUMEN DE LOS CONDUCTORES Y PROTECCIONES SELECCIONADOS.....	33
4.	CÁLCULO DE CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA.....	33
4.1.	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.....	34
4.2.	CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN	37
4.3.	CRITERIO DE PÉRDIDA MÁXIMA DE POTENCIA	38
4.4.	CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO	39
4.5.	CONDUCTORES SELECCIONADOS.....	42
5.	CÁLCULO DE PUENTES BT y MT PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	44
5.1.	DATOS DE PARTIDA.....	44
5.2.	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.....	44
5.2.1.	Pletinas de conexión Inversores – Transformador.....	44
5.2.2.	Cables de conexión Transformador – Celdas MT.....	47
5.3.	CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN	47
5.4.	CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO	48
5.4.1.	Puente BT Inversor – Transformador	48
5.4.2.	Puente MT Transformador Celda MT	48
5.5.	CONDUCTORES SELECCIONADOS.....	49
5.5.1.	Pletinas de conexión inversor - transformador	49



5.5.2.	Cables de conexión Transformador – Celdas MT.....	49
6.	ANÁLISIS P-Q EN EL PUNTO DE CONEXIÓN. JUSTIFICACIÓN DEL NÚMERO DE INVERSORES.....	50
6.1.	ANTECEDENTES Y BASE LEGAL.....	50
6.2.	TIPOS DE MÓDULOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	51
6.3.	REQUISITOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA.....	52
6.4.	CURVA P-Q DE LOS INVERSORES UTILIZADOS.....	53
6.5.	CÁLCULOS.....	54
7.	CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS.....	57
7.1.	RED DE TIERRAS EN BAJA TENSIÓN.....	57
7.1.1.	Cálculo de la resistencia de toma de tierra.....	58
7.2.	RED DE TIERRAS EN MEDIA TENSIÓN.....	60
7.2.1.	Cálculo de la tensión de contacto y paso aplicada.....	60
7.2.2.	Cálculo de las tensiones de contacto y paso máximas admisibles.....	61
7.2.3.	Cálculo de la tensión de paso de acceso.....	62
7.2.4.	Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CT.....	62
7.3.	JUSTIFICACIÓN DE RED DE TIERRAS.....	64

1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

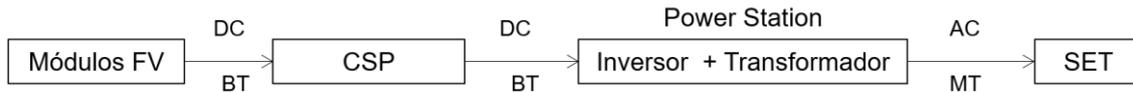
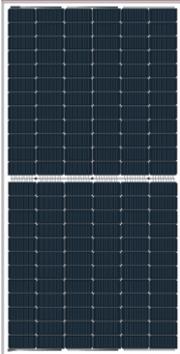


Ilustración 1. Esquema general de conexión del parque fotovoltaico

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

Trina TSM-DE21 Vertex			
Pmax	670 W	Vmpp (0°C)	41,45 V
Vmpp	38,2 V	Vmpp (65°C)	33,00 V
Impp	17,55 A	Voc (0°C)	48,98 V
Voc	46,1 V	Voc (65°C)	41,49 V
Isc	18,62 A	Impp (65°C)	15,16 A
Eficiencia	21,6 %	Isc (65°C)	18,92 A
V max sistema	1500 V _{DC}		
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	2384 mm		
Ancho	1303 mm		
Alto	35 mm		
Área	3,11 m ²		
Tamaño de conductor	12 / 4 AWG /mm ²		
Peso del módulo	33,9 kg		

Datos proporcionados para condiciones estándar (STC): 1000W/m², 25°C, AM1,5

Tabla 2: Especificaciones técnicas de las CSP. Fuente: Kaco New Energy GmbH

Modelo: DC-COMBINER BOX		
Entrada	Voltaje de entrada nominal	< 1.500 V DC
	Corriente de entrada máxima por entrada	15 / 20 / 30 A
	Máxima corriente de cortocircuito	250 / 400 / 500 A
	Número de entradas	10 / 14 / 18 ¹ y 16 / 20 / 24 ²
Salida	Rango de voltaje de salida	0 - 1.500 V DC
	Rango de corriente de salida	0 - 360 A
	Diámetro de cable de salida	Hasta 240 mm ²

¹ Fusible estándar de 20 A

² Fusible estándar de 30 A



Tabla 3: Especificaciones técnicas MV Skid. Fuente: Power Electronics

POWER ELECTRONICS

MV SKID COMPACT

TECHNICAL CHARACTERISTICS

MV SKID COMPACT

RATINGS	Power range @ 40 °C	1910 kVA - 4390 kVA
	Power range @ 50 °C	1775 kVA - 4075 kVA
MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT	MV voltage range	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
	LV voltage range	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V
	Transformer cooling	ONAN
	Transformer vector group	Dy11
	Transformer protection	Protection relay for pressure, temperature (two levels) and gassing. Monitoring of dielectric level decrease. PT100 optional.
	Transformer index of protection	IP54
	Transformer losses	IEC standard or IEC Tier-2.
	Oil retention tank	Galvanized steel. Integrated with hydrocarbon filter. Optional
	Switchgear configuration	Double feeder (2L)
	Switchgear protection	Circuit breaker (V)
CONNECTIONS	Switchgear short circuit rating ^[1]	16 kA 1 s
	Switchgear IAC ^[1]	A FL 16 kA 1 s
	LV-MV connections	Close coupled solution (plug & play)
ENVIRONMENT	LV protection	Motorized circuit breaker included in the inverter
	HV AC wiring	MV bridge between transformer and protection switchgear prewired
AUXILIARY SERVICES	Ambient temperature range ^[2]	-10 °C... +50 °C (T > 50 °C power derating)
	Maximum altitude (above sea level) ^[1]	Up to 1000 m
	Relative humidity	4% to 95% non condensing
OTHER EQUIPMENT	User power supply options	5 kVA / 40 kVA at 400 V (3-phase), 50 / 60 Hz (integrated in the inverter)
	User cabinet	Integrated in the inverter (by default). Optionally, LV cabinet in the skid.
	Cooling	Forced air
	HW communication	Ethernet (fiber optic or RJ45)
STANDARDS	UPS system ^[1]	1 kVA/0.8 kW (10 minutes). Optional
	Safety mechanism	Interlocking system
	Fire extinguishing system	Transformer oil tank retention accessory. Optional.
STANDARDS	Compliance	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1

[1] Consult with Power Electronics for other options.
[2] For lower temperatures, consult with Power Electronics.

Tabla 4: Especificaciones técnicas del inversor. Fuente: Power Electronics

POWER ELECTRONICS

FREESUN HEMK

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREESUN HEMK 600V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4
REFERENCES		FS1910K	FS2865K	FS3820K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	1910	2865	3820
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	1775	2660	3545
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674
	Operating Grid Voltage (VAC) ^[2]	600V ±10%		
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading .. 0.5 lagging adjustable / Reactive power injection at night		
DC	DC Voltage Range ^[2]	849V - 1500V		
	Maximum DC Voltage	1500V		
	Number of Inputs ^[2]	Up to 40		
	Max. DC Continuous Current (A) ^[4]	2295	3443	4590
	Max. DC Short Circuit Current (A) ^[4]	3470	5205	6940
	Number of MPPT (floating systems)	1	1	1, optionally 2 or 4
	Number of Freemaq DC/DC ^[5]	Up to 2 (Bus Plus Basic) or 4 (Bus Plus Advanced)		
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Efficiency (Max) (η) (preliminary)	98.76%	98.78%	98.84%
	Euroeta (η) (preliminary)	98.37%	98.39%	98.56%
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.5 x 7.2		
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2		
	Weight (lbs)	11465	11795	12125
	Weight (kg)	5200	5350	5500
	Type of Ventilation	Forced air cooling		
ENVIRONMENT	Degree of Protection	NEMA 3R / IP55		
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating		
	Relative Humidity	4% to 100% non-condensing		
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)		
	Noise Level ^[6]	< 79 dBA		
CONTROL INTERFACE	Communication Protocol	Modbus TCP		
	Power Plant Controller	Optional		
	Keyed ON/OFF Switch	Standard		
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and isolation monitoring device		
	Humidity Control	Active heating		
	General AC Protection & Disconn.	Circuit breaker		
	General DC Protection & Disconn.	Fuses, DC switch-disconnectors		
	Overvoltage Protection	Type 2 protection for AC and DC (optionally, Type 1+2)		
CERTIFICATIONS & STANDARDS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2		
	Compliance	NEC 2020 / IEC		
	Utility Interconnect	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SB / IEC 62116:2014		

[1] Values at 1.00-Vac nom and cosφ=1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVAR) = \sqrt{(S(kVA))^2 - P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations (available for Frame 4).

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

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 puede detener su funcionamiento.

Teniendo en cuenta el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (α) y el coeficiente de temperatura para corriente de cortocircuito (β) de los módulos fotovoltaicos (ver Tabla 1) y las características técnicas del inversor (ver Tabla 4), se calcula a continuación la configuración de ramas en serie y en paralelo para que se verifiquen las siguientes condiciones [1]:

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

	FS3820K
Vmp máxima inversor	1.500
Vmp máxima módulos fotovoltaicos a Tmin	41,45
Temperatura mínima	0
Número de módulos en la rama	30
Vmp máx. rama	1.243,41
¿Se cumple la condición?	SÍ

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

	FS3820K
Vmp mínima inversor	849
Vmp mínima módulos fotovoltaicos a Tmax	33,00
Temperatura máxima	65
Número de módulos en la rama	30
Vmp mínima rama	990,14
¿Se cumple la condición?	SÍ

La condición de límite inferior se cumple.

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.

$$V_{OC \text{ max. módulos } (T_{min})} = N^{\circ} \text{ módulos rama} * V_{OC_max. (T_{min})} = V_{OC \text{ max. rama}} > V_{\text{max DC Inversor}}$$

Tabla 7: condición de tensión de circuito abierto

	FS3820K
Voc máxima inversor	1.500
Voc máxima módulos fotovoltaicos a Tmin	48,98
Temperatura mínima	0
Número de módulos en la rama	30
Voc máxima rama	1.469,44
¿Se cumple la condición?	SÍ

La condición de tensión de circuito abierto se cumple.

4. La corriente máxima 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.

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

La configuración de CSPs del PFV es la siguiente:

Tabla 8: configuración bloques CSP

Características bloques CSP	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Módulos en serie	30			
Ramas en paralelo	13	12	9	7

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

Tabla 9: condición de corriente de cortocircuito.

	FS3820K		
	Config. 1	Config. 2	Config. 3
Intensidad cortocircuito módulo fotovoltaico a Tmax	18,92	18,92	18,92
Número CSP A	16	15	15
Número CSP B		1	
Número CSP C	1	1	3
Número CSP D			
Ramas en paralelo	215	216	216
Intensidad máxima entrada inversor	4.590	4.590	4.590
Intensidad máxima	4.067,4	4.086,3	4.086,3
¿Se cumple la condición?	SÍ	SÍ	SÍ

La condición de límite inferior se cumple.

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 EN CORRIENTE CONTINUA

El circuito de corriente continua comprende el cableado entre los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor. Debido a que el inversor solo admite cierto número de entradas (40 en los inversores seleccionados), se formarán agrupaciones de ramas mediante unas cajas de conexión llamadas cajas de seccionamiento y protección (CSP).

Para la formación de las ramas o series, se unen los módulos con su propio cable de serie. Los mismos módulos fotovoltaicos les protegerán de los rayos directos del sol. Posteriormente se lleva cada rama mediante dos conductores aislados tipo solar hacia las CSP. Existen diferentes configuraciones de bloques que se conectan a las CSP:

Tabla 10: configuraciones bloques CSP

Bloque CSP Tipo	A	B	C	D
Nº módulos/rama	30			
Nº ramas	13	12	9	7
Nº módulos/CSP	390	360	270	210

El tramo entre cada CSP y el bloque inversor estará formado por conductores aislados de aluminio. Se realizarán zanjas por donde irán enterrados los conductores que unen las CSP con la Power Station, edificio destinado al inversor y transformador.

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.

3.1. TRAMO RAMAS – CSP

3.1.1. Cálculo por criterio de la intensidad máxima admisible

Es posible que en caso de fallo se presente una retro-alimentación desde los circuitos conectados en paralelo, por ello los cables deberán estar dimensionados para soportar una intensidad superior al 125 % de la máxima intensidad del generador según indica la ITC-BT-40.

$$I_{\text{CABLE_RAMA}} = 1,25 \times I_{\text{SC}} (T_c)$$

Teniendo en cuenta el criterio de intensidad máxima admisible, se propone utilizar un cable de 6 mm² XLPE Cu de sección que soporta 57 A (Fila E – cable multiconductor XLPE2 al aire libre en la Tabla 12), valor superior a la intensidad que circulará.

3.1.2. Cálculos por criterio de máxima caída de tensión

La caída de tensión en el punto más alejado no debe sobrepasar el 1,5% según la Norma ITC-BT-40. Se calcula según las siguientes ecuaciones:

$$\Delta U(V) = \frac{2IL}{\gamma S} \qquad \Delta V(\%) = \frac{\Delta U(V)}{V_{rama}} \cdot 100$$

Donde:

- I : Intensidad máxima (A)
- L : Longitud de la línea (m)
- γ : Conductividad del cable (m/Ω·mm²)
- S : Sección del conductor (mm²)
- $V_{rama} = N_{módulos\ serie} \cdot V_{MP}^{mod}$: Voltaje de una rama de N módulos en serie (V)
- $\Delta U/\Delta V$: Caída de tensión admisible (V) / (%)

La intensidad máxima de funcionamiento para cada rama es la del punto de máxima potencia de un módulo a la mayor temperatura, al estar éstos conectados en serie.

$$I_{rama} = I_{MP}(T_c^{max}) = I_{MP}(STC) \cdot \left(1 + \Delta T \cdot \frac{\alpha}{100}\right)$$

Tabla 13: intensidad máxima de funcionamiento

Tc [°C]	ΔT [°C]	α [%/K]	I _{mp(STC)} [A]	I _{rama} [A]
65	40	-0,340	17,55	15,16

A continuación, se multiplica esta intensidad por el número de ramas en paralelo existentes que confluyen en las CSP y que van hasta el inversor:

Tabla 14: intensidad por CSP

Bloque CSP Tipo	A	B	C	D
I _{rama} (A)	15,16	15,16	15,16	15,16
Nº ramas	13	12	9	7
ICSP (A)	197,08	181,92	136,44	106,12

Las características de cada uno de los bloques CSP tipo utilizados se pueden observar en la Tabla 15.



Tabla 15: Características bloques tipo CSP

Características bloques CSP	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Módulos fotovoltaicos 670 Wp	390	360	270	210
Módulos en serie	30			
Ramas en paralelo	13	12	9	7
Cable String – C.S.P.	ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 1 x 6 Cu			
Fusible protección ramas	30A, 1.500 V			
C.S.P	1			
Cable C.S.P. - Inversor	2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)			
Potencia pico (kWp)	261,3	241,2	180,9	140,7

En la Tabla 16 se muestra la caída de tensión en el cableado de corriente continua entre cada rama (string) y la CSPS.

Hay que tener en cuenta que la caída de tensión de cada uno de los bloques CSP (DC Combiner)⁴ puede variar debido a la orografía del terreno, por lo que en el proyecto constructivo debería ser calculada con mayor detalle.

Tabla 16: Caída de tensión desde ramas a CSP

De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm ²)	ΔV (V)	ΔV (%)
DC Combiner DCB 1-1	String 1-1-1	51,37	52,68	6	4,95	0,31%
	String 1-1-2	61,36	62,67	6	5,89	0,37%
	String 1-1-3	1,92	3,23	6	0,30	0,02%
	String 1-1-4	13,87	15,18	6	1,43	0,09%
	String 1-1-5	28,67	29,98	6	2,82	0,17%
	String 1-1-6	33,73	35,04	6	3,29	0,20%
	String 1-1-7	46,39	47,70	6	4,48	0,28%
	String 1-1-8	64,28	65,59	6	6,16	0,38%
	String 1-1-9	59,16	60,47	6	5,68	0,35%
	String 1-1-10	46,09	47,40	6	4,46	0,28%
	String 1-1-11	40,89	42,20	6	3,97	0,25%
	String 1-1-12	27,57	28,89	6	2,72	0,17%
	String 1-1-13	21,87	23,18	6	2,18	0,14%
DC Combiner DCB 1-2	String 1-2-1	56,54	57,86	6	5,44	0,34%
	String 1-2-2	61,54	62,86	6	5,91	0,37%
	String 1-2-3	66,54	67,85	6	6,38	0,40%
	String 1-2-4	51,95	53,26	6	5,01	0,31%
	String 1-2-5	12,17	13,48	6	1,27	0,08%
	String 1-2-6	40,58	41,90	6	3,94	0,24%
	String 1-2-7	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 1-2-8	51,54	52,86	6	4,97	0,31%
	String 1-2-9	11,76	13,08	6	1,23	0,08%

⁴ Ejemplo de nomenclatura de DC Combiner 31-2: el 3 indica el número de la Power Station, el 1 el número del inversor de la Power Station (0 si la PS sólo tiene un inversor) y el 2 el número de CSP conectada al inversor.



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm ²)	ΔV (V)	ΔV (%)
	String 1-2-10	56,54	57,86	6	5,44	0,34%
	String 1-2-11	16,76	18,08	6	1,70	0,11%
	String 1-2-12	61,53	62,85	6	5,91	0,37%
	String 1-2-13	21,75	23,07	6	2,17	0,13%
DC Combiner DCB 1-3	String 1-3-1	97,81	99,12	6	9,32	0,58%
	String 1-3-2	58,03	59,34	6	5,58	0,35%
	String 1-3-3	92,80	94,12	6	8,85	0,55%
	String 1-3-4	53,02	54,34	6	5,11	0,32%
	String 1-3-5	80,72	82,03	6	7,71	0,48%
	String 1-3-6	40,94	42,25	6	3,97	0,25%
	String 1-3-7	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 1-3-8	92,41	93,73	6	8,81	0,55%
	String 1-3-9	52,63	53,95	6	5,07	0,31%
	String 1-3-10	12,50	13,81	6	1,30	0,08%
	String 1-3-11	97,40	98,72	6	9,28	0,58%
	String 1-3-12	57,62	58,94	6	5,54	0,34%
	String 1-3-13	17,49	18,80	6	1,77	0,11%
DC Combiner DCB 1-4	String 1-4-1	97,78	99,09	6	9,31	0,58%
	String 1-4-2	58,00	59,31	6	5,57	0,35%
	String 1-4-3	17,86	19,18	6	1,80	0,11%
	String 1-4-4	92,76	94,07	6	8,84	0,55%
	String 1-4-5	52,98	54,29	6	5,10	0,32%
	String 1-4-6	12,85	14,16	6	1,33	0,08%
	String 1-4-7	80,72	82,03	6	7,71	0,48%
	String 1-4-8	40,94	42,25	6	3,97	0,25%
	String 1-4-9	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 1-4-10	92,38	93,69	6	8,81	0,55%
	String 1-4-11	52,60	53,91	6	5,07	0,31%
	String 1-4-12	12,47	13,78	6	1,30	0,08%
	String 1-4-13	97,12	98,43	6	9,25	0,57%
DC Combiner DCB 1-5	String 1-5-1	17,88	19,19	6	1,80	0,11%
	String 1-5-2	58,01	59,33	6	5,58	0,35%
	String 1-5-3	92,79	94,10	6	8,84	0,55%
	String 1-5-4	53,01	54,32	6	5,11	0,32%
	String 1-5-5	12,87	14,19	6	1,33	0,08%
	String 1-5-6	80,71	82,03	6	7,71	0,48%
	String 1-5-7	40,93	42,25	6	3,97	0,25%
	String 1-5-8	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 1-5-9	92,39	93,70	6	8,81	0,55%
	String 1-5-10	52,61	53,92	6	5,07	0,31%
	String 1-5-11	12,48	13,79	6	1,30	0,08%
	String 1-5-12	17,49	18,80	6	1,77	0,11%
	String 1-5-13	57,62	58,93	6	5,54	0,34%
DC Combiner DCB 1-6	String 1-6-1	61,35	62,66	6	5,89	0,37%
	String 1-6-2	56,47	57,78	6	5,43	0,34%



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm2)	ΔV (V)	ΔV (%)	
	String 1-6-3	16,69	18,00	6	1,69	0,10%	
	String 1-6-4	51,47	52,78	6	4,96	0,31%	
	String 1-6-5	11,69	13,00	6	1,22	0,08%	
	String 1-6-6	40,58	41,89	6	3,94	0,24%	
	String 1-6-7	0,80	2,11	6	0,20	0,01%	
	String 1-6-8	51,06	52,37	6	4,92	0,31%	
	String 1-6-9	11,28	12,59	6	1,18	0,07%	
	String 1-6-10	56,06	57,37	6	5,39	0,33%	
	String 1-6-11	16,28	17,59	6	1,65	0,10%	
	String 1-6-12	61,06	62,38	6	5,86	0,36%	
	String 1-6-13	21,28	22,60	6	2,12	0,13%	
	DC Combiner DCB 1-7	String 1-7-1	61,48	62,80	6	5,90	0,37%
		String 1-7-2	21,70	23,02	6	2,16	0,13%
String 1-7-3		56,47	57,79	6	5,43	0,34%	
String 1-7-4		16,69	18,01	6	1,69	0,10%	
String 1-7-5		51,47	52,78	6	4,96	0,31%	
String 1-7-6		11,69	13,00	6	1,22	0,08%	
String 1-7-7		40,58	41,89	6	3,94	0,24%	
String 1-7-8		0,80	2,12	6	0,20	0,01%	
String 1-7-9		51,07	52,38	6	4,92	0,31%	
String 1-7-10		11,29	12,60	6	1,18	0,07%	
String 1-7-11		56,07	57,38	6	5,39	0,33%	
String 1-7-12		16,29	17,60	6	1,65	0,10%	
String 1-7-13		60,80	62,11	6	5,84	0,36%	
DC Combiner DCB 1-8	String 1-8-1	32,34	33,65	6	3,16	0,20%	
	String 1-8-2	27,35	28,66	6	2,69	0,17%	
	String 1-8-3	22,34	23,66	6	2,22	0,14%	
	String 1-8-4	17,26	18,57	6	1,75	0,11%	
	String 1-8-5	12,26	13,57	6	1,28	0,08%	
	String 1-8-6	0,80	2,12	6	0,20	0,01%	
	String 1-8-7	11,85	13,16	6	1,24	0,08%	
	String 1-8-8	16,85	18,16	6	1,71	0,11%	
	String 1-8-9	21,85	23,16	6	2,18	0,13%	
	String 1-8-10	106,75	108,06	6	10,16	0,63%	
	String 1-8-11	66,97	68,28	6	6,42	0,40%	
	String 1-8-12	26,85	28,16	6	2,65	0,16%	
	String 1-8-13	31,84	33,16	6	3,12	0,19%	
DC Combiner DCB 1-9	String 1-9-1	97,16	98,47	6	9,26	0,57%	
	String 1-9-2	57,38	58,66	6	5,51	0,34%	
	String 1-9-3	92,16	93,47	6	8,79	0,54%	
	String 1-9-4	52,38	53,69	6	5,05	0,31%	
	String 1-9-5	12,25	13,56	6	1,27	0,08%	
	String 1-9-6	80,71	82,02	6	7,71	0,48%	
	String 1-9-7	40,93	42,24	6	3,97	0,25%	
	String 1-9-8	0,80	2,12	6	0,20	0,01%	



