ANEJO Nº26: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

INDICE ANEJO 26: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

1 Antecedentes

2 Objeto del Anejo del Proyecto

3 Datos Identificativos

3.1 Identificación del Titular

3.2 Datos de la Instalación

4 Legislación Aplicable

5 Terrenos, Ocupación y Descripción del Proyecto

6 Actividad que Requiere del Autoconsumo

7 Elementos de la instalación

7.1 Módulos Fotovoltaicos

7.2. Cajas Combinadoras DC de Strings

7.3. Inversores

7.4. Sistema de Medida de Energía, Anti-vertido / Monitorización

8 Potencia Total a Instalar

9 Producción y Aprovechamiento de la Instalación

10 Personal

11 Productos Utilizados y Materias Primas

12 Productos Obtenidos

13 Características de la Instalación

13.1. Módulos Fotovoltaicos

13.2. Cajas Combinadoras de Strings DC