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm2)	ΔV (V)	ΔV (%)
	String 1-9-9	91,74	93,05	6	8,75	0,54%
	String 1-9-10	51,96	53,27	6	5,01	0,31%
	String 1-9-11	11,83	13,15	6	1,24	0,08%
	String 1-9-12	56,96	58,27	6	5,48	0,34%
	String 1-9-13	16,83	18,14	6	1,71	0,11%
DC Combiner DCB 1-10	String 1-10-1	97,14	98,45	6	9,25	0,57%
	String 1-10-2	92,13	93,44	6	8,78	0,54%
	String 1-10-3	52,35	53,66	6	5,04	0,31%
	String 1-10-4	12,23	13,54	6	1,27	0,08%
	String 1-10-5	80,71	82,02	6	7,71	0,48%
	String 1-10-6	40,93	42,24	6	3,97	0,25%
	String 1-10-7	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 1-10-8	91,71	93,03	6	8,74	0,54%
	String 1-10-9	51,93	53,25	6	5,00	0,31%
	String 1-10-10	11,81	13,12	6	1,23	0,08%
	String 1-10-11	96,71	98,03	6	9,21	0,57%
	String 1-10-12	56,93	58,25	6	5,47	0,34%
	String 1-10-13	16,81	18,12	6	1,70	0,11%
DC Combiner DCB 1-11	String 1-11-1	97,12	98,43	6	9,25	0,57%
	String 1-11-2	57,34	58,65	6	5,51	0,34%
	String 1-11-3	17,21	18,53	6	1,74	0,11%
	String 1-11-4	92,11	93,43	6	8,78	0,54%
	String 1-11-5	52,33	53,65	6	5,04	0,31%
	String 1-11-6	12,21	13,53	6	1,27	0,08%
	String 1-11-7	80,70	82,02	6	7,71	0,48%
	String 1-11-8	40,92	42,24	6	3,97	0,25%
	String 1-11-9	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 1-11-10	91,70	93,02	6	8,74	0,54%
	String 1-11-11	51,92	53,24	6	5,00	0,31%
	String 1-11-12	11,80	13,11	6	1,23	0,08%
	String 1-11-13	16,80	18,11	6	1,70	0,11%
DC Combiner DCB 1-12	String 1-12-1	97,10	98,39	6	9,25	0,57%
	String 1-12-2	57,32	58,64	6	5,51	0,34%
	String 1-12-3	92,10	93,41	6	8,78	0,54%
	String 1-12-4	52,32	53,63	6	5,04	0,31%
	String 1-12-5	12,20	13,51	6	1,27	0,08%
	String 1-12-6	80,71	82,02	6	7,71	0,48%
	String 1-12-7	40,93	42,24	6	3,97	0,25%
	String 1-12-8	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 1-12-9	91,69	93,00	6	8,74	0,54%
	String 1-12-10	51,91	53,22	6	5,00	0,31%
	String 1-12-11	11,78	13,09	6	1,23	0,08%
	String 1-12-12	96,67	98,00	6	9,21	0,57%
	String 1-12-13	56,89	58,21	6	5,47	0,34%
DC Combiner DCB 1-13	String 1-13-1	17,19	18,50	6	1,74	0,11%
	String 1-13-2	92,08	93,39	6	8,78	0,54%



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm2)	ΔV (V)	ΔV (%)	
	String 1-13-3	52,30	53,61	6	5,04	0,31%	
	String 1-13-4	12,17	13,48	6	1,27	0,08%	
	String 1-13-5	80,72	82,03	6	7,71	0,48%	
	String 1-13-6	40,94	42,25	6	3,97	0,25%	
	String 1-13-7	0,80	2,11	6	0,20	0,01%	
	String 1-13-8	91,70	93,01	6	8,74	0,54%	
	String 1-13-9	51,92	53,23	6	5,00	0,31%	
	String 1-13-10	11,78	13,10	6	1,23	0,08%	
	String 1-13-11	96,71	98,02	6	9,21	0,57%	
	String 1-13-12	56,93	58,24	6	5,47	0,34%	
	String 1-13-13	16,79	18,10	6	1,70	0,11%	
	DC Combiner DCB 1-14	String 1-14-1	97,14	98,45	6	9,25	0,57%
		String 1-14-2	57,36	58,67	6	5,51	0,34%
String 1-14-3		17,21	18,52	6	1,74	0,11%	
String 1-14-4		92,14	93,45	6	8,78	0,54%	
String 1-14-5		52,36	53,67	6	5,05	0,31%	
String 1-14-6		12,21	13,52	6	1,27	0,08%	
String 1-14-7		80,74	82,05	6	7,71	0,48%	
String 1-14-8		40,96	42,27	6	3,97	0,25%	
String 1-14-9		0,80	2,11	6	0,20	0,01%	
String 1-14-10		91,74	93,05	6	8,75	0,54%	
String 1-14-11		51,96	53,27	6	5,01	0,31%	
String 1-14-12		11,80	13,11	6	1,23	0,08%	
String 1-14-13		16,79	18,11	6	1,70	0,11%	
DC Combiner DCB 1-15	String 1-15-1	57,35	58,68	6	5,52	0,34%	
	String 1-15-2	97,13	98,44	6	9,25	0,57%	
	String 1-15-3	92,15	93,46	6	8,78	0,54%	
	String 1-15-4	52,37	53,68	6	5,05	0,31%	
	String 1-15-5	12,21	13,52	6	1,27	0,08%	
	String 1-15-6	80,74	82,05	6	7,71	0,48%	
	String 1-15-7	40,96	42,27	6	3,97	0,25%	
	String 1-15-8	0,80	2,12	6	0,20	0,01%	
	String 1-15-9	91,74	93,06	6	8,75	0,54%	
	String 1-15-10	51,96	53,28	6	5,01	0,31%	
	String 1-15-11	11,80	13,12	6	1,23	0,08%	
	String 1-15-12	56,96	58,28	6	5,48	0,34%	
	String 1-15-13	16,80	18,12	6	1,70	0,11%	
DC Combiner DCB 1-16	String 1-16-1	56,16	57,48	6	5,40	0,33%	
	String 1-16-2	49,54	48,23	6	4,66	0,29%	
	String 1-16-3	51,33	52,64	6	4,95	0,31%	
	String 1-16-4	11,55	12,86	6	1,21	0,07%	
	String 1-16-5	40,58	41,89	6	3,94	0,24%	
	String 1-16-6	0,80	2,11	6	0,20	0,01%	
	String 1-16-7	50,95	52,26	6	4,91	0,30%	
	String 1-16-8	11,17	12,48	6	1,17	0,07%	
	String 1-16-9	55,95	57,26	6	5,38	0,33%	



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm2)	ΔV (V)	ΔV (%)
	String 1-16-10	16,17	17,48	6	1,64	0,10%
	String 1-16-11	60,95	62,27	6	5,85	0,36%
	String 1-16-12	100,68	102,00	6	9,59	0,59%
	String 1-16-13	21,17	22,49	6	2,11	0,13%
DC Combiner DCB 1-17	String 1-17-1	95,76	97,07	6	9,12	0,57%
	String 1-17-2	55,98	57,29	6	5,38	0,33%
	String 1-17-3	11,99	13,31	6	1,25	0,08%
	String 1-17-4	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 1-17-5	11,57	12,88	6	1,21	0,08%
	String 1-17-6	16,57	17,88	6	1,68	0,10%
	String 1-17-7	21,57	22,88	6	2,15	0,13%
DC Combiner DCB 2-1	String 2-1-1	32,57	33,89	6	3,19	0,20%
	String 2-1-2	27,58	28,89	6	2,72	0,17%
	String 2-1-3	22,58	23,89	6	2,25	0,14%
	String 2-1-4	17,58	18,89	6	1,78	0,11%
	String 2-1-5	12,57	13,89	6	1,31	0,08%
	String 2-1-6	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 2-1-7	12,18	13,49	6	1,27	0,08%
	String 2-1-8	17,19	18,50	6	1,74	0,11%
	String 2-1-9	61,28	62,59	6	5,88	0,36%
	String 2-1-10	101,06	102,37	6	9,62	0,60%
	String 2-1-11	66,28	67,59	6	6,35	0,39%
	String 2-1-12	106,06	107,37	6	10,09	0,63%
	String 2-1-13	71,28	72,59	6	6,82	0,42%
DC Combiner DCB 2-2	String 2-2-1	62,04	63,36	6	5,96	0,37%
	String 2-2-2	17,26	18,57	6	1,75	0,11%
	String 2-2-3	57,04	58,35	6	5,48	0,34%
	String 2-2-4	12,26	13,57	6	1,28	0,08%
	String 2-2-5	52,04	53,35	6	5,01	0,31%
	String 2-2-6	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 2-2-7	40,58	41,90	6	3,94	0,24%
	String 2-2-8	11,86	13,18	6	1,24	0,08%
	String 2-2-9	51,64	52,96	6	4,98	0,31%
	String 2-2-10	16,86	18,17	6	1,71	0,11%
	String 2-2-11	56,64	57,95	6	5,45	0,34%
	String 2-2-12	21,86	23,17	6	2,18	0,14%
	String 2-2-13	61,64	62,95	6	5,92	0,37%
DC Combiner DCB 2-3	String 2-3-1	16,86	18,17	6	1,71	0,11%
	String 2-3-2	56,98	58,29	6	5,48	0,34%
	String 2-3-3	96,76	98,07	6	9,22	0,57%
	String 2-3-4	11,86	13,18	6	1,24	0,08%
	String 2-3-5	51,98	53,30	6	5,01	0,31%
	String 2-3-6	91,76	93,08	6	8,75	0,54%
	String 2-3-7	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 2-3-8	40,92	42,24	6	3,97	0,25%
	String 2-3-9	80,70	82,02	6	7,71	0,48%



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm2)	ΔV (V)	ΔV (%)
	String 2-3-10	11,48	12,79	6	1,20	0,07%
	String 2-3-11	51,60	52,91	6	4,97	0,31%
	String 2-3-12	91,38	92,69	6	8,71	0,54%
	String 2-3-13	16,48	17,79	6	1,67	0,10%
DC Combiner DCB 2-4	String 2-4-1	56,98	58,30	6	5,48	0,34%
	String 2-4-2	96,79	98,08	6	9,22	0,57%
	String 2-4-3	11,86	13,17	6	1,24	0,08%
	String 2-4-4	51,98	53,29	6	5,01	0,31%
	String 2-4-5	91,76	93,07	6	8,75	0,54%
	String 2-4-6	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 2-4-7	40,92	42,24	6	3,97	0,25%
	String 2-4-8	80,70	82,02	6	7,71	0,48%
	String 2-4-9	11,48	12,79	6	1,20	0,07%
	String 2-4-10	51,60	52,91	6	4,97	0,31%
	String 2-4-11	91,38	92,69	6	8,71	0,54%
	String 2-4-12	16,48	17,79	6	1,67	0,10%
	String 2-4-13	56,60	57,91	6	5,44	0,34%
DC Combiner DCB 2-5	String 2-5-1	96,75	98,06	6	9,22	0,57%
	String 2-5-2	11,84	13,15	6	1,24	0,08%
	String 2-5-3	51,96	53,27	6	5,01	0,31%
	String 2-5-4	91,74	93,05	6	8,75	0,54%
	String 2-5-5	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 2-5-6	40,92	42,24	6	3,97	0,25%
	String 2-5-7	80,70	82,02	6	7,71	0,48%
	String 2-5-8	11,46	12,78	6	1,20	0,07%
	String 2-5-9	51,58	52,90	6	4,97	0,31%
	String 2-5-10	91,36	92,68	6	8,71	0,54%
	String 2-5-11	16,46	17,77	6	1,67	0,10%
	String 2-5-12	56,58	57,89	6	5,44	0,34%
	String 2-5-13	96,36	97,67	6	9,18	0,57%
DC Combiner DCB 2-6	String 2-6-1	16,84	18,16	6	1,71	0,11%
	String 2-6-2	56,96	58,28	6	5,48	0,34%
	String 2-6-3	96,74	98,06	6	9,22	0,57%
	String 2-6-4	11,85	13,16	6	1,24	0,08%
	String 2-6-5	51,97	53,28	6	5,01	0,31%
	String 2-6-6	91,75	93,06	6	8,75	0,54%
	String 2-6-7	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 2-6-8	40,92	42,24	6	3,97	0,25%
	String 2-6-9	80,70	82,02	6	7,71	0,48%
	String 2-6-10	51,58	52,90	6	4,97	0,31%
	String 2-6-11	91,36	92,68	6	8,71	0,54%
	String 2-6-12	56,59	57,90	6	5,44	0,34%
	String 2-6-13	96,37	97,68	6	9,18	0,57%
DC Combiner DCB 2-7	String 2-7-1	17,30	18,62	6	1,75	0,11%
	String 2-7-2	57,08	58,40	6	5,49	0,34%
	String 2-7-3	12,31	13,63	6	1,28	0,08%



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm ²)	ΔV (V)	ΔV (%)	
	String 2-7-4	52,09	53,41	6	5,02	0,31%	
	String 2-7-5	91,83	93,14	6	8,75	0,54%	
	String 2-7-6	131,61	132,92	6	12,49	0,77%	
	String 2-7-7	0,80	2,12	6	0,20	0,01%	
	String 2-7-8	40,58	41,90	6	3,94	0,24%	
	String 2-7-9	80,32	81,63	6	7,67	0,48%	
	String 2-7-10	120,10	121,41	6	11,41	0,71%	
	String 2-7-11	11,92	13,23	6	1,24	0,08%	
	String 2-7-12	51,70	53,01	6	4,98	0,31%	
	String 2-7-13	91,43	92,74	6	8,72	0,54%	
	DC Combiner DCB 2-8	String 2-8-1	136,19	137,93	6	12,96	0,80%
		String 2-8-2	131,62	132,93	6	12,49	0,77%
		String 2-8-3	91,84	93,15	6	8,76	0,54%
String 2-8-4		52,10	53,41	6	5,02	0,31%	
String 2-8-5		12,32	13,63	6	1,28	0,08%	
String 2-8-6		0,80	2,12	6	0,20	0,01%	
String 2-8-7		40,58	41,90	6	3,94	0,24%	
String 2-8-8		80,31	81,63	6	7,67	0,48%	
String 2-8-9		120,09	121,41	6	11,41	0,71%	
String 2-8-10		131,21	132,53	6	12,46	0,77%	
String 2-8-11		91,43	92,75	6	8,72	0,54%	
String 2-8-12		51,70	53,01	6	4,98	0,31%	
String 2-8-13		11,92	13,23	6	1,24	0,08%	
DC Combiner DCB 2-9	String 2-9-1	17,34	18,66	6	1,75	0,11%	
	String 2-9-2	57,12	58,44	6	5,49	0,34%	
	String 2-9-3	96,85	98,17	6	9,23	0,57%	
	String 2-9-4	136,63	137,95	6	12,97	0,80%	
	String 2-9-5	12,34	13,66	6	1,28	0,08%	
	String 2-9-6	52,12	53,44	6	5,02	0,31%	
	String 2-9-7	91,85	93,17	6	8,76	0,54%	
	String 2-9-8	131,63	132,95	6	12,50	0,77%	
	String 2-9-9	0,80	2,11	6	0,20	0,01%	
	String 2-9-10	40,58	41,89	6	3,94	0,24%	
	String 2-9-11	80,31	81,63	6	7,67	0,48%	
	String 2-9-12	120,09	121,41	6	11,41	0,71%	
	String 2-9-13	11,96	13,27	6	1,25	0,08%	
DC Combiner DCB 2-10	String 2-10-1	55,27	56,58	6	5,32	0,33%	
	String 2-10-2	95,00	96,32	6	9,05	0,56%	
	String 2-10-3	134,78	136,10	6	12,79	0,79%	
	String 2-10-4	12,36	13,68	6	1,29	0,08%	
	String 2-10-5	50,30	51,61	6	4,85	0,30%	
	String 2-10-6	90,03	91,34	6	8,59	0,53%	
	String 2-10-7	129,81	131,12	6	12,32	0,76%	
	String 2-10-8	0,80	2,11	6	0,20	0,01%	
	String 2-10-9	40,58	41,89	6	3,94	0,24%	
	String 2-10-10	80,32	81,63	6	7,67	0,48%	



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm2)	ΔV (V)	ΔV (%)
	String 2-10-11	120,10	121,41	6	11,41	0,71%
	String 2-10-12	51,33	52,64	6	4,95	0,31%
	String 2-10-13	91,45	92,76	6	8,72	0,54%
DC Combiner DCB 2-11	String 2-11-1	97,42	98,74	6	9,28	0,58%
	String 2-11-2	12,52	13,84	6	1,30	0,08%
	String 2-11-3	52,64	53,96	6	5,07	0,31%
	String 2-11-4	92,42	93,74	6	8,81	0,55%
	String 2-11-5	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 2-11-6	40,92	42,24	6	3,97	0,25%
	String 2-11-7	80,70	82,02	6	7,71	0,48%
	String 2-11-8	12,12	13,43	6	1,26	0,08%
	String 2-11-9	52,24	53,55	6	5,03	0,31%
	String 2-11-10	92,02	93,33	6	8,77	0,54%
	String 2-11-11	17,12	18,44	6	1,73	0,11%
	String 2-11-12	57,24	58,56	6	5,50	0,34%
	String 2-11-13	97,02	98,34	6	9,24	0,57%
DC Combiner DCB 2-12	String 2-12-1	17,53	18,84	6	1,77	0,11%
	String 2-12-2	57,65	58,96	6	5,54	0,34%
	String 2-12-3	97,43	98,74	6	9,28	0,58%
	String 2-12-4	12,53	13,84	6	1,30	0,08%
	String 2-12-5	52,65	53,96	6	5,07	0,31%
	String 2-12-6	92,43	93,74	6	8,81	0,55%
	String 2-12-7	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 2-12-8	40,92	42,24	6	3,97	0,25%
	String 2-12-9	80,70	82,02	6	7,71	0,48%
	String 2-12-10	12,13	13,44	6	1,26	0,08%
	String 2-12-11	52,25	53,56	6	5,03	0,31%
	String 2-12-12	92,03	93,34	6	8,77	0,54%
	String 2-12-13	17,13	18,44	6	1,73	0,11%
DC Combiner DCB 2-13	String 2-13-1	57,66	58,97	6	5,54	0,34%
	String 2-13-2	97,44	98,75	6	9,28	0,58%
	String 2-13-3	12,54	13,85	6	1,30	0,08%
	String 2-13-4	52,66	53,97	6	5,07	0,31%
	String 2-13-5	92,44	93,75	6	8,81	0,55%
	String 2-13-6	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 2-13-7	40,92	42,24	6	3,97	0,25%
	String 2-13-8	80,70	82,02	6	7,71	0,48%
	String 2-13-9	12,14	13,45	6	1,26	0,08%
	String 2-13-10	52,26	53,57	6	5,04	0,31%
	String 2-13-11	92,04	93,35	6	8,77	0,54%
	String 2-13-12	17,14	18,46	6	1,73	0,11%
	String 2-13-13	57,26	58,58	6	5,51	0,34%
DC Combiner DCB 2-14	String 2-14-1	61,84	63,15	6	5,94	0,37%
	String 2-14-2	16,96	18,27	6	1,72	0,11%
	String 2-14-3	56,74	58,05	6	5,46	0,34%
	String 2-14-4	11,96	13,28	6	1,25	0,08%



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm2)	ΔV (V)	ΔV (%)
	String 2-14-5	51,74	53,06	6	4,99	0,31%
	String 2-14-6	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 2-14-7	40,58	41,89	6	3,94	0,24%
	String 2-14-8	11,56	12,88	6	1,21	0,08%
	String 2-14-9	51,34	52,66	6	4,95	0,31%
	String 2-14-10	16,56	17,88	6	1,68	0,10%
	String 2-14-11	56,34	57,66	6	5,42	0,34%
	String 2-14-12	21,57	22,88	6	2,15	0,13%
	String 2-14-13	61,35	62,66	6	5,89	0,37%
DC Combiner DCB 2-15	String 2-15-1	21,96	23,27	6	2,19	0,14%
	String 2-15-2	61,74	63,05	6	5,93	0,37%
	String 2-15-3	16,96	18,27	6	1,72	0,11%
	String 2-15-4	56,74	58,05	6	5,46	0,34%
	String 2-15-5	11,95	13,27	6	1,25	0,08%
	String 2-15-6	51,73	53,05	6	4,99	0,31%
	String 2-15-7	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 2-15-8	40,58	41,89	6	3,94	0,24%
	String 2-15-9	11,56	12,88	6	1,21	0,08%
	String 2-15-10	51,34	52,66	6	4,95	0,31%
	String 2-15-11	16,56	17,88	6	1,68	0,10%
	String 2-15-12	56,34	57,66	6	5,42	0,34%
	String 2-15-13	61,34	62,66	6	5,89	0,37%
DC Combiner DCB 2-16	String 2-16-1	16,96	18,27	6	1,72	0,11%
	String 2-16-2	11,97	13,28	6	1,25	0,08%
	String 2-16-3	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 2-16-4	11,57	12,89	6	1,21	0,08%
	String 2-16-5	16,57	17,89	6	1,68	0,10%
	String 2-16-6	56,35	57,67	6	5,42	0,34%
	String 2-16-7	51,35	52,67	6	4,95	0,31%
	String 2-16-8	40,58	41,89	6	3,94	0,24%
	String 2-16-9	51,75	53,06	6	4,99	0,31%
DC Combiner DCB 2-17	String 2-17-1	25,95	27,26	6	2,56	0,16%
	String 2-17-2	20,94	22,26	6	2,09	0,13%
	String 2-17-3	15,94	17,25	6	1,62	0,10%
	String 2-17-4	10,95	12,26	6	1,15	0,07%
	String 2-17-5	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 2-17-6	11,19	12,50	6	1,17	0,07%
	String 2-17-7	16,18	17,50	6	1,64	0,10%
	String 2-17-8	21,18	22,49	6	2,11	0,13%
	String 2-17-9	60,96	62,27	6	5,85	0,36%
	String 2-17-10	65,99	67,31	6	6,33	0,39%
	String 2-17-11	26,21	27,53	6	2,59	0,16%
	String 2-17-12	31,20	32,51	6	3,06	0,19%
DC Combiner DCB 3-1	String 3-1-1	57,76	59,07	6	5,55	0,34%
	String 3-1-2	97,51	98,82	6	9,29	0,58%
	String 3-1-3	91,61	92,92	6	8,73	0,54%



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm2)	ΔV (V)	ΔV (%)	
	String 3-1-4	51,86	53,17	6	5,00	0,31%	
	String 3-1-5	12,08	13,39	6	1,26	0,08%	
	String 3-1-6	80,33	81,64	6	7,67	0,48%	
	String 3-1-7	40,58	41,89	6	3,94	0,24%	
	String 3-1-8	0,80	2,11	6	0,20	0,01%	
	String 3-1-9	92,01	93,32	6	8,77	0,54%	
	String 3-1-10	52,26	53,58	6	5,04	0,31%	
	String 3-1-11	12,48	13,80	6	1,30	0,08%	
	String 3-1-12	96,98	98,29	6	9,24	0,57%	
	String 3-1-13	57,98	59,29	6	5,57	0,35%	
	DC Combiner DCB 3-2	String 3-2-1	91,60	92,91	6	8,73	0,54%
		String 3-2-2	51,85	53,17	6	5,00	0,31%
		String 3-2-3	17,06	18,37	6	1,73	0,11%
String 3-2-4		12,07	13,39	6	1,26	0,08%	
String 3-2-5		80,33	81,64	6	7,67	0,48%	
String 3-2-6		40,58	41,89	6	3,94	0,24%	
String 3-2-7		0,80	2,12	6	0,20	0,01%	
String 3-2-8		92,01	93,32	6	8,77	0,54%	
String 3-2-9		52,26	53,58	6	5,04	0,31%	
String 3-2-10		12,48	13,80	6	1,30	0,08%	
String 3-2-11		96,99	98,30	6	9,24	0,57%	
String 3-2-12		57,24	58,56	6	5,50	0,34%	
String 3-2-13		17,46	18,78	6	1,76	0,11%	
DC Combiner DCB 3-3	String 3-3-1	136,36	137,67	6	12,94	0,80%	
	String 3-3-2	96,58	97,89	6	9,20	0,57%	
	String 3-3-3	56,84	58,15	6	5,47	0,34%	
	String 3-3-4	17,06	18,37	6	1,73	0,11%	
	String 3-3-5	131,40	132,72	6	12,47	0,77%	
	String 3-3-6	91,62	92,94	6	8,74	0,54%	
	String 3-3-7	51,87	53,19	6	5,00	0,31%	
	String 3-3-8	12,09	13,41	6	1,26	0,08%	
	String 3-3-9	120,12	121,43	6	11,41	0,71%	
	String 3-3-10	80,34	81,65	6	7,67	0,48%	
	String 3-3-11	40,58	41,89	6	3,94	0,24%	
	String 3-3-12	0,80	2,12	6	0,20	0,01%	
	String 3-3-13	12,52	13,83	6	1,30	0,08%	
DC Combiner DCB 3-4	String 3-4-1	136,49	137,80	6	12,95	0,80%	
	String 3-4-2	96,71	98,02	6	9,21	0,57%	
	String 3-4-3	57,28	58,26	6	5,48	0,34%	
	String 3-4-4	131,46	132,77	6	12,48	0,77%	
	String 3-4-5	91,68	92,99	6	8,74	0,54%	
	String 3-4-6	51,90	53,22	6	5,00	0,31%	
	String 3-4-7	12,12	13,44	6	1,26	0,08%	
	String 3-4-8	120,14	121,46	6	11,42	0,71%	
	String 3-4-9	80,36	81,68	6	7,68	0,48%	
	String 3-4-10	40,58	41,89	6	3,94	0,24%	



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm2)	ΔV (V)	ΔV (%)
	String 3-4-11	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 3-4-12	52,34	53,66	6	5,04	0,31%
	String 3-4-13	12,56	13,88	6	1,30	0,08%
DC Combiner DCB 3-5	String 3-5-1	77,51	78,82	6	7,41	0,46%
	String 3-5-2	82,52	83,83	6	7,88	0,49%
	String 3-5-3	202,89	204,21	6	19,19	1,19%
	String 3-5-4	163,11	164,43	6	15,46	0,96%
	String 3-5-5	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 3-5-6	40,58	41,89	6	3,94	0,24%
	String 3-5-7	14,62	15,94	6	1,50	0,09%
DC Combiner DCB 3-6	String 3-6-1	31,01	32,32	6	3,04	0,19%
	String 3-6-2	75,78	77,10	6	7,25	0,45%
	String 3-6-3	70,79	72,10	6	6,78	0,42%
	String 3-6-4	26,02	27,33	6	2,57	0,16%
	String 3-6-5	65,80	67,11	6	6,31	0,39%
	String 3-6-6	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 3-6-7	40,96	42,27	6	3,97	0,25%
	String 3-6-8	80,74	82,05	6	7,71	0,48%
	String 3-6-9	14,51	15,83	6	1,49	0,09%
	String 3-6-10	54,65	55,97	6	5,26	0,33%
	String 3-6-11	94,43	95,75	6	9,00	0,56%
	String 3-6-12	59,64	60,96	6	5,73	0,36%
	String 3-6-13	99,42	100,74	6	9,47	0,59%
DC Combiner DCB 3-7	String 3-7-1	23,46	24,77	6	2,33	0,14%
	String 3-7-2	63,24	64,55	6	6,07	0,38%
	String 3-7-3	18,45	19,77	6	1,86	0,12%
	String 3-7-4	58,23	59,55	6	5,60	0,35%
	String 3-7-5	13,45	14,77	6	1,39	0,09%
	String 3-7-6	53,23	54,55	6	5,13	0,32%
	String 3-7-7	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 3-7-8	40,58	41,89	6	3,94	0,24%
	String 3-7-9	13,06	14,38	6	1,35	0,08%
	String 3-7-10	52,84	54,16	6	5,09	0,32%
	String 3-7-11	18,07	19,39	6	1,82	0,11%
	String 3-7-12	57,85	59,17	6	5,56	0,34%
	String 3-7-13	23,09	24,40	6	2,29	0,14%
DC Combiner DCB 3-8	String 3-8-1	13,55	14,86	6	1,40	0,09%
	String 3-8-2	53,33	54,64	6	5,14	0,32%
	String 3-8-3	58,32	59,64	6	5,61	0,35%
	String 3-8-4	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 3-8-5	40,58	41,89	6	3,94	0,24%
	String 3-8-6	92,25	93,56	6	8,79	0,55%
	String 3-8-7	52,09	53,40	6	5,02	0,31%
	String 3-8-8	132,03	133,34	6	12,53	0,78%
	String 3-8-9	57,09	58,40	6	5,49	0,34%
	String 3-8-10	97,25	98,56	6	9,26	0,57%



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm ²)	ΔV (V)	ΔV (%)
	String 3-8-11	137,03	138,34	6	13,00	0,81%
	String 3-8-12	62,09	63,40	6	5,96	0,37%
	String 3-8-13	102,25	103,57	6	9,73	0,60%
DC Combiner DCB 3-9	String 3-9-1	97,30	98,61	6	9,27	0,57%
	String 3-9-2	92,30	93,61	6	8,80	0,55%
	String 3-9-3	52,52	53,83	6	5,06	0,31%
	String 3-9-4	12,36	13,67	6	1,28	0,08%
	String 3-9-5	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 3-9-6	40,97	42,28	6	3,97	0,25%
	String 3-9-7	80,75	82,06	6	7,71	0,48%
	String 3-9-8	12,00	13,31	6	1,25	0,08%
	String 3-9-9	52,16	53,47	6	5,03	0,31%
	String 3-9-10	91,94	93,25	6	8,77	0,54%
	String 3-9-11	17,00	18,31	6	1,72	0,11%
	String 3-9-12	57,16	58,47	6	5,50	0,34%
	String 3-9-13	96,94	98,25	6	9,23	0,57%
DC Combiner DCB 3-10	String 3-10-1	17,32	18,63	6	1,75	0,11%
	String 3-10-2	57,47	58,78	6	5,53	0,34%
	String 3-10-3	97,25	98,56	6	9,26	0,57%
	String 3-10-4	12,32	13,63	6	1,28	0,08%
	String 3-10-5	52,46	53,77	6	5,05	0,31%
	String 3-10-6	92,24	93,55	6	8,79	0,55%
	String 3-10-7	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 3-10-8	40,94	42,25	6	3,97	0,25%
	String 3-10-9	80,72	82,03	6	7,71	0,48%
	String 3-10-10	11,88	13,19	6	1,24	0,08%
	String 3-10-11	52,01	53,32	6	5,01	0,31%
	String 3-10-12	91,79	93,10	6	8,75	0,54%
	String 3-10-13	16,91	18,22	6	1,71	0,11%
DC Combiner DCB 3-11	String 3-11-1	61,37	62,68	6	5,89	0,37%
	String 3-11-2	56,37	57,68	6	5,42	0,34%
	String 3-11-3	51,76	53,08	6	4,99	0,31%
	String 3-11-4	40,58	41,89	6	3,94	0,24%
	String 3-11-5	52,16	53,47	6	5,03	0,31%
	String 3-11-6	57,18	58,49	6	5,50	0,34%
	String 3-11-7	62,19	63,50	6	5,97	0,37%
	String 3-11-8	11,98	13,30	6	1,25	0,08%
	String 3-11-9	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 3-11-10	12,38	13,69	6	1,29	0,08%
	String 3-11-11	17,40	18,71	6	1,76	0,11%
	String 3-11-12	22,41	23,72	6	2,23	0,14%
	String 3-11-13	55,75	54,44	6	5,24	0,32%
DC Combiner DCB 3-12	String 3-12-1	17,70	19,01	6	1,79	0,11%
	String 3-12-2	12,70	14,01	6	1,32	0,08%
	String 3-12-3	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 3-12-4	13,43	14,75	6	1,39	0,09%



De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm2)	ΔV (V)	ΔV (%)
	String 3-12-5	18,52	19,83	6	1,86	0,12%
	String 3-12-6	51,12	49,81	6	4,80	0,30%
	String 3-12-7	56,21	54,90	6	5,28	0,33%
DC Combiner DCB 3-13	String 3-13-1	17,90	19,21	6	1,81	0,11%
	String 3-13-2	57,68	58,99	6	5,55	0,34%
	String 3-13-3	13,04	14,35	6	1,35	0,08%
	String 3-13-4	53,16	54,47	6	5,12	0,32%
	String 3-13-5	92,94	94,25	6	8,86	0,55%
	String 3-13-6	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 3-13-7	40,92	42,24	6	3,97	0,25%
	String 3-13-8	12,63	13,94	6	1,31	0,08%
	String 3-13-9	80,70	82,02	6	7,71	0,48%
	String 3-13-10	52,75	54,06	6	5,08	0,31%
	String 3-13-11	92,53	93,84	6	8,82	0,55%
	String 3-13-12	17,63	18,94	6	1,78	0,11%
	String 3-13-13	57,75	59,06	6	5,55	0,34%
DC Combiner DCB 3-14	String 3-14-1	97,93	99,24	6	9,33	0,58%
	String 3-14-2	13,01	14,32	6	1,35	0,08%
	String 3-14-3	53,13	54,44	6	5,12	0,32%
	String 3-14-4	92,91	94,22	6	8,86	0,55%
	String 3-14-5	0,80	2,12	6	0,20	0,01%
	String 3-14-6	40,92	42,24	6	3,97	0,25%
	String 3-14-7	80,70	82,02	6	7,71	0,48%
	String 3-14-8	12,63	13,95	6	1,31	0,08%
	String 3-14-9	52,75	54,07	6	5,08	0,32%
	String 3-14-10	92,53	93,85	6	8,82	0,55%
	String 3-14-11	17,64	18,96	6	1,78	0,11%
	String 3-14-12	57,76	59,08	6	5,55	0,34%
	String 3-14-13	97,54	98,86	6	9,29	0,58%
DC Combiner DCB 3-15	String 3-15-1	18,06	19,38	6	1,82	0,11%
	String 3-15-2	58,18	59,50	6	5,59	0,35%
	String 3-15-3	97,96	99,28	6	9,33	0,58%
	String 3-15-4	13,07	14,38	6	1,35	0,08%
	String 3-15-5	53,19	54,50	6	5,12	0,32%
	String 3-15-6	92,97	94,28	6	8,86	0,55%
	String 3-15-7	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 3-15-8	40,92	42,24	6	3,97	0,25%
	String 3-15-9	80,70	82,02	6	7,71	0,48%
	String 3-15-10	12,69	14,00	6	1,32	0,08%
	String 3-15-11	52,81	54,12	6	5,09	0,32%
	String 3-15-12	92,59	93,90	6	8,83	0,55%
	String 3-15-13	97,62	98,94	6	9,30	0,58%
DC Combiner DCB 3-16	String 3-16-1	18,20	19,51	6	1,83	0,11%
	String 3-16-2	58,32	59,63	6	5,60	0,35%
	String 3-16-3	13,22	14,53	6	1,37	0,08%
	String 3-16-4	53,34	54,65	6	5,14	0,32%

De	Hasta	Longitud cable + (m)	Longitud cable - (m)	S (mm2)	ΔV (V)	ΔV (%)
	String 3-16-5	93,12	94,43	6	8,88	0,55%
	String 3-16-6	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 3-16-7	40,92	42,24	6	3,97	0,25%
	String 3-16-8	80,70	82,02	6	7,71	0,48%
	String 3-16-9	12,95	14,26	6	1,34	0,08%
	String 3-16-10	52,73	54,04	6	5,08	0,31%
	String 3-16-11	17,95	19,26	6	1,81	0,11%
	String 3-16-12	57,73	59,04	6	5,55	0,34%
	String 3-16-13	22,99	24,30	6	2,28	0,14%
DC Combiner DCB 3-17	String 3-17-1	63,30	64,61	6	6,07	0,38%
	String 3-17-2	58,30	59,61	6	5,60	0,35%
	String 3-17-3	18,52	19,83	6	1,86	0,12%
	String 3-17-4	13,51	14,83	6	1,39	0,09%
	String 3-17-5	53,29	54,61	6	5,13	0,32%
	String 3-17-6	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 3-17-7	40,58	41,89	6	3,94	0,24%
	String 3-17-8	13,10	14,42	6	1,36	0,08%
	String 3-17-9	52,88	54,20	6	5,09	0,32%
	String 3-17-10	57,89	59,20	6	5,56	0,34%
	String 3-17-11	18,11	19,42	6	1,83	0,11%
	String 3-17-12	22,97	24,29	6	2,28	0,14%
	String 3-17-13	27,99	29,30	6	2,75	0,17%
DC Combiner DCB 3-18	String 3-18-1	22,78	24,09	6	2,26	0,14%
	String 3-18-2	17,79	19,10	6	1,80	0,11%
	String 3-18-3	12,80	14,11	6	1,33	0,08%
	String 3-18-4	0,80	2,11	6	0,20	0,01%
	String 3-18-5	13,21	14,52	6	1,37	0,08%
	String 3-18-6	18,22	19,53	6	1,84	0,11%
	String 3-18-7	23,22	24,54	6	2,31	0,14%

La caída de tensión máxima es del **1,19 %**, valor inferior al 1,5 % establecido.

3.1.3. 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:

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

Escogiendo un 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]
18,62	27,93	30

Se propone utilizar fusibles de protección para las ramas de tipo gPV del calibre mostrado en la tabla, lo que garantiza el corte del circuito antes de que el conductor supere la intensidad máxima admisible por el cable.

3.1.4. 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 serán los mostrados en la Tabla 18.

Tabla 18: Características del conductor de corriente continua rama – CSP

ELEMENTO	TRAMO	Imax
ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 6 Cu	Ramas – CSP	57 A
Fusible gPV 1500 V _{DC}	Rama	30 A

3.2. TRAMO CSP – INVERSOR

El inversor, alojado en la Power Station, se encuentra ubicado aproximadamente en el centro de cada bloque de potencia para evitar caídas de tensión elevadas. Las zanjas que albergan el cableado que une las CSP con el inversor pueden ser compartidas en algunos tramos por la conexión de varias CSP.

Se han dimensionado los cables y protecciones para el caso más restrictivo de agrupación de cables existente en el PFV.

3.2.1. Cálculo por criterio de la intensidad máxima admisible

La intensidad máxima será la de cortocircuito (I_{sc}) cuando la temperatura del módulo es máxima, que se considera a 65 °C.

$$I_{\max CSP i}(T_c^{max}) = N_{ramas} \cdot I_{sc}(+65^\circ\text{C})$$

Tabla 19: Intensidad máxima por CSP

Bloque CSP Tipo	A	B	C	D
I_{sc} (65 °C) (A)	18,92			
Nº ramas	13	12	9	7
I_{\max} CSP (T_c máx) (A)	245,96	227,04	170,28	132,44

La ITC-BT-40 indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador:

$$I_{cables CSP i} \geq 1,25 \cdot I_{\max CSP i}(T_c^{max})$$



Tabla 20: dimensionamiento cables CSP

Bloque CSP Tipo	A	B	C	D
Imáx CSP (Tc máx) (A)	245,96	227,04	170,28	132,44
lcables CSP (A)	307,45	283,8	212,85	165,55

Además de este valor, se tienen que tener en cuenta las características de la instalación (factor de corrección para agrupaciones, temperatura del terreno, temperatura de funcionamiento de los paneles en régimen permanente y resistividad del terreno).

Tabla 21: características de dimensionamiento de la instalación

Cables en contacto ⁵	Factor de agrupamiento ³	T ^a terreno [°C]	T ^a funcionamiento módulos FV [°C]	Resistividad terreno [K m/W]
10	0,48	25	65	1,5

Tabla 22: Tabla A.9.2. UNE 211435:2007

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

Por lo que el cable deberá soportar por lo menos:

$$I_{cables\ CSP\ i} \leq Factor\ agrupamiento \cdot I_{max_admisible}$$

Tabla 23: Intensidad máxima admisible

Bloque CSP Tipo	A	B	C	D
Factor corrector por agrupamiento	0,48			
lcables CSP_i (A)	307,45	283,8	212,85	165,55
Imáx admisible CSP_i (A)	640,45	591,19	443,39	344,86

⁵ Caso más restrictivo.

Se proponen cables de tipo XZ1 de aluminio con aislamiento (0,6/1 kV), directamente soterrados para la conexión entre las CSP e inversor, de las siguientes secciones e intensidades:

Tabla 24: Secciones de cables propuestas según criterio de intensidad máxima admisible

SECCIÓN NOMINAL [mm ²]	I _{máx} admisible enterrado directamente o bajo tubo a 25 °C [A]
2 x 240	680

Tabla 25: Cables HARMOHNY XZ1 Al (S). Tensión: 0,6/1 kV⁶

								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1690111	1x16	8,5	90	35	66	74	3,498	4,241
1690112	1x25	10,1	130	40	88	95	2,234	2,665
1690113	1x35	11,4	165	45	100	110	1,639	1,928
1690114	1x50	12,3	205	50	125	135	1,233	1,423
1690115	1x70	13,8	270	55	160	165	0,876	0,984
1690116	1x95	15,7	355	65	200	200	0,654	0,711
1690117	1x120	17,6	435	70	235	225	0,534	0,562
1690118	1x150	19,2	530	80	290	260	0,449	0,457
1690119	1x185	21,1	655	85	335	295	0,373	0,364
1690120	1x240	24,1	840	100	390	340	0,303	0,278
1690121	1x300	26,5	1025	135	455	385	0,257	0,222
1690122	1x400	29,6	1325	150	540	445	0,217	0,173

3.2.2. Cálculos por criterio de máxima caída de tensión

Los cálculos son análogos a los realizados por criterio de máxima caída de tensión en el tramo entre ramas y CSP. Para este PFV existen 3 bloques de potencia (denominadas Power Stations) de 3,820 MVA. A estos bloques de potencia se conectan las CSP.

Las CSP están distribuidas de la forma más uniformemente posible según se dispone en la Tabla 26, donde se muestran las características de los diferentes bloques de potencia:

⁶ Fuente: General Cable

Tabla 26: Características para los bloques de 3,820 MVA

Características bloque Power Station 3,820 kVA	Configuración 1	Configuración 2	Configuración 3
Número de bloques en el PFV	1	1	1
Módulos fotovoltaicos 670 Wp	6.450	6.480	6.480
Módulos en serie	30		
Ramas en paralelo	215	216	216
Bloques C.S.P	16 CSP A + 1 CSP D	15 CSP A + 1 CSP B + 1 CSP C	15 CSP A + 3 CSP D
Cable C.S.P. - Inversor	2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)		
Fusibles protección inversor	400/315/200 A, 1.500 V,		
Potencia módulos fotovoltaicos (kWp)	4.321,5	4.341,6	4.341,6
Potencia inversores (kVA)	3.820		

La siguiente tabla muestra las caídas de tensión desde las CSP hasta las Power Station tipo, así como la sección de cable seleccionada para cada tramo entre CSP e inversor. Los cálculos en detalle se realizarán durante el proyecto constructivo.

Tabla 27: Caída tensión C.S.P. – Power Station

De	Hasta	Longitud cable (m)	S (mm2)	ΔV (V) CSP - Inv	ΔV (%) CSP - Inv	ΔV Max. String - CSP (%)	ΔV Max. String - Inversor (%)
Central Inverter 1	DC Combiner DCB 1-1	428,04	2 x 240	11,85	1,03%	0,38%	1,42%
	DC Combiner DCB 1-2	272,76	2 x 240	7,55	0,66%	0,40%	1,05%
	DC Combiner DCB 1-3	202,64	2 x 240	5,61	0,49%	0,58%	1,07%
	DC Combiner DCB 1-4	177,60	2 x 240	4,92	0,43%	0,58%	1,01%
	DC Combiner DCB 1-5	157,61	2 x 240	4,36	0,38%	0,55%	0,93%
	DC Combiner DCB 1-6	91,28	2 x 240	2,53	0,22%	0,37%	0,59%
	DC Combiner DCB 1-7	56,27	2 x 240	1,56	0,14%	0,37%	0,50%
	DC Combiner DCB 1-8	39,82	2 x 240	1,10	0,10%	0,63%	0,73%
	DC Combiner DCB 1-9	74,82	2 x 240	2,07	0,18%	0,57%	0,75%
	DC Combiner DCB 1-10	94,81	2 x 240	2,62	0,23%	0,57%	0,80%
	DC Combiner DCB 1-11	119,81	2 x 240	3,32	0,29%	0,57%	0,86%
	DC Combiner DCB 1-12	139,80	2 x 240	3,87	0,34%	0,57%	0,91%
	DC Combiner DCB 1-13	159,81	2 x 240	4,42	0,39%	0,57%	0,96%
	DC Combiner DCB 1-14	184,83	2 x 240	5,12	0,45%	0,57%	1,02%
	DC Combiner DCB 1-15	204,83	2 x 240	5,67	0,49%	0,57%	1,07%
	DC Combiner DCB 1-16	264,98	2 x 240	7,33	0,64%	0,59%	1,23%
	DC Combiner DCB 1-17	334,39	2 x 240	4,98	0,43%	0,57%	1,00%
Central Inverter 2	DC Combiner DCB 2-1	230,00	2 x 240	6,37	0,56%	0,63%	1,18%
	DC Combiner DCB 2-2	311,21	2 x 240	8,61	0,75%	0,37%	1,12%
	DC Combiner DCB 2-3	241,09	2 x 240	6,67	0,58%	0,57%	1,15%
	DC Combiner DCB 2-4	221,09	2 x 240	6,12	0,53%	0,57%	1,11%
	DC Combiner DCB 2-5	201,08	2 x 240	5,57	0,49%	0,57%	1,06%
	DC Combiner DCB 2-6	176,08	2 x 240	4,87	0,43%	0,57%	1,00%
	DC Combiner DCB 2-7	111,39	2 x 240	3,08	0,27%	0,77%	1,04%



	DC Combiner DCB 2-8	96,40	2 x 240	2,67	0,23%	0,80%	1,04%
	DC Combiner DCB 2-9	76,42	2 x 240	2,12	0,18%	0,80%	0,99%
	DC Combiner DCB 2-10	61,42	2 x 240	1,70	0,15%	0,79%	0,94%
	DC Combiner DCB 2-11	9,64	2 x 240	0,27	0,02%	0,58%	0,60%
	DC Combiner DCB 2-12	34,64	2 x 240	0,96	0,08%	0,58%	0,66%
	DC Combiner DCB 2-13	54,66	2 x 240	1,51	0,13%	0,58%	0,71%
	DC Combiner DCB 2-14	119,78	2 x 240	3,32	0,29%	0,37%	0,66%
	DC Combiner DCB 2-15	154,79	2 x 240	4,28	0,37%	0,37%	0,74%
	DC Combiner DCB 2-16	179,79	2 x 240	3,45	0,30%	0,34%	0,64%
	DC Combiner DCB 2-17	220,98	2 x 240	5,65	0,49%	0,39%	0,88%
Central Inverter 3	DC Combiner DCB 3-1	252,56	2 x 240	6,99	0,61%	0,58%	1,19%
	DC Combiner DCB 3-2	232,53	2 x 240	6,44	0,56%	0,57%	1,13%
	DC Combiner DCB 3-3	207,51	2 x 240	5,74	0,50%	0,80%	1,30%
	DC Combiner DCB 3-4	192,53	2 x 240	5,33	0,47%	0,80%	1,27%
	DC Combiner DCB 3-5	114,00	2 x 240	1,70	0,15%	1,19%	1,34%
	DC Combiner DCB 3-6	82,92	2 x 240	2,30	0,20%	0,59%	0,79%
	DC Combiner DCB 3-7	11,34	2 x 240	0,31	0,03%	0,38%	0,40%
	DC Combiner DCB 3-8	29,68	2 x 240	0,82	0,07%	0,81%	0,88%
	DC Combiner DCB 3-9	93,63	2 x 240	2,59	0,23%	0,57%	0,80%
	DC Combiner DCB 3-10	118,63	2 x 240	3,28	0,29%	0,57%	0,86%
	DC Combiner DCB 3-11	183,80	2 x 240	5,09	0,44%	0,37%	0,81%
	DC Combiner DCB 3-12	249,07	2 x 240	3,71	0,32%	0,33%	0,65%
	DC Combiner DCB 3-13	278,44	2 x 240	7,71	0,67%	0,55%	1,22%
	DC Combiner DCB 3-14	298,44	2 x 240	8,26	0,72%	0,58%	1,30%
	DC Combiner DCB 3-15	323,51	2 x 240	8,96	0,78%	0,58%	1,36%
	DC Combiner DCB 3-16	343,65	2 x 240	9,51	0,83%	0,55%	1,38%
	DC Combiner DCB 3-17	373,80	2 x 240	10,35	0,90%	0,38%	1,28%
DC Combiner DCB 3-18	413,67	2 x 240	6,17	0,54%	0,14%	0,68%	

La suma de caída de tensión en corriente continua desde las ramas hasta el inversor es inferior al 1,5%, como se muestra en la tabla:

Tabla 28: Resumen caída tensión rama – inversor

Inversor	ΔV Max. String - Inversor (%)
Central Inverter 1	1,42%
Central Inverter 2	1,18%
Central Inverter 3	1,19%

3.2.3. Cálculo de las protecciones

La norma UNE-HD 60364-7-712:2017 indica que la corriente máxima del fusible de las CSP debe estar comprendida entre:

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

Se escoge un ratio de 1,5, por lo que el fusible de cada CSP debe soportar, por lo menos:

$$I_{fusible_{CSP i}} \geq 1,5 \cdot I_{m\acute{a}x_{CSP i}}(T_c \text{ m\acute{a}x})$$

Tabla 29: Fusibles protección CSPs

Bloque CSP Tipo	A	B	C	D
Imáx CSP (Tc máx) (A)	245,96	227,04	170,28	132,44
Imin FUSIBLE CSPs (A)	368,94	340,56	255,42	198,66
Fusible gPV 1500 VDC (A)	400	315	315	200

Por lo tanto, se propone utilizar fusibles de protección para las CSP de tipo gPV de los valores anteriormente mostrados, lo que garantiza el corte del circuito antes de que los conductores superen la intensidad máxima admisible por el cable.

3.2.4. 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 30.

Tabla 30: Características del conductor de corriente continua CSP – inversor

ELEMENTO	TRAMO	Imax
2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)	CSP - inversor	680 A
Fusible gPV 1.500 V DC	CSP	200, 315, 400 A

3.3. RESUMEN DE LOS CONDUCTORES Y PROTECCIONES SELECCIONADOS

Se recogen en la Tabla 31 la selección de cables y protecciones necesarios resultantes de los cálculos anteriores:

Tabla 31. Conductores y protecciones de BT en CC del PFV

PFV LA HOYA	
Descripción	Cantidad
Módulos fotovoltaicos 670 Wp	19.410
Ramas en paralelo	647
Cable String – C.S.P.	ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 1 x 6 Cu
Fusible protección ramas	30 A, 1.500 V
Bloques CSP	46 Tipo A + 1 Tipo B + 1 Tipo C + 4 Tipo D
Cable C.S.P. – Inversor	2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)
Fusibles protección inversor	200, 315, 400 A, 1.500 V
Inversor 3.820 kVA	3
Power Station 3.820 kVA	3
Potencia total módulos fotovoltaicos (MWp)	13,00
Potencia en inversores (MVA)	11,46
Capacidad de acceso (MW)	10,00

4. CÁLCULO DE CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA

El PFV está compuesto por 3 bloques de potencia de 3,820 MVA, conectados en un único circuito eléctrico, sumando un total de 11,46 MVA de potencia instalada. La potencia se limitará a la capacidad de acceso del PFV (10 MW) mediante el Power Plant Controller, ubicado el Centro de entrega.

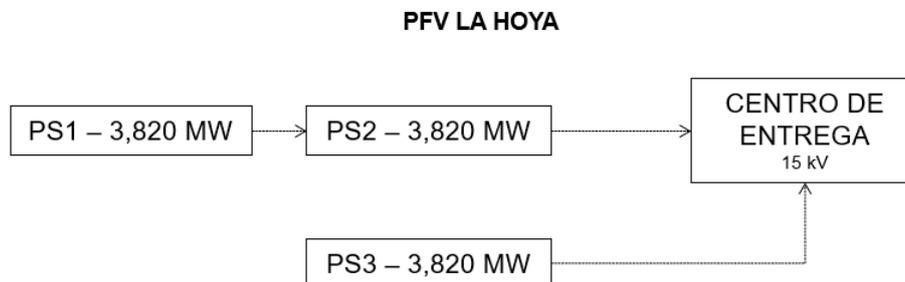


Ilustración 2: Esquema de conexión de la red de MT del PFV

4.1. 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 32: Valores de diseño para los cálculos de MT

Tensión evacuación [kV]	Factor de potencia
15	0,95

La sección del cable se determina mediante la Tabla 33, 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 33: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados.⁷

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

Esta tabla permite elegir la sección de los conductores en función de la corriente máxima admisible para una instalación enterrada, en base a las siguientes consideraciones:

- Temperatura del terreno: 25 °C
- Terna de cables unipolares agrupados en contacto mutuo, o un cable tripolar.
- Terreno de resistividad térmica normal (1,5 K m/W)
- Profundidad de la instalación: hasta 18/30 kV, 100 cm

⁷ Fuente: Tabla 6 RD 223/2008 ITC-LAT 06

La temperatura máxima de trabajo de los cables está prevista en 90 °C y la temperatura ambiente que rodea al cable ha sido supuesta en 25 °C para la instalación enterrada.

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 34:

Tabla 34: Factor de corrección C1, para temperatura del terreno distinta de 25 °C⁸

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

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 35.

Tabla 35: Factor de corrección C2 para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K m/W⁹

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	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	
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 36.

⁸ Fuente: Tabla 7 RD 223/2008 ITC-LAT 06

⁹ Fuente: Tabla 8 RD 223/2008 ITC-LAT 06

Tabla 36: Factores de corrección C3 para profundidades de instalación distintas de 1m¹⁰

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

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 37.

Tabla 37: Factor de corrección C4 por distancia entre ternos o cables tripolares¹¹

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:

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

Siendo:

- N : número de conductores en paralelo.
- I_{cond} : Intensidad máxima admisible del cable (Tabla 33).

¹⁰ Fuente: RD 223/2008 ITC-LAT 06

¹¹ Fuente: Tabla 10 RD 223/2008 ITC-LAT 06

- C_1 : Coeficiente de corrección según la temperatura del terreno (Tabla 34)
- C_2 : Coeficiente de corrección según la resistividad térmica del terreno (Tabla 35)
- C_3 : Coeficiente de corrección según profundidad de instalación (Tabla 36)
- C_4 : Coeficiente de corrección para agrupamiento de cables (Tabla 37)

En este caso, los cables están directamente enterrados a una profundidad de 1 m y separados entre sí una distancia inferior a 0,2 m. La temperatura del terreno ha sido supuesta en 25 °C y la resistividad térmica normal (1,5 K m/W). Así, los coeficientes C_1 , C_2 y C_3 tienen valor de la unidad. El valor de C_4 es el asociado a 4 ternas de cables, ya que el trazado se comparte con el PFV La Mallata, ubicado contiguamente al PFV La Hoya.

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

$$I_{max} = N \cdot I_{cond} \cdot C_4$$

Esta intensidad varía en función del tramo y la selección de conductores atiende también a los criterios de máxima caída de tensión y pérdidas de potencia, tal y como se muestra a continuación (ver I_{max} en la Tabla 38).

4.2. 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 sobre la nominal. La caída de tensión se calcula mediante la siguiente ecuación, aplicada a la casuística del parque fotovoltaico en la Tabla 38.

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\Phi + X \cdot \sen\Phi) \cdot L$$

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

Donde:

- ΔU : Caída de la tensión compuesta (V)
- I : Intensidad de la línea (A)
- X : Reactancia por fase y por kilómetro (Ω /km)
- R : Resistencia por fase y por kilómetro (Ω /km)
- Φ : Angulo de desfase (°)
- L : Longitud de la línea (km)
- V_{linea} : Tensión de la línea de evacuación (V)



Tabla 38: Caídas de tensión en circuito de evacuación de MT del PFV hasta el Centro de entrega

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada	Intensidad Acumulada	Long km	Nº Ternas.	Sección mm ²	I _{max} A	R Ω/km	X Ω/km	Caida tensión
		MW	A							%
1	PS1 - PS2	3,82	154,8	0,30	1	150	245,0	0,264	0,117	0,15%
	PS2 - CE	7,64	309,5	0,08	1	240	345,0	0,161	0,119	0,05%
TOTAL Circuito1		7,64								0,21%
2	PS3 - CE	3,82	154,8	0,28	1	150	260,0	0,264	0,117	0,14%
TOTAL Circuito2		3,82								0,14%

Se puede ver que la máxima caída de tensión entre las Power Stations y el Centro de Entrega es de **0,21 %**, valor que se encuentra por debajo del límite establecido.

Tabla 39: Caídas de tensión en circuito de evacuación de MT del PFV desde el CE hasta la SET

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada	Intensidad Acumulada	Long km	Nº Ternas.	Sección mm ²	I _{max} A	R Ω/km	X Ω/km	Caida tensión
		MW	A							%
CE - SET	CE – SET	11,46	464,3	5,09	2	400	581,0	0,1	0,101	1,73%
TOTAL Circuito CE – SET		11,46								1,73%

Se puede ver que la máxima caída de tensión entre el Centro de Entrega y la SET es de **1,73 %**, valor que se encuentra por debajo del límite establecido.

4.3. 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 en la red subterránea interna del PFV e inferiores al 2% en la línea subterránea de evacuación.

$$P\% = \frac{100 \cdot R_k \cdot P_{act}}{U^2 \cdot \cos^2 \theta} \cdot L \qquad P_p = 100 \cdot \frac{P\%}{S}$$

Donde:

- R_k = Resistencia de la línea (Ω/km).
- P_{act} = Potencia activa de la línea (kW)
- L = Longitud de la línea (km)
- U = Tensión de la línea (kV)
- $\cos \theta$ = Factor de potencia
- S = Potencia aparente (kVA)

Aplicando las fórmulas anteriores a este caso:

Tabla 40: Pérdidas de potencia en circuito de evacuación de MT del PFV hasta el CE.

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada	Intensidad acumulada	Long. km	Nº ternas	Sección mm ²	I _{max} A	Pérdida potencia	
		MW	A					%	kW
1	PS1 - PS2	3,82	154,8	0,30	1	150	245,0	0,15%	5,60
	PS2 - CE	7,64	309,5	0,08	1	240	345,0	0,05%	3,70
TOTAL Circuito1		7,64						0,12%	9,30
2	PS3 - CE	3,82	154,8	0,28	1	150	260,0	0,14%	5,22
TOTAL Circuito2		3,82						0,14%	5,22
TOTAL PFV		11,46	MW					0,13%	14,52

Se puede ver que la pérdida de potencia total entre las Power Stations y el Centro de Entrega es de **0,13 %**, valor inferior al límite establecido del 0,5 %.

Tabla 41: Pérdidas de potencia en circuito de evacuación de MT desde el CE hasta la SET

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada	Intensidad acumulada	Long. km	Nº ternas	Sección mm ²	I _{max} A	Pérdida potencia	
		MW	A					%	kW
CE - SET	CE - SET	11,46	464,3	5,09	2	400	581,0	1,44%	164,60
TOTAL Circuito1		11,46						1,44%	164,60

Se puede ver que la pérdida de potencia total es de **1,44 %**, valor inferior al límite establecido del 2 %.

4.4. CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se toman como referencia los límites de intensidad que se cita a continuación:

- A efectos del diseño, especificación y construcción de las instalaciones, sin perjuicio del cumplimiento de los valores establecidos para la aparamenta, las lcc a considerar serán, en MT, 16 kA (I corta duración); 40 kA (I cresta).
- Por su parte, en puntos de muy elevada potencia de cortocircuito, deberá considerarse 20 kA (I corta duración); 50 kA (I cresta).

No obstante, en caso de conocerse la potencia de cortocircuito de nudo en el punto de conexión, se calculará la intensidad de referencia a partir de la siguiente expresión:

$$I_{CC\ nudo} = \frac{S_{CC\ nudo}}{\sqrt{3} \cdot V_{nudo}}$$

Donde

- $S_{CC\ nudo} = 650\ MVA$, potencia de cortocircuito de nudo en el punto de conexión
- $V_{nudo} = 15\ kV$, nivel de tensión en el punto de conexión

Se ha obtenido el valor de $I_{CC\ nudo} = 25,02\ kA$. 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 a 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 42”. 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. $t_{cc} = 0,5\ s$
- K (A/mm²): densidad de corriente. Este coeficiente depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al inicio y al final del cortocircuito. $K = 133\ A/mm^2$
- S (mm²): sección del conductor. $S = 150, 240\ y\ 400\ mm^2$

Según el RD 223/2008, “Los valores típicos para la duración de un cortocircuito, a tener en cuenta para el diseño son de 0,5 s para conductores de fase y cables de tierra, y de 1,0 s para herrajes y accesorios de línea”. Se toma el valor de 0,5 s, debiendo ser los elementos de protección dimensionados acordes a dicha duración de cortocircuito.

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 $t_{cc} = 0,5$ s, tal y como se puede ver en la Tabla 42. Así, se tiene $K = 133$ A/mm².

Tabla 42: Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm², para conductores de Al. ¹²

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 ≤ 300 mm ²	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección > 300 mm ²	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR U _o /U < 18/30 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:

$$\sqrt{\frac{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_s + \beta}\right)}}$$

donde $\beta = 228$ para el aluminio

$$T_i = T_{amb} + (T_s - T_{amb}) \cdot \left(\frac{I}{I_{max}}\right)^2$$

donde:

- T_i (°C): temperatura inicial de cortocircuito del conductor en régimen permanente
- 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

¹² Fuente: Tabla 26 del RD 223/2008

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 43:

$$I_{cc} = \frac{KS}{\sqrt{t_{cc}}} \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_s + \beta}\right)}}$$

Tabla 43: Intensidad de cortocircuito de los conductores PS - CE

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada	Intensidad acumulada	Ti	Factor de corrección	Nº ternas	Sección	I _{max}	I _{cc}
		MW	A	°C			mm ²	A	kA
1	PS1 - PS2	3,82	154,8	50,9	1,15	1	150	245,0	32,4
	PS2 - CE	7,64	309,5	77,3	1,05	1	240	345,0	47,3
2	PS3 - CE	3,82	154,8	48,0	1,16	1	150	260,0	32,7

Tabla 44: Intensidad de cortocircuito de los conductores CE - SET

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada	Intensidad acumulada	Ti	Factor de corrección	Nº ternas	Sección	I _{max}	I _{cc}
		MW	A	°C			mm ²	A	kA
CE - SET	CE - SET	11,46	464,3	66,5	1,09	2	400	581,0	82,0

Los valores de intensidad de cortocircuito obtenidos son en todos los tramos superiores a los 25 kA que puede soportar la red en puntos de muy elevada potencia de cortocircuito. Se puede decir por tanto que los cables seleccionados son aptos para la instalación, ya que también cumplen con la condición de intensidad de cortocircuito.

4.5. CONDUCTORES SELECCIONADOS

Teniendo en cuenta los criterios anteriores (criterio por intensidad máxima admisible por calentamiento, por la caída de tensión, por pérdidas de potencia y por 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.

RH5Z1 12/20 kV 3 x 1 x 150 Al

RH5Z1 12/20 kV 3 x 1 x 240 Al

RH5Z1 12/20 kV 3 x 1 x 400 Al

Las principales características de los cables de media tensión son:

- Tensión nominal simple 12 kV
- Tensión nominal entre fases 20 kV
- Tensión máxima entre fases 24 kV
- Tensión soportada a impulsos tipo rayo 120 kV
- Temp. máxima admisible en el conductor en servicio permanente 90 °C
- Temp. máxima admisible en el conductor en cortocircuito 250 °C

Se utilizarán únicamente cables de aislamiento de dieléctrico seco, de las características siguientes:

Tabla 45: Características cables MT ¹³

Características eléctricas					
12/20 kV 18/30 kV	I _{max} máxima bajo tubo enterrado (A)	I _{max} admisible directamente enterrado (A)	I _{max} admisible al aire (A)	I _{max} de cortocircuito en el conductor durante 1 s (A)	I _{max} de cortocircuito en la pantalla durante 1 s (A)
1 x 95	190	205	255	8.930	2.690
1 x 150	245	260	335	14.100	2.990
1 x 240	320	345	455	22.560	3.440
1 x 400	415	445	610	37.600	3.890
1 x 630	545	575	830	59.220	4.630

Características dimensionales				
12/20 kV 18/30 kV	Nominal aislamiento (mm)	Espesor aislamiento (mm)	Nominal exterior (mm)	Espesor cubierta (mm)
1 x 95	25,7	6,4	33,6	2
1 x 150	28,5	6,4	36,4	2
1 x 240	32,6	6,4	40,5	2
1 x 400	38	6,4	46	2
1 x 630	45,3	6,4	53,4	3

¹³ Fuente Prysmian: Cable Al Voltalene H Compact (Normalizado por Endesa, nuevo diseño) Al RH5Z1 12/20 kV, 18/30 kV

5. CÁLCULO DE PUENTES BT y MT PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Se analizará la idoneidad de los conductores según los criterios de corriente máxima en régimen permanente, caída de tensión y corriente de cortocircuito.

5.1. DATOS DE PARTIDA

Tabla 46: Especificaciones técnicas del inversor FS2865K.

Características técnicas	Inversor	Transformador
Potencia máx 50°C [kVA]	3.545	3545
Potencia máx 40°C [kVA]	3.820	3820
Tensión de salida [kV]	0,6	15
Intensidad máxima de salida (40°C) [A]	3.674	147,03

5.2. CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

5.2.1. Pletinas de conexión Inversores – Transformador

Se emplea como base de dimensionado la norma DIN 43 671, donde se determinan las intensidades máximas admisibles en embarrados de cobre. Si bien en la norma se especifican corrientes de embarrados a temperatura ambiente de 35 °C y una media de temperatura de embarrado de 65 °C, estos valores se pueden ajustar por medio de un factor correctivo (k2) a otras temperaturas de trabajo, según Ilustración 3.

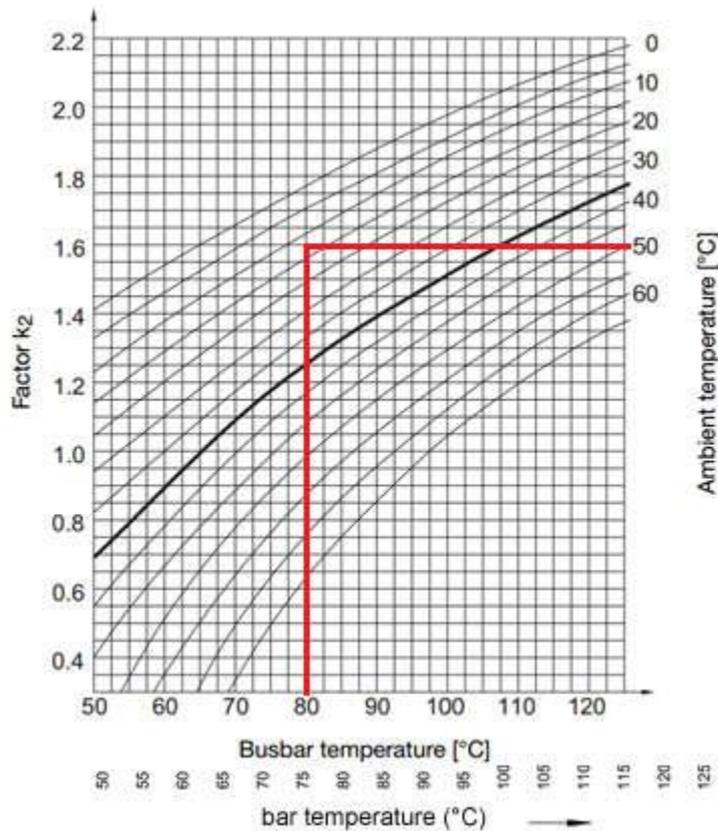


Ilustración 3: Diagrama factor de corrección temperatura

Se considera que las barras estarán trabajando a 50 °C de temperatura ambiente. Para un funcionamiento seguro con reserva térmica, es aconsejable limitar la temperatura de los embarrados a un máximo de 85°C, para el dimensionado se tomará 80 °C. Con estos datos y el diagrama anterior el factor de corrección resulta 1,15.

Otro fenómeno a tener en cuenta para el dimensionado de la barra será el efecto skin. La consecuencia de este fenómeno es que en corriente alterna se observa que hay una mayor densidad de corriente en la superficie del conductor.

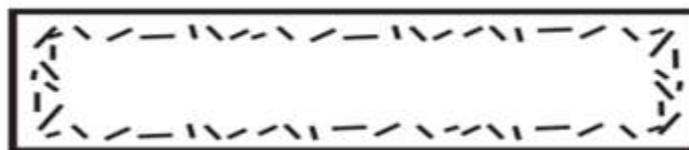


Ilustración 4: Esquema de corriente alterna dentro de una barra

El área efectiva por la que circula corriente en el conductor se conoce como profundidad superficial. Este parámetro es dependiente del material del conductor. En el caso del cobre, la profundidad superficial es aproximadamente 8,5 mm a 60 Hz. Por esto, se decide que las barras que se utilicen en este montaje tendrán un espesor máximo de 10 mm.

Resumiendo, las condiciones de dimensionado serán las siguientes:

- Intensidad máxima $I_{m\acute{a}x}$ (ver DATOS DE PARTIDA)
- Temperatura ambiente: 35 °C
- Temperatura máxima embarrado: 80°C
- Factor corrección temperatura: 1,15
- Material de barra: Cobre
- Espesor máximo de barra: 10 mm
- Número de barras por fase: 1

Tabla 47: Figura 3. Tabla Intensidad admisible embarrados de cobre según DIN 43 671

Temperatura ambiente 35°C • Temperatura final barras 65°C • Conductividad 56 M/Ωmm ² (ρ= 0,0178Ωmm ² /m)																						
Ancho x Espesor	Corriente alterna hasta 60 Hz								Corriente continua y alterna 16 2/3 Hz				CARACTERÍSTICAS ESTÁTICAS									
	PINTADA				DESNUDA				PINTADA		DESNUDA		$\frac{x}{F}$ 	$\frac{y}{F}$ 								
	Número de Barras 1 2 3 4				Número de Barras 1 2 3 4				Número de Barras 1 2 3 4		Número de Barras 1 2 3 4			J_x cm ²	W_x cm ³	I_x cm	J_y cm ²	W_y cm ³	I_y cm			
12 x 2	123	202	228		108	182	216		123	202	233		108	182	220		0,0288	0,0480	0,346	0,00800	0,00800	0,0577
15 x 2	148	240	261		128	212	247		148	240	267		128	212	252		0,0563	0,0750		0,00100	0,0100	0,0577
15 x 3	187	316	381		162	282	361		187	316	387		162	282	365		0,0444	0,113	0,433	0,00338	0,0225	0,0866
20 x 2	189	302	313		162	264	298		189	302	321		162	266	303		0,133	0,133		0,00133	0,0133	0,0577
20 x 3	237	394	454		204	348	431		237	394	463		204	348	437		0,200	0,200		0,00450	0,0300	0,0866
20 x 5	319	560	728		274	500	690		320	562	729		274	502	687		0,333	0,333	0,577	0,02080	0,0833	0,1440
20 x 10	497	924	1320		427	825	1180		499	932	1300		428	832	1210		0,667	0,667		0,16700	0,3330	0,2890
25 x 3	287	470	525		245	412	498		287	470	535		245	414	506		0,391	0,313	0,722	0,00553	0,0375	0,0866
25 x 5	384	662	869		327	586	795		384	664	841		327	590	794		0,651	0,521		0,02600	0,1040	0,1440
30 x 3	357	544	593		285	476	564		337	546	608		286	478	575		0,675	0,450		0,00675	0,0450	0,0866
30 x 5	447	760	944		379	672	896		448	766	950		380	676	897		1,130	0,750	0,866	0,03130	0,1250	0,1440
30 x 10	676	1200	1670		573	1060	1480		683	1230	1630		579	1080	1520		2,250	1,500		0,25000	0,5000	0,2890
40 x 3	435	682	725		366	600	690		436	696	748		367	604	708		1,60	0,800		0,00900	0,0600	0,0866
40 x 5	573	952	1140		482	836	1090		576	966	1160		484	848	1100		2,67	1,330	1,15	0,04170	0,1670	0,1440
40 x 10	850	1470	2060	2580	715	1290	1770	2280	865	1530	2000		728	1350	1880		5,13	2,670		0,33300	0,6670	0,2890
50 x 5	687	1140	1330	2010	583	994	1260	1920	703	1170	1370		588	1020	1300		5,21	2,08	1,44	0,0521	0,208	0,144
50 x 10	1020	1720	2320	2950	852	1510	2040	2600	1050	1830	2360		875	1610	2220		10,40	4,17		0,4170	0,833	0,289
60 x 5	826	1330	1510	2310	688	1150	1440	2210	836	1370	1580	2060	696	1190	1500	1970	9,00	3,00	1,73	0,0625	0,250	0,144
60 x 10	1180	1960	2610	3290	985	1720	2300	2900	1230	2130	2720	3580	1020	1870	2570	3390	18,00	6,00		0,5000	1,900	0,289
80 x 5	1070	1680	1830	2830	885	1450	1750	2720	1090	1770	1990	2570	902	1530	1890	2460	21,30	5,33	2,31	0,0833	0,333	0,144
80 x 10	1500	2410	3170	3930	1240	2110	2790	3450	1590	2730	3420	4480	1310	2380	3240	4280	42,70	10,70		0,6670	1,330	0,289
100 x 5	1300	2010	2150	3300	1080	1730	2050	3190	1340	2160	2380	3080	1110	1810	2270	2960	41,70	8,33	2,89	0,1040	0,417	0,144
100 x 10	1810	2850	3720	4530	1480	2480	3260	3980	1940	3310	4100	5310	1600	2690	3900	5150	83,30	16,70		0,8330	1,670	0,289
120 x 10	2110	3280	4270	5130	1740	2860	3740	4500	2300	3900	4780	6200	1890	3390	4590	6010	144,00	24,00	3,46	1,0000	2,000	
160 x 10	2700	4130	5360	6320	2220	3590	4680	5530	3010	5060	6130	8010	2470	4400	5860	7110	341,00	42,70	4,62	1,3300	2,670	0,2890
200 x 10	3290	4970	6430	7490	2690	4310	5610	6540	3720	6220	7460	9730	3040	5390	7150	9390	667,00	66,70	5,77	1,6700	3,330	

Seguindo las tablas de la DIN 43671 y las condiciones anteriores la sección de barra seleccionada será 200 x 10 = 2.000 mm², la corriente máxima admisible es de 3.290A.

Si se aplican las temperaturas de trabajo por medio del factor de corrección la corriente máxima admisible para esta barra resulta de $I_{N80^{\circ}C}$ será de 3.783,5 A, superior a la intensidad máxima de salida de este inversor (3.674 A).

$$I_{N80^{\circ}C} = I_{N65^{\circ}C} \cdot k2 = 3.290 \cdot 1,15 = 3.783,5 A$$

5.2.2. Cables de conexión Transformador – Celdas MT.

La intensidad admisible para el conductor se obtiene la norma UNE-211435.

Tabla 48: Tabla A.3.2 Norma UNE-211435

Tabla A.3.2 – Cables de distribución de 3,6/6kV a 18/30kV
Aislamiento de XLPE y conductor de aluminio

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de aluminio Cables unipolares en triángulo en contacto			
Sección mm ²	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
25	100	90	120
35	120	110	145
50	140	130	170
70	170	160	210
95	205	190	255
120	235	215	295
150	260	245	335
185	295	280	385
240	345	320	455
300	390	365	520
400	445	415	610
Temperatura del terreno en °C	25		
Temperatura del aire en °C	40		
Resistividad térmica del terreno en K · m/W	1,5		
Profundidad soterramiento m	1		
Temperatura del conductor en °C	90		

Se propone un cable: RHZ1 12/20 kV 3 x 1 x 150 Al. El conductor seleccionado es adecuado ya que la corriente admisible es mayor que la máxima intensidad permanente a la salida del transformador:

$$335 \text{ A} > 147,03 \text{ A}$$

5.3. CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión entre los cables de conexión entre el transformador y las celdas de media tensión es despreciable ya que la distancia solamente es de 2,5 metros según los planos del fabricante. La conexión entre los inversores y los trafos se realiza mediante pletinas, por lo que tampoco resulta necesario su cálculo.

5.4. CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

El cálculo simplificado es análogo al realizado en el apartado 4.4.

$$S = \sqrt{\frac{I^2 * t}{k}}$$

- I_{cc} (A): intensidad de cortocircuito: 65 kA (BT), 20 kA (MT)
- t (s): tiempo de operación en segundos del dispositivo de protección para una desconexión automática. $t_{cc} = 0,2$ s
- K (A/mm²): este coeficiente depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al inicio y al final del cortocircuito. $K_{CU} = 143$; $K_{Al} = 94$.
- S (mm²): sección del conductor. Pletinas de sección $S = 2.000$ mm²

5.4.1. Puente BT Inversor – Transformador

Aplicando la fórmula anterior se obtiene:

Tabla 49: Cálculo de la corriente de cortocircuito del puente BT

Tramo	De salida de inversor a trafo FS3820K
I_{cc} (A)	65.000
Tiempo reacción protecciones (s)	0,2
Sección (mm ²)	2.000
k (A/mm ²): este coeficiente depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al inicio y al final del cortocircuito	143
Sección necesaria (mm ²)	203,3

Las pletinas disponen de una sección de 2.000 mm², muy superior a la necesaria por el cálculo de la corriente de cortocircuito.

5.4.2. Puente MT Transformador Celda MT

Tabla 50: Cálculo de la corriente de cortocircuito del puente MT

Tramo	De trafo a celdas MT TRAF0 3820 kVA
I_{cc} (A)	20.000
Tiempo reacción protecciones (s)	0,2
Sección (mm ²)	150
k (A/mm ²): este coeficiente depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al inicio y al final del cortocircuito	94
Sección necesaria (mm ²)	95,2

La sección escogida (150 mm²), es superior a la necesaria por el cálculo de la corriente de cortocircuito.

5.5. CONDUCTORES SELECCIONADOS

Teniendo en cuenta los criterios anteriores (criterio por intensidad máxima admisible por calentamiento, por la caída de tensión y por intensidad de cortocircuito), se seleccionan los siguientes conductores:

5.5.1. Pletinas de conexión inversor - transformador

Inversor FS2865K - Trafo	
Pletina	Cu 120 x 10 mm
I _{max} (A)	3.783,5

5.5.2. Cables de conexión Transformador – Celdas MT

Cables de tipo aislado y al aire libre:

RHZ1 12/20 kV 3 x 1 x 150 Al

6. ANÁLISIS P-Q EN EL PUNTO DE CONEXIÓN. JUSTIFICACIÓN DEL NÚMERO DE INVERSORES

6.1. ANTECEDENTES Y BASE LEGAL

El 1 de agosto de 2020 se aprobó la 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.

El 3 de noviembre de 2020, AELEC y REE publicaron la versión 2.0 de la Norma Técnica de Supervisión (NTS) de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631. El 13 de abril de 2021 se publica una corrección de errores de la anterior versión.

De acuerdo a dichos documentos se establecerán una serie de valores o rangos de funcionamiento para las centrales de generación de energía.

Algunos de los parámetros contemplados en la norma son:

- Requerimientos de Carga/Velocidad y/o Frecuencia/Potencia:

Se requerirá que toda central fotovoltaica sea capaz de operar de manera estable conectada a la red y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o Frecuencia/Potencia para variaciones de frecuencia dentro de los límites de operación en sobrefrecuencia y subfrecuencia, al menos durante los tiempos que se establezcan en dicha NTS.

- Requerimientos de estabilidad de tensión:

El diseño de la central solar fotovoltaica tendrá que adaptarse a los requerimientos de estabilidad que establece la NTS.

- Requerimientos de inyección de potencia:

Se asegurará que la central puede operar de forma permanente entregando o absorbiendo potencia reactiva en el Punto de Conexión a la red (PCR), siempre y cuando esté disponible su recurso primario, para tensiones en el rango de Estado Normal, en los casos particulares que indique la NTS.

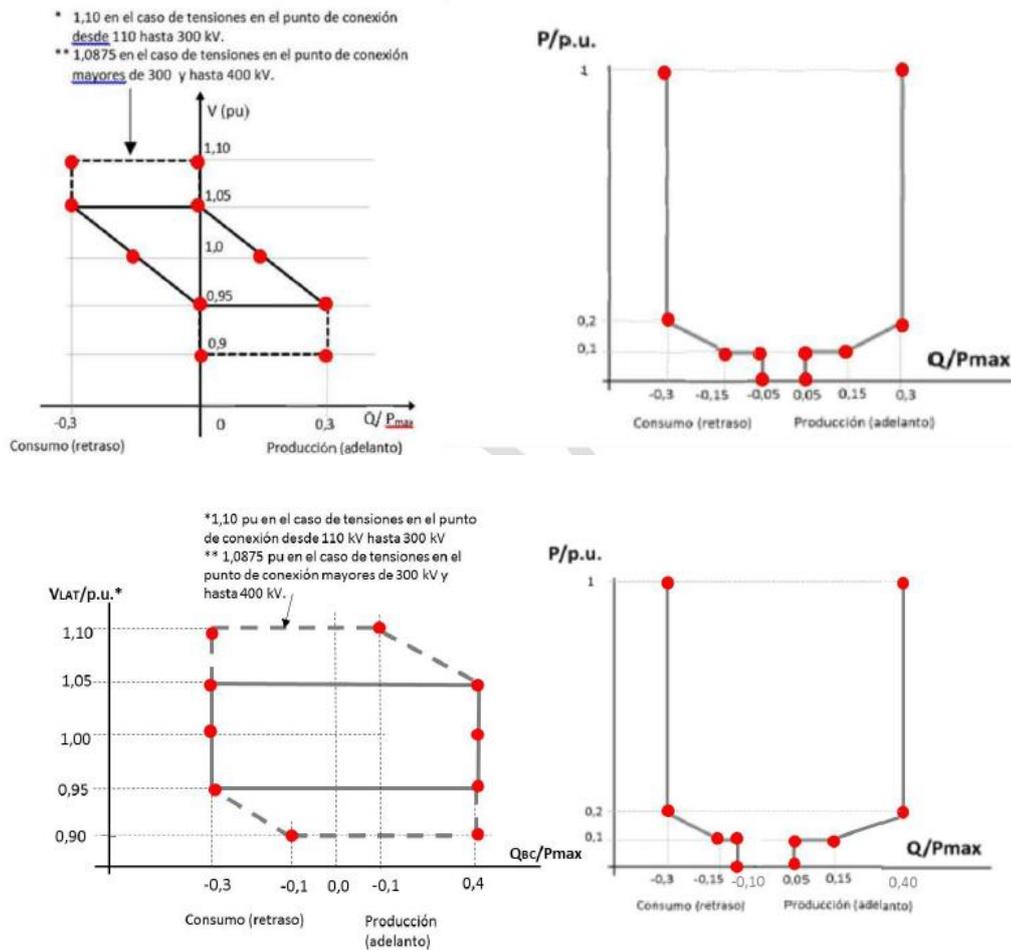


Ilustración 5: Diagrama U-Q/Pmax para módulos de generación con punto de conexión independiente (arriba) y con punto de conexión compartido (abajo). Fuente: Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631

Este último requisito es el que condiciona en gran medida la elección del número de inversores a instalar en el proyecto. De acuerdo con la NTS, la central de generación de energía debe ser capaz de entregar una potencia reactiva igual al 30% de inductiva y 30% o 40%¹⁴ de capacitiva de su potencia activa máxima.

6.2. TIPOS DE MÓDULOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

- a) Tipo A: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100kW.

¹⁴ Este valor límite requerido en PCR depende del tipo de instalación. Se tiene 30% para instalaciones con PCR independiente, y 40% en instalaciones con PCR compartido con otras instalaciones.

- b) Tipo B: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea superior a 100kW e igual o inferior a 5 MW.
- c) Tipo C: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea superior a 5 MW e igual o inferior a 50 MW.
- d) Tipo D: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea igual o superior a 110 kV o cuya potencia instalada sea superior a 50 MW.

6.3. REQUISITOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA

Como se ha mencionado anteriormente, el factor determinante de la normativa es el requerimiento de inyectar/absorber potencia reactiva.

Para el caso de este PFV, los requisitos son los siguientes:

- La capacidad de potencia reactiva de los módulos de generación síncronos a su capacidad máxima (Pmax), será tal que dentro del rango de tensión $0,95 \leq V \leq 1,05$ p.u. éstos deberán disponer de la capacidad técnica para generar y absorber potencia reactiva (Q) dentro de un rango mínimo obligatorio de tal manera que modificarán su producción /absorción de potencia reactiva dentro de los límites marcados con línea continua en el diagrama U-Q/Pmax.
- La aportación de la potencia reactiva estará disponible tanto en régimen permanente como en régimen perturbado y se llevará a cabo mediante un control de tensión a consigna de tensión en el punto de conexión, de tal forma que el punto de operación del módulo de generación de electricidad síncrono esté gobernado por un sistema de regulación automática de tensión conocido por sus siglas en inglés como “AVR” (Automatic Voltage Regulator).
- Adicionalmente, los módulos de generación de electricidad síncronos conectados a la red de transporte deberán aportar potencia reactiva dentro de los rangos de tensión que aparecen representados en las extensiones de trazos discontinuos en el diagrama U-Q/Pmax . Esta capacidad adicional se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.
- En el caso de que el módulo de parque eléctrico disponga de un cambiador de tomas en carga para proporcionar la aportación de esta potencia reactiva, se aceptará que las extensiones del diagrama U-Q/Pmax con líneas a trazos se refieran a la capacidad de potencia reactiva con el cambiador de tomas en la toma habitual. Se considerarán, por tanto, aceptables los movimientos de dicho diagrama U-Q/Pmax derivados de la variación de las tomas en carga, sin perjuicio

de que el módulo de parque eléctrico deberá adecuar la toma del transformador mientras la tensión del punto de conexión se encuentre fuera del rango $0,95 \leq V \leq 1,05$ p.u., para proporcionar la potencia reactiva adecuada en el punto de conexión. Esta capacidad derivada del uso del cambiador de tomas en carga se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto, sin ser necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada anteriormente.

6.4. CURVA P-Q DE LOS INVERSORES UTILIZADOS

Para cumplir con los requisitos de estabilidad de la red eléctrica, el sistema de generación debe de ser capaz de compensar la potencia reactiva. Esto se realiza mediante los inversores, dada su capacidad de generación y absorción de potencia reactiva.

La curva de funcionamiento P-Q del inversor utilizado (ver Ilustración 6) muestra los límites de operación del inversor. Dicha curva es simétrica, es decir, los inversores pueden aportar la misma potencia reactiva tanto de manera inductiva como capacitiva. Asimismo, se observa que tiene su límite de generación de energía activa establecido en 1 p.u.

En condiciones normales de funcionamiento los inversores trabajan con factor de potencia 1 y a tensión 1 p.u. No obstante, cuando la red lo requiera, los inversores pueden operar en toda la superficie abarcada bajo la curva P-Q correspondiente.

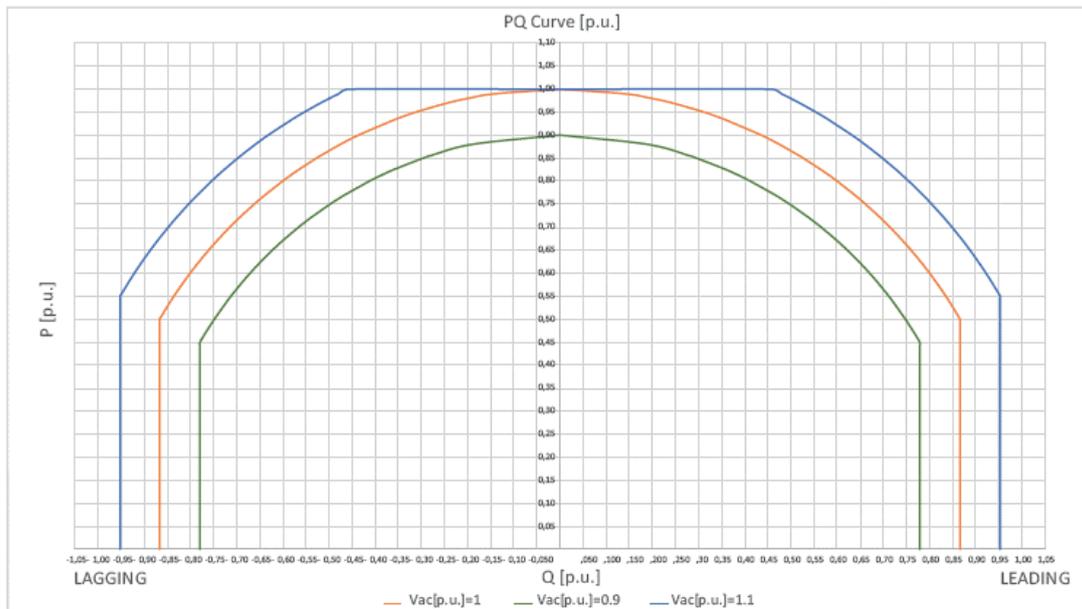


Ilustración 6: Curva P-Q para inversor HEMK¹⁵

¹⁵ Fuente: Power Electronics

El caso más desfavorable ocurrirá cuando haya que compensar los efectos inductivos de las instalaciones del parque fotovoltaico y su infraestructura de evacuación (cables de MT, transformadores de los CT del PFV y CT de la SET), además de la energía reactiva capacitiva a aportar según el Código de Red, como se muestra en la Ilustración 7.

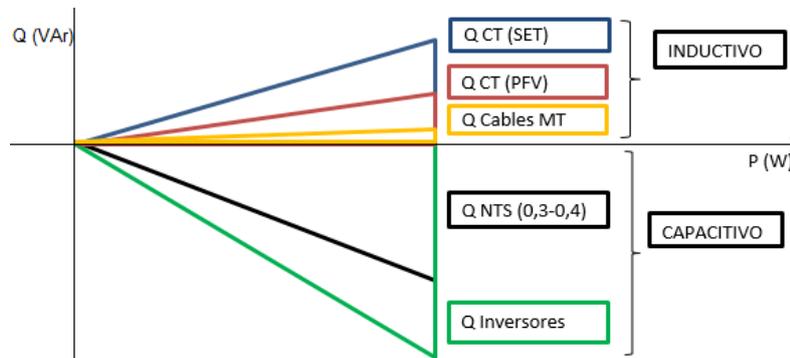


Ilustración 7: Triangulo de potencias NTS capacitivo

En el siguiente apartado se procede al cálculo de dicha potencia reactiva a compensar así como el número y tipo de inversores necesario para la planta fotovoltaica.

6.5. CÁLCULOS

La potencia P_{max} se refiere a la capacidad de acceso del PFV: 10 MW. Por lo tanto, el requerimiento de potencia reactiva en el punto de conexión más restrictivo es de 3 MVar capacitivos (30 % P_{max} al tratarse de PCR independiente).

Para calcular el número de inversores necesarios es preciso considerar el comportamiento de la central desde los propios inversores hasta el punto de conexión.

Los valores usados para el análisis son:

- MGE Tipo C.
- Temperatura ambiente de los inversores = 40 °C.
- $Q/P_{máx} = 0,3$. Las infraestructuras de evacuación son independientes.
- P.U. = 1,05, 1 y 0,95. El Reglamento permite que parte de la respuesta para 0,9 y 1,1 p.u. que se obtenga con su utilización se cumplimente con velocidades de respuesta más lentas de hasta 60 segundos.
- Pérdidas entre bornas del inversor y PCR: pérdidas en el cableado de MT, de los CTs de las Power Station y del transformador de la SET. Ver siguiente tabla.

Se consideran 3 casos de diseño: subdimensionado (caso 1), dimensionamiento óptimo (caso 2) y sobredimensionado (caso 3). El resultado del análisis se recoge en la tabla que se muestra en la página siguiente.

Tabla 51: Dimensionamiento del número de inversores del PFV

PFV														Unidades
		Tensión 0,95 p.u (+0,3 Cap.)			Tensión 1 p.u (+0,15 Cap.)			Tensión 1 p.u (-0,15 Ind.)			Tensión 1,05 p.u (-0,3 Ind.)			
Datos PFV	Tensión	0,95			1			1			1,05			p.u.
	Capacidad de acceso (P_max)	10.000												kW
	Potencia PFV pico	13.000												kWp
	Potencia inversor tipo 1 (a 40°C)	3.290			3.290			3.290			3.290			kVA
	Potencia inversor tipo 2 (a 40°C)	3.820			3.820			3.820			3.820			kVA
	Potencia inversor tipo 3 (a 40°C)	4.010			4.010			4.010			4.010			kVA
	Número de inversores tipo 1	3			3			3			3			
	Número de inversores tipo 2		3			3			3			3		
	Número de inversores tipo 3			3			3			3			3	
	Potencia nominal en inversores (P_instalada)	9.870	11.460	12.030	9.870	11.460	12.030	9.870	11.460	12.030	9.870	11.460	12.030	kW
	Potencia máxima (P_max/P_instalada)	1,013	0,873	0,831	1,013	0,873	0,831	1,013	0,873	0,831	1,013	0,873	0,831	p.u.
cos phi en PCR	0,958	0,958	0,958	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,958	0,958	0,958		
Pérdidas cableado	Pérdidas Potencia activa cableado MT PFV	170,16	170,16	170,16	179,12	179,12	179,12	179,12	179,12	179,12	188,08	188,08	188,08	kW
	Pérdidas Potencia reactiva cableado MT PFV	48,90	48,90	48,90	26,57	26,57	26,57	26,57	26,57	26,57	54,04	54,04	54,04	kVAr Inductivo
Código de Red	Potencia reactiva en PCR	3.000	3.000	3.000	1.500	1.500	1.500	-1.500	-1.500	-1.500	-3.000	-3.000	-3.000	kVAr
CTs Power Stations	Xcc Trafo CT	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	%
	%Fe Trafo CT	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	%
	% Pérdidas carga CT PS	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	%
	Potencia reactiva Trafos PS	656	762	800	691	802	842	691	802	842	691	802	842	kVAr Inductivo
TOTAL	Potencia reactiva a aportar	3.705	3.811	3.849	2.217	2.329	2.369	-783	-671	-631	-2.255	-2.144	-2.104	kVAr
Inversores	Margen de reactiva en cada PS (hoja de caract. Inversor)	0%	40%	50%	0%	49%	56%	0%	49%	56%	0%	62%	67%	%
	Potencia reactiva aportada por los inversores de las PS	0	4.587	6.028	0	5.599	6.684	0	5.599	6.684	0	7.058	8.003	kVAr
Conclusiones	¿Se cubre la demanda?	NO	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	
	Diferencia entre la potencia reactiva instalada y la necesaria	-3.705	776	2.179	-2.217	3.270	4.315	783	6.270	7.315	2.255	9.201	10.107	kVAr
	Sobreinstalación de potencia en inversores instalada	98,7%	114,6%	120,3%	98,7%	114,6%	120,3%	98,7%	114,6%	120,3%	98,7%	114,6%	120,3%	%



PFV LA HOYA
Anejo 4



De los tres casos analizados, se descarta el primero ya que no cumple con los requerimientos de potencia reactiva y se descarta el tercero porque no aporta ninguna ventaja sobre el caso 2.

Se opta por instalar 3 inversores FS3820K HEMK (potencia unitaria a 40°C = 3.820 kVA), sumando un total de 11.460 kVA.

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 (10 MW).

7. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS

La instalación de puesta a tierra de la planta fotovoltaica está formada por una red que une todas las estructuras eléctricas con un conductor de tierra enterrado bajo zanja, así como la puesta a tierra de centros de transformación, centros de entrega y/o seccionamiento.

Se realizará de acuerdo a 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.

7.1. RED DE TIERRAS EN BAJA TENSIÓN

La red de tierras de baja tensión se compone de la puesta a tierra de los paneles solares fotovoltaicos, las estructuras soporte seguidor y las CSPs. Se realiza mediante la toma a tierra de grupos de electrodos enterrados en el suelo, y conectados mediante conductor de cobre, que se tenderá por las zanjas de BT. A este conductor se unirá toda la estructura metálica y el neutro del sistema de BT. Los conductores horizontales se dispondrán por las bandejas metálicas de cables de las estructuras.

Se colocarán:

- Picas de acero recubierto de cobre de 2 metros de longitud y diámetro de 14 mm² en cada CSP, en los transformadores de SSAA y a lo largo del vallado perimetral.
- Conductor de cobre desnudo de 35mm² de sección para la red de tierra equipotencial de los seguidores fotovoltaicos.
- Conductor de cobre de sección variable dependiendo del circuito (ver Tabla 52) para la puesta a tierra de los paneles fotovoltaicos y las CSPs.

Tabla 52: Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra. Fuente: ITC-BT-18

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm ² Cobre 16 mm ² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm ² Cobre 50 mm ² Hierro
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Además, las masas de la instalación estarán conectadas al borne principal de tierra mediante conductores de protección. Esta red de tierras será independiente de la de la compañía distribuidora, según el REBT. La sección de los conductores de protección será la indicada en la Tabla 53 en el caso de que los conductores de protección hayan sido fabricados del mismo material que los conductores activos, o de sección cuya conductividad resulte equivalente a la proporcionada por las secciones de dicha tabla.

Tabla 53: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S _p (mm ²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Los conductores de tierra que conforman la red radial del PFV y que van enterrados en las zanjas de BT junto con el resto de conductores, serán cables de cobre de 50mm² de sección.

7.1.1. Cálculo de la resistencia de toma de tierra

Los electrodos de la toma de tierra pueden estar compuesto de barras, conductores desnudos, placas, mallas o anillos, armaduras de hormigón, u otras estructuras enterradas. La profundidad de las tomas de tierra debe ser tal que las condiciones de humedad y temperatura del suelo no aumente la resistencia por encima del valor previsto. En cualquier caso, la profundidad mínima es de 0,50 metros. El valor de la resistencia de las tomas de tierra debe diseñarse de forma que la masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V.

La resistencia de toma a tierra se puede calcular en base a las siguientes fórmulas:

Electrodo	Resistencia de tierra (Ω)
Pica vertical	$R_{pica} = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente	$R_c = \frac{2\rho}{L}$
Malla de tierra	$R_{malla} = \frac{\rho}{4\sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L}$

Donde:

- ρ = Resistividad del terreno (Ω·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 (m²)

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 $\rho = 150 \Omega \cdot m$.

Tabla 54: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno. Fuente: ITC-BT-18

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 silícea	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

Tabla 55: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno. Fuente: ITC-BT-18

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

En el caso de malla de tierra, se tiene:

$$R_T [\Omega] = R_{malla} = \frac{\rho}{4\sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L} = 0,2 \Omega$$

Siendo $S = 145.590 \text{ m}^2$, $L = 3.889 \text{ m}$ y $\rho = 150 \Omega \cdot m$.

A partir de este valor se puede calcular la tensión de contacto, que deberá cumplir la condición:

$$V_D [V] = I_D \cdot R_T \leq 24 V$$

Donde:

- V_D = Tensión de defecto (V)
- I_D = Corriente de defecto a tierra (A)
- R_T = Resistencia de tierra (Ω)

La corriente de defecto a tierra viene limitada por el interruptor diferencial que porta el lado de baja tensión de la Power Station. En el caso que nos ocupa, Power Electronics establece que el inversor va equipado con protección GFDI de 300 mA, según la norma IEC 62109-2. Por tanto se cumple:

$$V_D = 0,054 V \leq 24 V$$

7.2. RED DE TIERRAS EN MEDIA TENSIÓN

La red de tierras de media tensión se compone de la puesta a tierra de los centros de transformación (Power Stations), entrega y/o seccionamiento. Para su cálculo es necesario determinar las tensiones de paso y de contacto, las cuales servirán de referencia cuando sean comprobadas en el momento de la puesta en marcha de la planta fotovoltaica. De acuerdo con la ITC-RAT-13, los centros de transformación deben tener su puesta a tierra individual, separada de la instalación de tierra general, con el fin de evitar posibles tensiones peligrosas para las personas o instalaciones.

Complementariamente a la puesta a tierra de los CTs, se tenderán conductores de tierra de cobre desnudo por las zanjas de los circuitos de MT, los cuales tendrán una sección de 50mm².

7.2.1. Cálculo de la tensión de contacto y paso aplicada

La tensión de contacto aplicada (V_{ca}) admisible es la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies. Los valores admisibles de esta tensión se muestran en la siguiente gráfica:

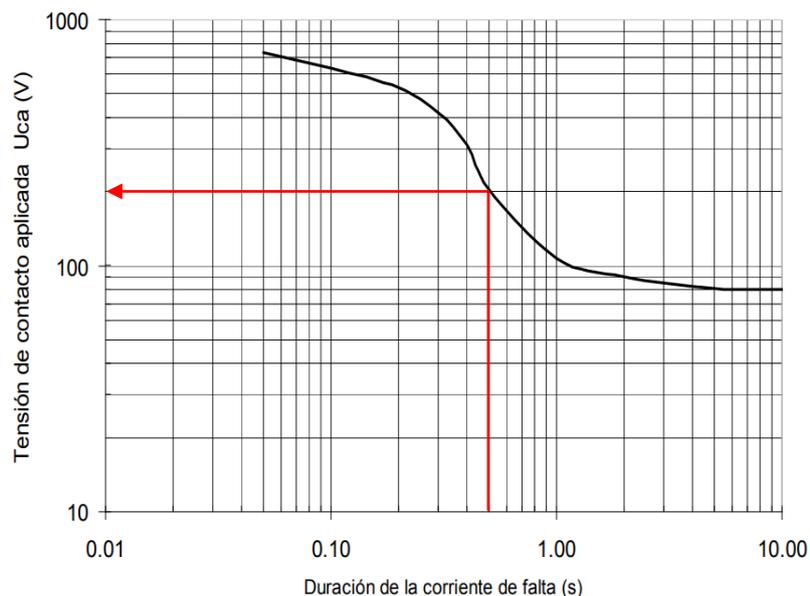


Ilustración 8: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta. Fuente: ITC-RAT-13

La tensión de paso aplicada (V_{pa}) admisible es la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre los dos pies, 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:

$$V_{pa} [V] = 10 V_{ca}$$

Considerando un tiempo de duración de falta de 0,5 segundos, se tiene $V_{ca} = 204 V$.

7.2.2. Cálculo de las tensiones de contacto y paso máximas admisibles

La tensión de contacto (V_c) y la tensión de paso (V_p) son las tensiones máximas admisibles en la instalación que garantizan la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales (por ejemplo, resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante).

Para determinar las tensiones de contacto y paso admisibles se podrán emplear las expresiones siguientes:

$$V_c [V] = V_{ca} \times \left(1 + \frac{R_{a1} + 1,5\rho_s}{1000} \right) \quad V_p [V] = 10 V_{ca} \times \left(1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right)$$

Donde:

- R_{a1} = Resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor 2.000 Ω (ITC-RAT-13)
- ρ_s = Resistividad superficial del terreno ($\Omega \cdot m$), estimada en 150 $\Omega \cdot m$

Para conocer la resistividad superficial del terreno es necesario un estudio de las características del suelo emplazamiento de la instalación. Según el Reglamento de AT, para instalaciones de 3ª categoría¹⁶ y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 15 kA no será obligatorio realizar la investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad por medio de la Tabla 56.

¹⁶ ITC-RAT (Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías De Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión), Artículo 3. Tensiones nominales. Clasificación de las instalaciones:

- Primera categoría: Las de tensión nominal inferior a 220 kV y superior a 66 kV.
- Segunda categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 66 kV y superior a 30 kV.
- Tercera categoría: Tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

Tabla 56: Valores orientativos de la resistividad del terreno. Fuente: ITC-RAT-13

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS METRO
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	30
Humus	20 a 100
Turba húmeda	10 a 150
Arcilla plástica	5 a 100
Margas y arcillas compactas	50
Margas del jurásico	100 a 200
Arena arcillosa	30 a 40
Arena silíceas	50 a 500
Suelo pedregoso cubierto de césped	200 a 3000
Suelo pedregoso desnudo	300 a 500
Calizas blandas	1500 a 3000
Calizas compactas	100 a 300
Calizas agrietadas	1000 a 5000
Pizarras	500 a 1000
Rocas de mica y cuarzo	50 a 300
Granitos y gres procedentes de alteración	800
Granitos y gres muy alterados	1500 a 10000
Hormigón	100 a 600
Basalto o grava	2000 a 3000
	3000 a 5000

Así, los valores resultantes de las tensiones de contacto y paso son:

$$V_c = 453,9 \text{ V} \quad V_p = 12.036,0 \text{ V}$$

7.2.3. Cálculo de la tensión de paso de acceso

Se calcula la tensión de paso de acceso que corresponde a la tensión que representa un pie en el terreno y otro en la solera de hormigón de los centros de inversión y transformación/entrega/seccionamiento. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$V_{p(\text{acceso})} [V] = 10 V_{ca} \times \left(1 + \frac{3\rho + 3\rho_{\text{hormigón}}}{1000} \right)$$

Donde:

- ρ_s = Resistividad superficial del terreno, estimada en 150 $\Omega \cdot m$
- $\rho_{\text{hormigón}}$ = Resistividad del hormigón, que toma un valor de 3.000 $\Omega \cdot m$ (Tabla 56)

Sustituyendo en la expresión los valores mostrados anteriormente y para un tiempo de desconexión de las protecciones de 0,5 segundos, se obtiene un valor de tensión de paso de acceso de:

$$V_{p(\text{acceso})} = 21.318,0 \text{ V}$$

7.2.4. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CT

La puesta a tierra de los centros de inversión y transformación, entrega y/o seccionamiento está formada por un anillo de 4 picas verticales de acero recubierto de

cobre de 2 metros de longitud y diámetro de 14 mm², dispuestas en el exterior de las esquinas del centro y unidas entre ellas por un conductor de cobre desnudo de 50 mm² de sección. También se dispone un anillo interior de Cu desnudo de 50 mm² unido al anillo exterior por medio de una red radial que une las estructuras con un conductor de tierra. En la Ilustración 9 se puede observar la disposición de tierras descrita:

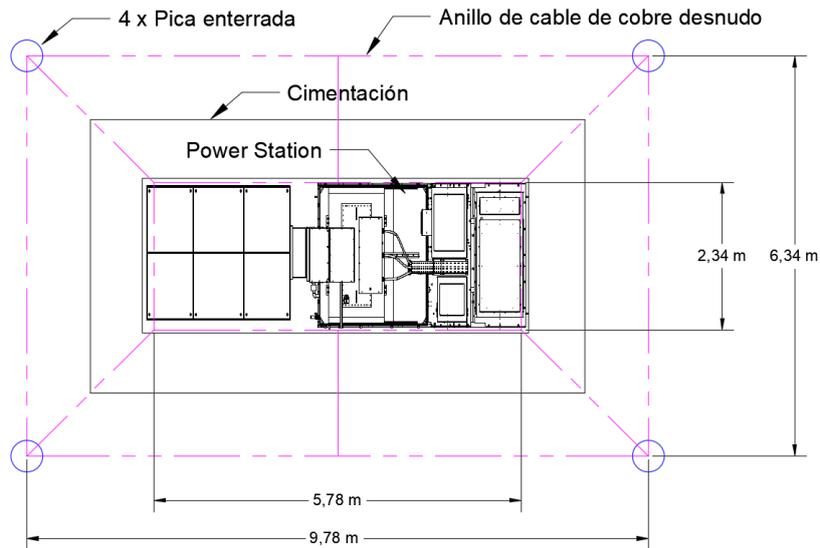


Ilustración 9: Puesta a tierra del centro de transformación MV Skid de Power Electronics

La fórmula utilizada para determinar la resistencia de puesta a tierra es la siguiente:

$$R_T [\Omega] = R_{malla} = \frac{\rho}{4 \sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

- ρ = Resistividad del terreno, estimada en 150 $\Omega \cdot m$
- L = Longitud total de los conductores enterrados (m)
- S = Superficie cubierta por la malla (m²)

Siendo S = 62 m², L = 63,8 m y ρ = 150 $\Omega \cdot m$

Con los valores indicados se obtiene una resistencia de:

$$R_T = 10,79 \Omega$$

7.3. JUSTIFICACIÓN DE RED DE TIERRAS

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.



ANEJO 5

Gestión de residuos

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	2
2.	IDENTIFICACIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN (SEGÚN ORDEN MAM/304/2002).....	3
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.....	9
6.	GESTIÓN DE RESIDUOS.....	10
6.1.	Reutilización	10
6.2.	Valorización.....	11
6.3.	Eliminación.....	11
7.	VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS	12

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.
- Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la cual se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea 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 ORDEN MAM/304/2002)

	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	17	<i>Residuos de la construcción y demolición.</i>
	17 01	Hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos
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
	17 02	Madera, vidrio y plástico
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
	17 03	Mezclas bituminosas, alquitrán de hulla y otros productos alquitranados
	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
	17 04	Metales (incluidas sus aleaciones)
	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



	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	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
	17 05	Tierra (incluida la excavada de zonas contaminadas), piedras y lodos de drenaje
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
	17 06	Materiales de aislamiento y materiales de construcción que contienen amianto
	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
	17 06 05*	Materiales de construcción que contienen amianto (6)
	17 08	Materiales de construcción a partir de yeso
	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
	17 09	Otros residuos de construcción y demolición
	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)



	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	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
	15	<i>Residuos de envases ; absorbentes, trapos de limpieza, materiales de filtración y ropas de protección no especificados en otra categoría</i>
	15 01	Envases (incluidos los residuos de envases de la recogida selectiva municipal)
	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)
	15 02	Absorbentes, materiales de filtración, trapos de limpieza y ropas protectoras
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
	13	<i>Residuos de aceites y de combustibles líquidos (excepto los aceites comestibles y los de los capítulos 05, 12 y 19)</i>
	13 01	Residuos de aceites hidráulicos
	13 01 09*	Aceites hidráulicos minerales clorados
	13 01 10*	Aceites hidráulicos minerales no clorados



	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	13 01 11*	Aceites hidráulicos sintéticos
	13 01 12*	Aceites hidráulicos fácilmente biodegradables
	13 02	Residuos de aceites de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	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
	13 07	Residuos de combustibles líquidos
X	13 07 01*	Fuel oil y gasóleo
	13 07 02*	Gasolina
	13 07 03*	Otros combustibles (incluidas mezclas)
	20	<i>Residuos municipales (residuos domésticos y residuos asimilables procedentes de los comercios, industrias e instituciones), incluidas las fracciones recogidas selectivamente</i>
	20 01	Fracciones recogidas selectivamente (excepto las especificadas en el subcapítulo 15 01)
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
	20 03	Otros residuos municipales
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 91/689/CEE sobre residuos

peligrosos a cuyas disposiciones están sujetos a menos que se aplique el apartado 5 del artículo 1 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
X	17 01 01	Hormigón	0,9144	0,6096
X	17 02 01	Madera	0,0388	0,0776
X	17 02 03	Plástico	0,1941	0,0747
X	17 04 05	Hierro y acero	0,0847	0,0108
X	17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10	0,0035	23,11 m
X	17 05 03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas	0,0019	0,0012
X	17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03	322,530	201,5800
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	0,0019	0,0022
X	13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes	0,0388	0,0401
X	13 07 01*	Fuel oil y gasóleo	0,0004	0,0004
X	20 01 01	Papel y cartón	0,0971	0,1075
X	20 03 01	Mezclas de residuos municipales	0,1747	0,0559

El total, en peso, de los residuos generados será el siguiente:

- Residuos inertes: 322,53 T.
- Resto de residuos: 1,55 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	0,914 T	80,00 T
METAL	0,085 T	2,00 T
MADERA	0,039 T	1,00 T
VIDRIO	0,00 T	1,00 T
PLÁSTICO	0,19 T	0,50 T
PAPEL Y CARTÓN	0,10 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 hay)
	X	Utilización de envases / sacos de 1 m ³ 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.

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	0,9144	0,6096	200,00
17 02 01	Madera	0,0388	0,0776	
17 04 05	Hierro y acero	0,0847	0,0108	
17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10	0,0035	23,11 m	
17 02 03	Plástico	0,1941	0,0747	
20 01 01	Papel y cartón	0,0971	0,1075	
17 05 03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas	0,0019	0,0012	60,00
17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03	322,5280	201,5800	50,4
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	0,0019	0,0022	60,00
13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes	0,0388	0,0401	60,00
13 07 01*	Fuel oil y gasóleo	0,0004	0,0004	60,00
20 03 01	Mezclas de residuos municipales	0,1747	0,0559	60,00
TOTAL COSTE ESTIMADO				550,40

Con lo expuesto en el presente anejo, se consideran identificados y estimados los residuos generados durante la construcción del Parque Fotovoltaico LA HOYA y su infraestructura de evacuación, así como la valorización del coste previsto en la gestión de dichos residuos.



ANEJO 6

Hojas de características



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
Nº.Colegiado: 0002474
PEDRO MACHIN ITURRIA
VISADO Nº : VD00221-22A
FECHA : 26/1/22
E-VISADO

ÍNDICE

1. MÓDULO FOTOVOLTAICO	2
2. SEGUIDOR SOLAR	4
3. CAJAS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN	6
4. POWER STATION.....	8
5. INVERSOR.....	12
6. CONTROLADOR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	19

1. MÓDULO FOTOVOLTAICO

Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE2L

PRODUCT RANGE: 635-670W

670W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.6%

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 670W

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

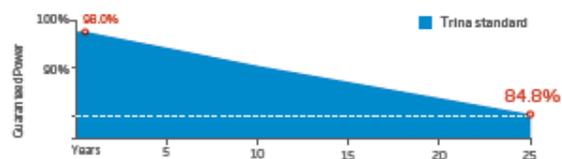
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



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

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



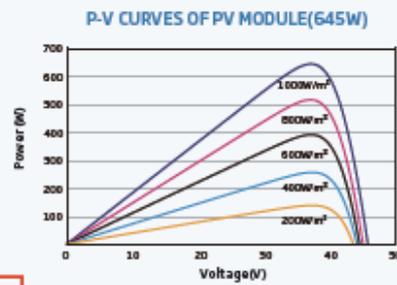
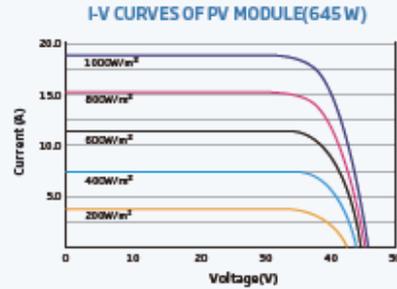
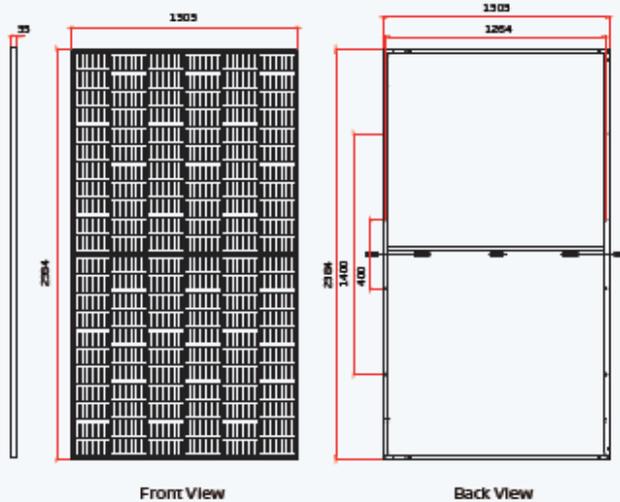
Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System

Vertex BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



Preliminary

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-Pmax (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance-Pmax (W)	0 - +5							
Maximum Power V of caga-View (V)	36.8	37.0	37.2	37.4	37.5	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current-Impp (A)	17.26	17.30	17.35	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit V of caga-Voc (V)	44.7	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-Isc (A)	18.30	18.34	18.39	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency _{STC} (%)	20.4	20.5	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. *Mean rating tolerance is ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-Pmax (Wp)	481	485	488	492	496	500	504	508
Maximum Power V of caga-View (V)	34.3	34.6	34.8	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current-Impp (A)	13.07	14.01	14.05	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit V of caga-Voc (V)	42.1	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-Isc (A)	14.75	14.78	14.82	14.86	14.89	14.93	14.95	15.01

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 2 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	33.9 kg (74.7 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmittance by AR Coating Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²) Pitch: 280/280 mm (11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional standards for specific connectors.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (open back operating temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max. Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box	31 pieces
Modules per 40' container	558 pieces

2. SEGUIDOR SOLAR



Adaptación al terreno



Carga de viento



Carga de nieve



Carga de sismo



Sin engrase



Túnel de viento



Test dinámico



10 años
Garantía



Patentado

Diseño

- Accionamiento rotativo electromecánico irreversible con motor reductor de alta eficiencia de únicamente 88W de potencia.
- Autoalimentado con módulo o alimentado desde la red.
- Amplio recorrido de giro: 110° (± 55°).
- Tolerancia a las pendientes elevadas.
- Gran adaptación a terrenos irregulares.
- Disponibilidad superior al 99,9%.
- Compatible con diferentes soluciones de cimentación: hinca metálica, pre-taladros, micropilotes, zapatas.
- Compatible con todo tipo de paneles (con marco, glass-glass, thin-film, bifacial).

Operación y Mantenimiento

- Acceso libre para limpieza de paneles.
- Mínima inversión en labores de O&M gracias al reducido número de componentes, la sencillez y robustez del sistema.
- Mantenimiento mínimo.
- Elementos de rotación libres de lubricación.

Sistema de control

- Alta fiabilidad de operación.
- Gestión de alarma completamente configurable por el cliente.
- Algoritmo de backtracking personalizado a cada seguidor solar STI-H250™, evitando sombras y aumentando la producción.
- Fácil integración en el sistema de comunicaciones y SCADA de la planta gracias al Modbus TCP / IP standard.
- Sistema de comunicación Wireless Zigbee®.
- Monitorización remota y mantenimiento predictivo (evita paradas y aumenta la disponibilidad).
- Rápida puesta en marcha y herramientas de backtracking.

Montaje

- Mínimo tiempo de instalación, rápido y simple.
- Altas tolerancias al error de posicionamiento de cimentación, tanto en los tres ejes (X, Y, Z) como al giro en los ejes Y y Z.
- Altura baja del panel para un fácil montaje.
- Conexiones 100% atornilladas. Sin perforación, corte o soldadura en el sitio.



T. +34 948 260 129
Avda. Sancho el Fuerte, 26. Oficina 1
31008 Pamplona, Navarra (España)

info@stinorland.com
www.stinorland.com

STInorland

Especificaciones técnicas



CARACTERÍSTICAS GENERALES

Tipo de seguidor	Seguidor descentralizado bifila de un eje horizontal
Ratio de cobertura en el suelo (GCR)	Estándar 33%*
Área de módulos por seguidor	Aprox. 250 m ²

DIMENSIONES (con módulos de 72 cél. y 1/GCR = 3)*

Módulos por viga de torsión	60*
Número de filas	2
Potencia pico instalada (módulo de 400Wp mono/bifacial)	48 kWp

ACCIONAMIENTO DE GIRO

Tipo de accionamiento	Actuador electromecánico rotativo
Alimentación	Batería LiFe P04 o alimentado desde la red
Consumo eléctrico conjunto de accionamiento	< 0.45 kWh/día
Potencia motor	88W/24VDC autoalimentado

ESPECIFICACIONES MECÁNICAS

Rango de giro	110° (+/-55°)
Velocidad máx. viento (en posición horizontal)	140 kmh/87 mph
Estructura	Acero galvanizado en caliente S235, S275, S355, S350GD, ZM310 o equivalente
Normativa	UL2703 / ASCE7-10 o Eurocódigo
Topografía	15% N-S / 10% E-O en el mismo seguidor. Sin límites E-O en seguidores diferentes (Validar para valores más altos)

SISTEMA DE CONTROL

Control de seguimiento	NREL SOLPOS algoritmo astronómico con PLC (Exactitud ±0.001°)
Gestión de sombras	Algoritmo backtracking personalizado
Gestión de viento	Posición de abanderamiento configurable
Estándar de comunicaciones	Modbus RS485 / Modbus Wireless option (Zigbee®)

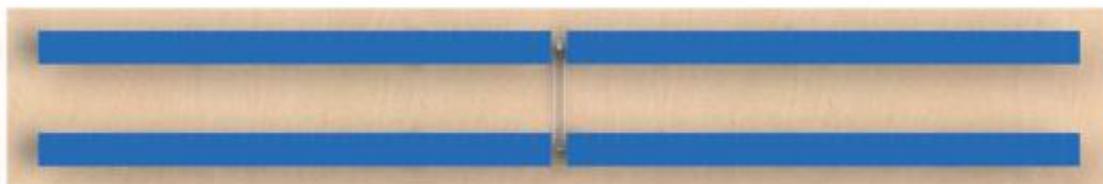
MANTENIMIENTO

Mantenimiento	Revisión anual
---------------	----------------

GARANTÍA

Estructura / Accionamiento y motor	10 años estructura / 5 años accionamiento y motor
------------------------------------	---

(*) Configurable según proyecto. Disponibles otras opciones.



3. CAJAS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN



DC-Combiner Box

DC combiner.



Make short work of long cables.

Designed for a DC system voltage of 1000 V to 1 500 V

Direct connection of DC strings

String monitoring (optional)

Protection rating IP65

IEC 61439-2 compliant planning and construction

Surge protection device type I + II

Flexible number of DC inputs

Fuse protection on plus and minus side 15 A / 20 A / 30 A

Depending on the version, the size and appearance of the housing may vary

In Cooperation with



Technical Data

DC input data	CD-Combiner Box	
Max. no-load voltage	1 000 V	1 500 V
Max. input current	15 / 20 A	15 / 20 / 30 A
Max. short circuit current $I_{sc,max}$	250 / 400 A	250 / 400 / 500 A
Number of DC connections	10 / 12 ¹⁾	10 / 14 / 18 ²⁾ und 16 / 20 / 24 ¹⁾
String monitoring (optional) ³⁾		
Measurement range-current	0 - 360 A	
Current measurement tolerance	< 0.5 %	
Measurement range-voltage	0 - 1500 V	
Voltage measurement tolerance	< 0.5 %	
Interfaces	RS485 (Modbus RTU) 2 x digital input	
Control units	dip-switches for setting the baud rate, address and protocol type	
Number measuring channels	up to 24	
Self-consumption	< 3 W	
General data		
DC connection (input)	direct connection	
DC connection (output)	cable lug, max. 240 mm ² (0.372 in ²) Cu or Al	
Ambient temperature	-20 °C - +55 °C	
Humidity	0 - 95 %	
Max. installation elevation (above MSL)	2 000 m	
Protection class	IP65	
H x W x D	845 x 635 x 300 mm (16 string) ⁴⁾ 1056 x 852 x 350 mm (20 / 24 string) ⁴⁾	
Certifications		
Safety	IEC 61439-2	

¹⁾Standard fuse size ²⁾Standard fuse size 30 A
³⁾Measurement tolerances may vary depending on the manufacturer
⁴⁾Depending on the version, the size and appearance of the housing may vary

Versionen	Box 10-16	Box 10-16 Mon	Box 18-24	Box 18+24 Mon
Number of DC inputs	16	16	20	20
DC switch	✓	✓	✓	✓
String protection 20 A / 30 A / PV+	✓	✓	✓	✓
String protection 20 A / 30 A / PV -	✓	✓	✓	✓
Fuses	✓	✓	✓	✓
DC surge protection	Typ 1 + 2	Typ 1 + 2	Typ 1 + 2	Typ 1 + 2
String monitoring	-	✓	-	✓
Internal power supply for measuring board	-	✓	-	✓
Overvoltage protection RS485 / Measuring board	-	✓	-	✓
Weight ⁵⁾	31 kg	57 kg	55 kg	59 kg

⁵⁾Depending on the version, the weight of the DC-Combiner may vary

standard = ✓

4. POWER STATION



PURE ENERGY

SOLAR SOLUTIONS

MV SKID STATION



MV SKID

UTILITY SCALE SOLAR STATION



TURN-KEY SOLUTION



HIGH RELIABILITY



EASY TO INSTALL



OUTDOOR DURABILITY

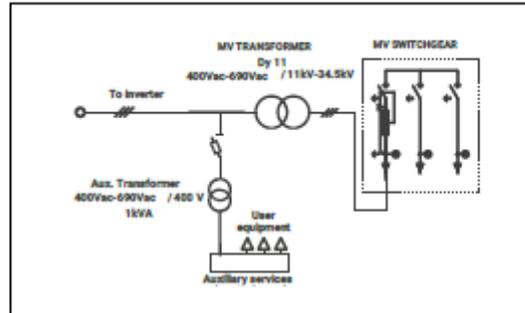
SIMPLIFY YOUR COMMISSIONING WITH THE MOST COMPETITIVE SOLUTION INTEGRATED WITH ALL THE MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT

The MV Skid is a compact turnkey outdoor platform made from high resistance galvanized steel with all the medium voltage equipment integrated, including an outdoor power transformer, MV switchgear, oil tank, filter and built in fast power connection to any HEC and HEMK solar inverter. With between 400V-460V and 565V-690V in the low voltage range and 12kV to 36kV in the high voltage range, this compact platform achieves power outputs between 1050kVA and 3800kVA when combined with the HEC and HEMK solar inverter series. This compact solution also allows the installation of a low voltage cabinet that is fully configurable to the customer needs as well as different types of cells and even an enclosure fence among other options. The MV SKID simplifies the project design of the PV plant, reducing installation costs and the amount of resources needed. The benefits of the MV Skid and the fact that it is also easier to transport and deliver into remote sites makes it the optimal solution for EPC's (engineering, procurement and construction).

POWER ELECTRONICS

MODEL NUMBERS AND OPERATIONAL DIAGRAM

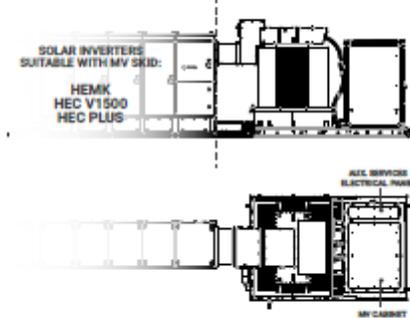
REFERENCE		RATED POWER (kVA)
FRAME 1 AND FRAME 2 ^[1]	MVS1050(L)	1050
	MVS1100(L)	1110
	MVS1220(L)	1220
	MVS1335(L)	1335
	MVS1440(L)	1440
	MVS1550(L)	1550
	MVS1630(L)	1630
	MVS1710(L)	1710
	MVS1800(L)	1800
	MVS1900(L)	1900
	MVS2000(L)	2000
MVS2110(L)	2110	
FRAME 2	MVS2225(L)	2225
	MVS2330(L)	2330
	MVS2440(L)	2440
	MVS2550(L)	2550
	MVS2660(L)	2660
	MVS2860(L)	2860
	MVS3000(L)	3000
	MVS3110(L)	3110
	MVS3345(L)	3345
	MVS3500(L)	3500
	MVS3630(L)	3630
	MVS3800(L)	3800



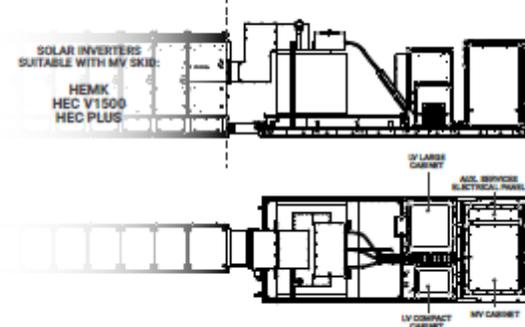
[1] Example: MVS1050S for Frame 1 / MVS10050L for Frame 2

SECTIONS

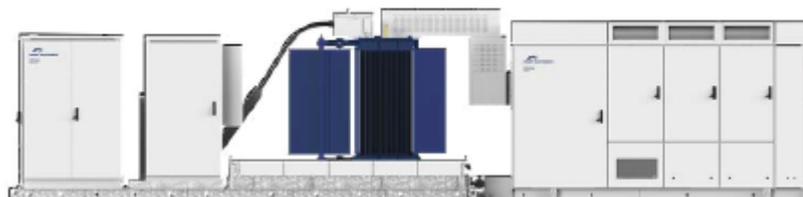
FRAME 1



FRAME 2



For customized solutions, contact Power Electronics.





TECHNICAL CHARACTERISTICS

MV SKID

MV SKID	FRAME 1		FRAME 2	
	MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT			
Rated Power range	1050kVA - 2110kVA		2220kVA - 3800kVA	
MV Voltage range	11kV / 20kV / 22kV / 23kV / 33kV / 34.5kV			
LV Voltage range	400V / 420V / 440V / 460V - HEC PLUS inverters 565V / 600V / 615V / 630V / 645V / 660V / 660V / 690V - HEC V1500 and HEMK inverters			
Type of tank	Oil-sealed			
Cooling	ONAN (KNAN optional)			
Vector Group	Dy11			
Transformer protection	DGPT-2 (PT100 optional)			
Oil tank	Integrated with valve and filter			
Transformer protection rate	IP54			
Switchgear configuration	Single feeder (L) or Double feeder (2L)			
Switchgear protection ^[1]	Fuses (P) / Automatic circuit breaker (V)			
CONNECTIONS	Inverter AC connection	Close couple solution (Plug & Play)		
	LV protection	Circuit breaker included in the inverter		
	HV AC wiring	MV Bridge between transformer and protection switchgear prewired		
ENVIROMENT	Ambient Temperature	-20°C...+50°C (t>50°C power derating)		
	Extended Temperature ^[2]	-35°C...+50°C (t>50°C power derating)		
	Max. Altitude (above sea level)	>2000m power derating		
	Relative Humidity	4% to 95% Non condensing		
MECHANICAL CHARACTERISTICS	Skid Dimensions (WxLxD) mm	3690x2340x2235	5640x2340x2235	
	Skid weight with MV equipment ^[1]	< 8 Tn		
	Oil tank material	Galvanized Steel		
	Skid Body material	Galvanized Steel		
	Cabinet type	Outdoor		
	Anti-rodent protection	✓		
AUXILIARY SERVICES ELECTRICAL PANEL	Auxiliary supply	3x400V, 50/60Hz		
	User power supply available	1kVA or 6kVA		
	Additional auxiliary transformer ^[4]	10kVA / 15kVA / 25kVA		
	Cooling	Air		
	Auxiliary supply protection	✓		
	Communication ^[4]	Ethernet (Fiber optic or RJ45)		
	UPS system for monitoring ^[4]	1kVA / 3kVA, 10 minutes		
AUXILIARY OUTDOOR TRANSFORMER	Rated Power (Voltage)	-	30kVA / 40kVA / 50kVA (3x400V)	
	Cooling	-	Air	
	Protection	-	Circuit breaker	
	Cabinet type	-	Outdoor	
LV COMPACT CABINET	Additional indoor auxiliary transf. ^[4]	-	10kVA / 25kVA / 40kVA / 50kVA (3x400V)	
	UPS system for monitoring ^[4]	-	1kVA / 3kVA, 10 minutes	
	Cooling	-	Air forced	
	Auxiliary supply protection	-	✓	
	Cabinet type	-	Outdoor	
LV LARGE CABINET	Additional indoor auxiliary transf. ^[4]	-	25kVA / 40kVA / 50kVA (3x400V)	
	UPS for trackers ^[4]	-	20kVA / 40kVA, 10 minutes	
	Cooling	-	Air forced	
	Auxiliary supply protection	-	✓	
	Cabinet type	-	Outdoor	
OTHER EQUIPMENT	Safety mechanism	Trapped key safety interlock		
	Safety perimeter	Transformer access protection fence		
	Cabinet heating	Heating resistors		
	Interior lighting	Fluorescent lamp		
	Emergency lighting	Electronic supplier for emergency lighting (1h autonomy)		
	Air conditioner	UPS batteries cooling		
	Communication ^[4]	Splice box / MV Switchgear monitoring		
STANDARDS	Medium Voltage	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1		

[1] Depending on customer configuration.

[2] Optional. For additional information or available configurations, please consult Power Electronics.

[3] Other temperature range, consult Power Electronics.

[4] By demand.

5. INVERSOR

HEMK

UTILITY SCALE CENTRAL STRING INVERTER

-  **FRU** FIELD REPLACEABLE UNITS
-  **OUTDOOR DURABILITY**
-  **BUS PLUS READY** SOLAR + STORAGE
-  **NEMA 3R / IP55**
-  **iCOOL 3**
-  **ACTIVE HEATING**
-  **3 LEVEL TOPOLOGY**

COMBINING THE BENEFITS OF CENTRAL AND STRING INVERTERS

The HEMK is the second generation 1500V inverter, based on the more than proven HEC V1500. This modular solar inverter offers the advantages of both central and string inverters. Reaching a very high power density, and an output power of 3.8 MW at 40°C, it is available in 6 different AC voltages, providing the flexibility to choose the best solution for each PV plant. The power stage architecture, composed of six field replaceable units (FRU), is designed to provide the highest availability and optimize yield production.

The Bus Plus ready feature allows the connection of up to six Freemaq DC/DC converters. It is the most cost competitive solution for solar-plus-storage retrofits.

The innovative iCOOL3 cooling system allows the HEMK to be installed in the harshest environments, thanks to a degree of protection of up to IP55. This advanced air-cooling system, reduces the OPEX cost compared to other cooling solutions, that need the use of complex liquid-cooling systems.

The HEMK has been designed to be the lowest LCOE solution in the market in solar applications.

HEMK inverter modules have a design life of greater than 30 years of operation in harsh environments and extreme weather conditions. HEMK units are tested and ready to withstand conditions from the frozen Siberian tundra to the Californian Death Valley, featuring:

Totally sealed electronics cabinet protects electronics against dust and moisture.

Conformal coating on electronic boards shields PCBs from harsh atmospheres.

Temperature and humidity controlled active heating prevents internal water condensation.

O4 degree of protection according to ISO 12944.
Up to O5-M optional.

Closed-Cell insulation panel isolates the cabinet from solar heat gains.

Roof cover designed to dissipate solar radiation, reduce heat build-up and avoid water leakages.

The solid HEMK structure avoids the need of additional external structures.

Random units selected to pass a Factory Water Tightness Test ensuring product quality.

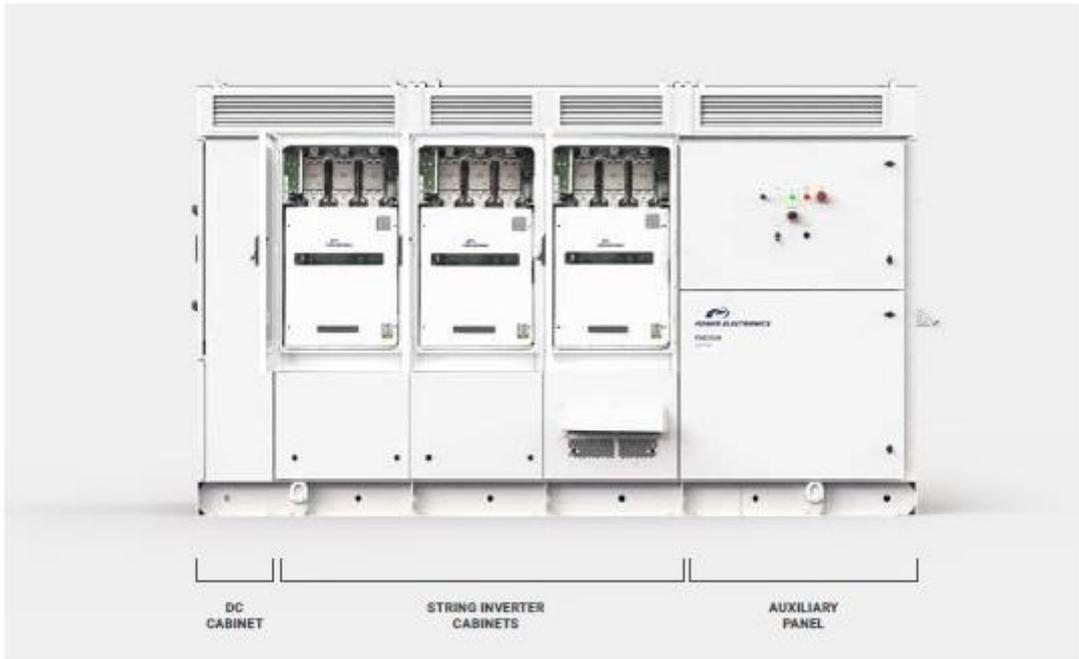
NEMA 3R / IP55.

POWER ELECTRONICS

COMPACT DESIGN - EASY TO SERVICE

By providing full front access the HEMK series simplifies the maintenance tasks, reducing the MTTR (and achieving a lower OPEX). The total access allows a fast swap of the FRUs without the need of qualified technical personnel.

With the HEMK, Power Electronics offers its most compact solution, achieving 3.8 MW in just 12ft long, reducing installation costs and labor time, and therefore will minimize the LCOE.



STRING CONCEPT POWER STAGES

The HEMK combines the advantages of a central inverter with the modularity of the string inverters. Its power stages are designed to be easily replaceable on the field without the need of advanced technical service personnel, providing a safe, reliable and fast Plug&Play assembly system.

Following the modular philosophy of the Freesun series, the HEMK is composed of 6 FRUs (field replaceable units), where all the power stages are physically joined in the DC side and therefore, in the event of a fault, the faulty module is taken off-line and its power is distributed evenly among the remaining functioning FRUs.



INNOVATIVE COOLING SYSTEM

Based on more than 3 years of experience with our MV Variable Speed Drive, the iCOOL3 system allows to get IP55 degree of protection in an outdoor solar inverter. iCOOL3 delivers a constant stream of clean air to the FRUs, being the most effective way of reaching up to IP55 degree of protec-

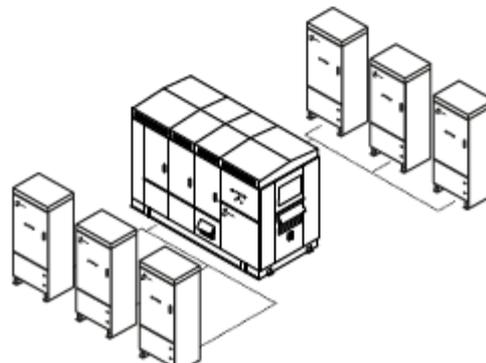
tion, without having to maintain cumbersome dust filters or having to use liquid-cooling systems, avoiding the commonly known inconveniences of it (complex maintenance, risk of leaks, higher number of components...), therefore resulting in an OPEX cost reduction and a LCOE improvement.



BUS PLUS READY - SOLAR + STORAGE

The Bus Plus feature allows the connection of up to six Freemaq DC/DC converters. It is the most cost competitive solution for solar-plus-storage retrofits. It prevents from additional connections out of the inverter between the DC/DC converters and the PV field. This solution provides considerable savings in CAPEX.

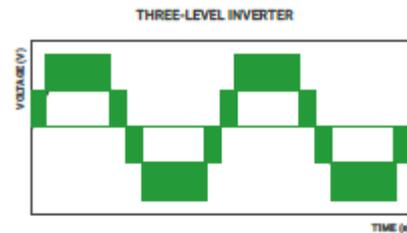
Power Electronics Freemaq DC/DC is a modular outdoor solution available from 500 kW to 3000 kW, fully compatible with different battery technologies and manufacturers. Freemaq DC/DC converter allows clipping energy recovery that will boost customer revenues and avoids the installation of additional station with a dedicated MV transformer.



POWER ELECTRONICS

MULTILEVEL TOPOLOGY

The multilevel IGBT topology is the most efficient approach to manage high DC link voltages and makes the difference in the 1,500 Vdc design. Power Electronics has many years of power design in both inverters and MV drives and the HEMK design is the result of our experience with 3 level topologies. The 3 level IGBT topology reduces stage losses, increases inverter efficiency and minimizes total harmonic distortion. High efficiency to deliver the lowest LCOE.



VAR AT NIGHT

At night, in case of solar applications, the HEMK inverter can shift to reactive power compensation mode. The inverter can respond to an external dynamic signal, a Power Plant Controller command or pre-set reactive power level (kVAR).

ACTIVE HEATING

At night, when the unit is not actively exporting power, the inverter can import a small amount of power to keep the inverter internal ambient temperature above -20°C, without using external resistors.

This autonomous heating system is the most efficient and homogeneous way to prevent condensation, increasing the inverters availability and reducing maintenance. **PATENTED**

EASY TO MONITOR

The Freesun app is the easiest way to monitor the status of our inverters. All our inverters come with built-in wifi, allowing remote connectivity to any smart device for detailed updates

and information without the need to open cabinet doors.

The app user-friendly interface allows quick and easy access to critical information (energy registers, production and events).



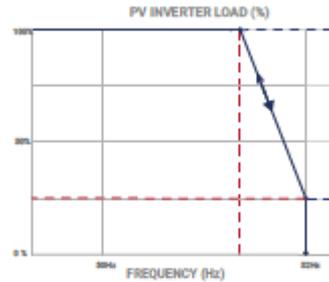
AVAILABLE INFORMATION	Grid and PV field data, inverter and power module data (voltages, currents, power, temperatures, I/O status...), weather conditions, alarms and warnings events, energy registers. Others.
FEATURES	Easy Wireless connection. Comprehensive interface. Real time data. Save and copy settings.
LANGUAGE	English, Spanish.
SYSTEM REQUIREMENTS	iOS or Android devices.
SETTINGS CONTROL	Yes.

DYNAMIC GRID SUPPORT

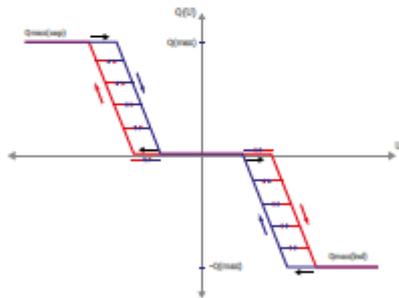
HEMK firmware includes the latest utility interactive features (LVRT, OVRT, FRS, FRT, Anti-islanding, active and reactive power curtailment...), and can be configured to meet specific utility requirements.



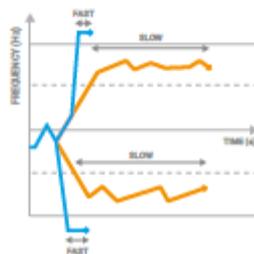
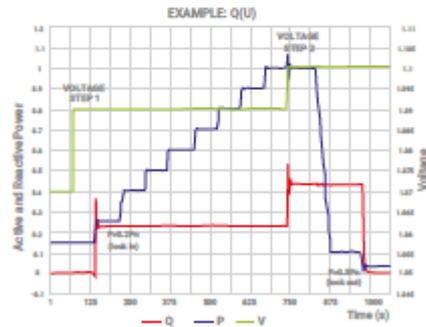
Low Voltage Ride Through (LVRT or ZVRT). Inverters can withstand any voltage dip or profile required by the local utility. In this situation, the inverter can inject current up to the nominal value.



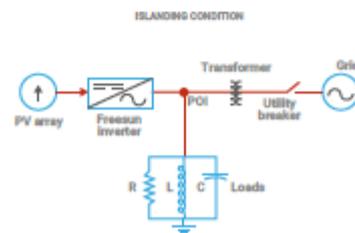
Frequency Regulation System (FRS). Frequency droop algorithm curtails the active power along a preset characteristic curve supporting grid stabilization.



Q(V) curve. It is a dynamic voltage control function which provides reactive power in order to maintain the voltage as close as possible to its nominal value.



Frequency Ride Through (FRT). Freesun solar inverters have flexible frequency protection settings and can be easily adjusted to comply with future requirements.



Anti-islanding. This protection combines passive and active detection methods that eliminate nuisance tripping and allow to comply with the IEC 62116 and IEEE 1547 standards.



TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREESUN HEMK 600V

	FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4
REFERENCES	FS1910K	FS2865K	FS3820K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]		
	1910	2865	3820
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]		
	1775	2660	3545
	Max. AC Output Current (A) @40°C		
	1837	2756	3674
	Operating Grid Voltage (VAC)		
	600V ±10%		
	Operating Grid Frequency (Hz)		
	50/60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THDi)		
	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (cosine phi) ^[2]		
	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive power injection at night		
DC	DC Voltage Range ^[3]		
	849V - 1500V		
	Maximum DC Voltage		
	1500V		
	Number of Inputs		
	Up to 40		
	2295	3443	4590
	Max. DC Short Circuit Current (A) ^[4]		
	3470	5205	6940
	Number of MPPT (floating systems)		
	1	1	1, optionally 2 or 4
	Number of Freemaq DC/DC ^[5]		
	Up to 2 (Bus Plus Basic) or 4 (Bus Plus Advanced)		
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η) (preliminary)		
	98.76%	98.78%	98.84%
	Euroeta (η) (preliminary)		
	98.37%	98.39%	98.56%
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)		
	9.8 x 6.5 x 7.2		
	Dimensions [WxDxH] (m)		
	3.0 x 2.0 x 2.2		
	11465	11795	12125
	Weight (lbs)		
	5200	5350	5500
	Weight (kg)		
	Type of Ventilation		
	Forced air cooling		
ENVIRONMENT	Degree of Protection		
	NEMA 3R / IP55		
	Permissible Ambient Temperature		
	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating		
	Relative Humidity		
	4% to 100% non-condensing		
	Max. Altitude (above sea level)		
	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)		
	Noise Level ^[6]		
	< 79 dBA		
CONTROL INTERFACE	Communication Protocol		
	Modbus TCP		
	Power Plant Controller		
	Optional		
	Keyed ON/OFF Switch		
	Standard		
PROTECTIONS	Ground Fault Protection		
	GFDI and isolation monitoring device		
	Humidity Control		
	Active heating		
	General AC Protection & Disconn.		
	Circuit breaker		
	General DC Protection & Disconn.		
	Fuses, DC switch-disconnectors		
	Overvoltage Protection		
	Type 2 protection for AC and DC (optionally, Type 1+2)		
CERTIFICATIONS & STANDARDS	Safety		
	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2		
	Installation		
	NEC 2020 / IEC		
	Utility Interconnect		
	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SB / IEC 62116:2014		

6. CONTROLADOR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

POWER ELECTRONICS

PPC

UTILITY SCALE POWER PLANT CONTROLLER

Power Electronics experience in integrating its products into different global electrical networks enables us to offer a set of solutions that can be customized to your requirements to control different sources of energy into the same grid. The integration of an alternative power source creates an unprecedented opportunity to reduce operational costs to off-grid industrial and commercial facilities.



TECHNICAL CHARACTERISTICS

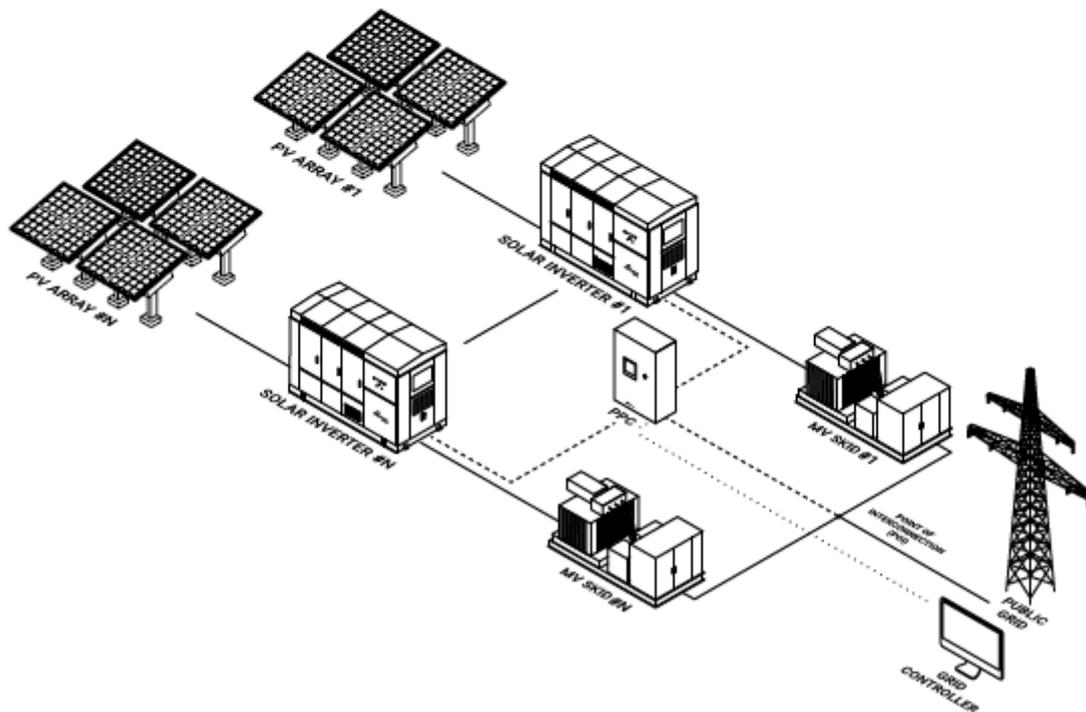
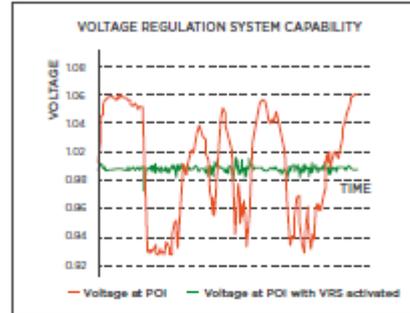
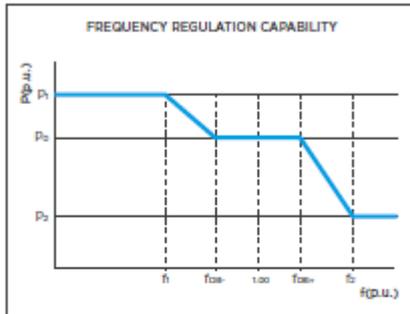
GENERAL DATA	Dimensions (WxDxH) mm	415 x 230 x 515
	Weight (kg)	10
	Mounting system	Wall mounted
	Compatible Inverters	HE, HEC, HEM, HEMK and Freemaq PCS
	Power Supply	250W
I/O and COMMUNICATIONS^[1]	4 x Digital Inputs	Programmable inputs and active high (24Vdc). Optically isolated.
	1 x RS485 Port	3 wires (GND,A,B), Modbus RTU
	1 x USB Port	PC connectable using a master Modbus configurator (ModScan or similar). Reserved for TS.
	1 x CAN Port	3 wires (L0, GND, HI), Modbus RTU
	1 x Ethernet Port (RJ45)	Modbus TCP/IP
ENVIRONMENTAL CONDITIONS	Operation Temperature	0~50°C (32~122°F)
	Storage temperature	-20~80°C (-4~176°F)
	Humidity	5-95% non-condensing
	Degree of protection	IP42
CERTIFICATIONS	CE	
OTHERS	Web interface for local and remote monitoring	
	Customized solution	

[1] Communication ports can be customised depending on PV plant design without prior notice.

DYNAMIC GRID SUPPORT

The Power Electronics Power Plant Controller is a device used to manage PV plants in order to comply with all the utility and customer requirements, thanks to its fast and flexible control algorithms. The PPC helps the grid controller to manage the performance of the PV plant, guaranteeing grid quality requirements.

The PPC includes the latest utility interactive specifications to support the grid, by controlling the reactive and active power at the POI with a fast response time. This flexible plant control device allows the user to customize the unit, in order to comply with any grid code standards and regulations.



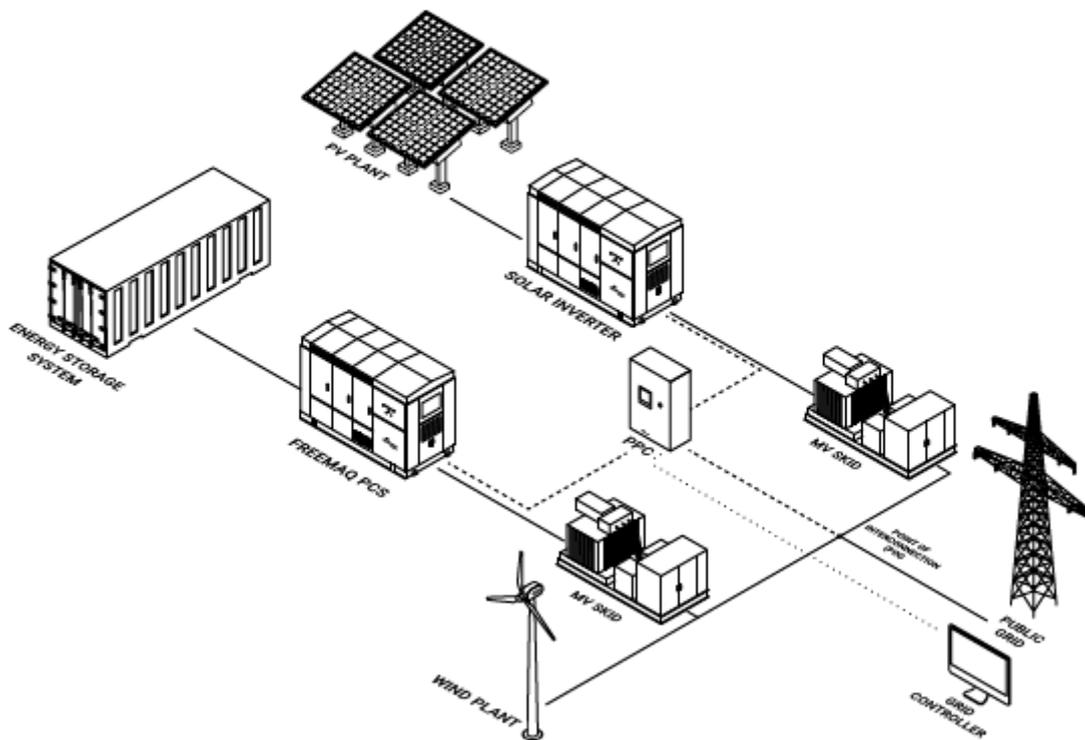
POWER ELECTRONICS

POWER PLANT CONTROLLER

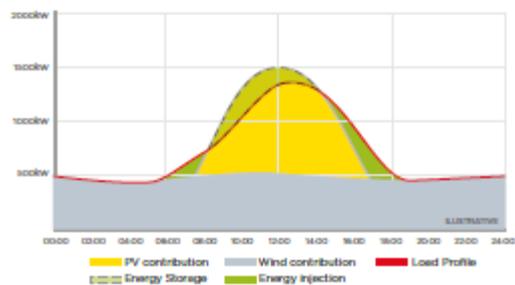
The Power Plant Controller (PPC) can be the main governor of the most complex Multi PCS systems by monitoring the point of interconnection (POI) and at the same time controlling the power generation and storage equipment.

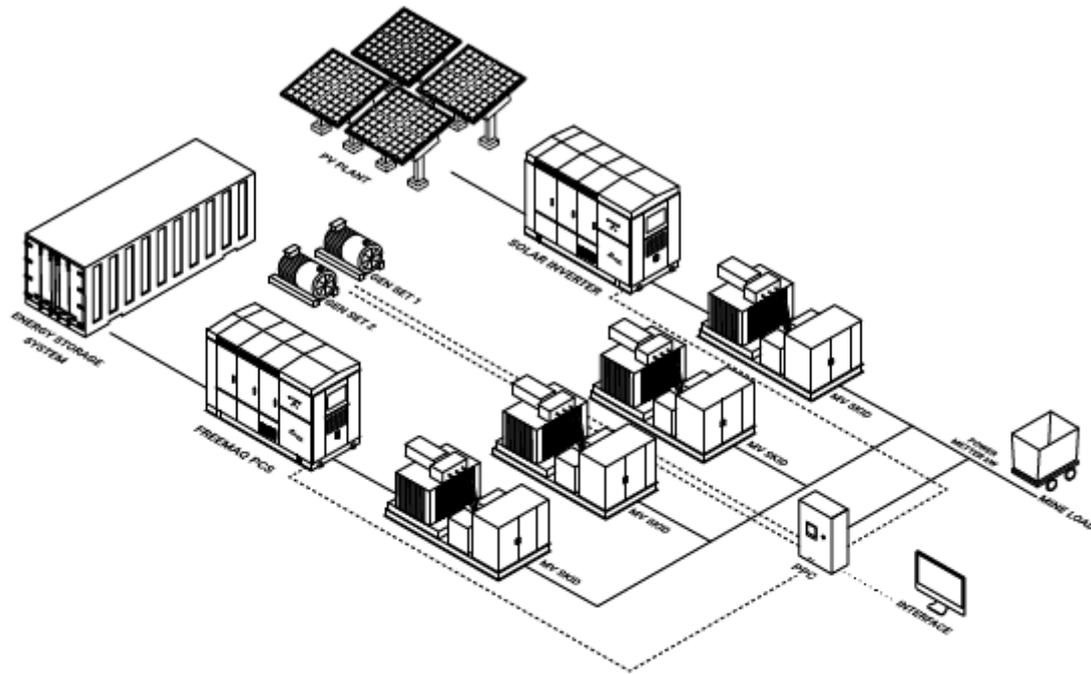
The PPC is equipped with the latest PLC based microprocessor that interacts through the programmable digital/

analogue signals and communication ports (Modbus TCP). The PPC together with the Freesun solar inverter or the Free-maq series can be customized for those countries (Puerto Rico, Hawaii....) that require full compliance to stringent dynamic grid support response at POI.

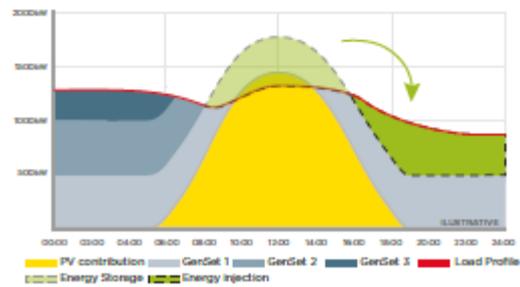


- PPC main governor and interface of the system.
- Multiple renewable power sources: solar, wind, etc.
- Centralized dynamic grid support at POI.
- Power smoothing – Enable ramp rate control.
- Storage equipment control.





- PPC main governor and interface of the system.
- Multiple GenSets and storage equipment control.
- Centralized dynamic grid support at POI.
- Power shaping - Enhanced broad implementation of decentralized PV.
- Power smoothing – Enable ramp rate control.





PROYECTO PFV LA HOYA Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DOCUMENTO 3: PLANOS

Término Municipal de Huesca

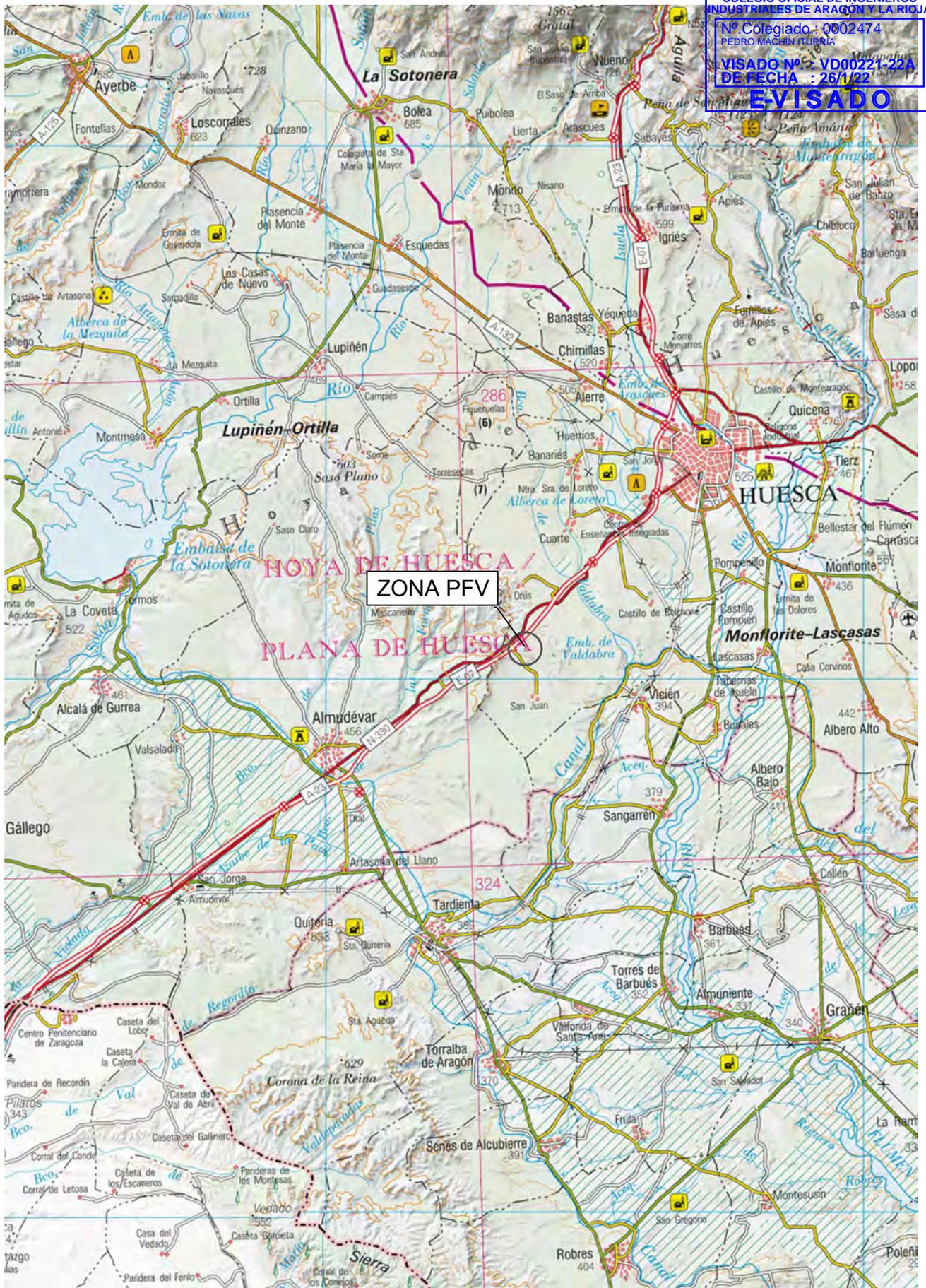


En Zaragoza, noviembre de 2021

ÍNDICE

1. Situación
2. Emplazamiento
3. Planta general
4. Ortofoto
5. Trazado de caminos
6. Sección tipo viales
7. Circuitos y zanjas
8. Sección tipo zanjas
9. Parcelario
10. Afecciones
11. Unifilares
12. Seguidor fotovoltaico
13. Power Station MV Skid
14. Puesta a tierra
15. Vallado
16. Centro de entrega
17. Edificio de control
18. Punto limpio

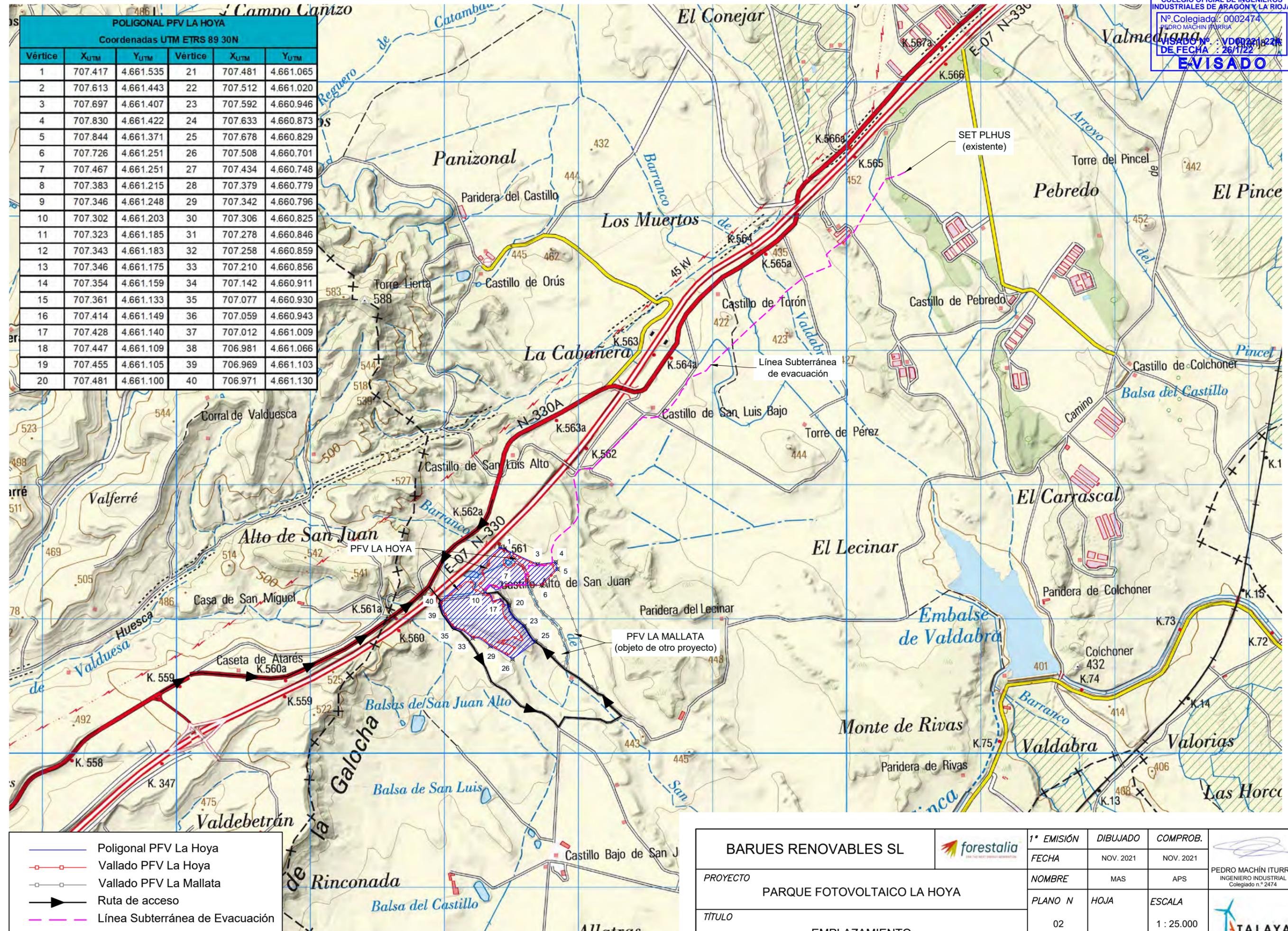
COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
 N.º Colegiado: 0802474
 PEDRO MACHÍN ITURRIA
 VISADO N.º: VD00221-22A
 DE FECHA: 26/1/22
EVISADO



BARUES RENOVABLES SL 	1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	 PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
	FECHA	NOV. 2021	NOV. 2021	
PROYECTO PARQUE FOTOVOLTAICO LA HOYA	NOMBRE	MAS	APS	
	PLANO N	HOJA	ESCALA	
TÍTULO SITUACIÓN	01		1 : 200.000	

Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG00276-22 y VISADO electrónico VD00221-22A de 26/01/2022. CSV = FVLZSOZPJGJUN4HSR verificable en https://coliar.e-gestion.es

POLIGONAL PFV LA HOYA					
Coordenadas UTM ETRS 89 30N					
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}	Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
1	707.417	4.661.535	21	707.481	4.661.065
2	707.613	4.661.443	22	707.512	4.661.020
3	707.697	4.661.407	23	707.592	4.660.946
4	707.830	4.661.422	24	707.633	4.660.873
5	707.844	4.661.371	25	707.678	4.660.829
6	707.726	4.661.251	26	707.508	4.660.701
7	707.467	4.661.251	27	707.434	4.660.748
8	707.383	4.661.215	28	707.379	4.660.779
9	707.346	4.661.248	29	707.342	4.660.796
10	707.302	4.661.203	30	707.306	4.660.825
11	707.323	4.661.185	31	707.278	4.660.846
12	707.343	4.661.183	32	707.258	4.660.859
13	707.346	4.661.175	33	707.210	4.660.856
14	707.354	4.661.159	34	707.142	4.660.911
15	707.361	4.661.133	35	707.077	4.660.930
16	707.414	4.661.149	36	707.059	4.660.943
17	707.428	4.661.140	37	707.012	4.661.009
18	707.447	4.661.109	38	706.981	4.661.066
19	707.455	4.661.105	39	706.969	4.661.103
20	707.481	4.661.100	40	706.971	4.661.130



- Poligonal PFV La Hoya
- Vallado PFV La Hoya
- Vallado PFV La Mallata
- ▶— Ruta de acceso
- - - Línea Subterránea de Evacuación

BARUES RENOVABLES SL 	1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	 PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
	FECHA	NOV. 2021	NOV. 2021	
PROYECTO	NOMBRE	MAS	APS	
TÍTULO	PLANO N	HOJA	ESCALA	
PARQUE FOTOVOLTAICO LA HOYA EMPLAZAMIENTO	02		1 : 25.000	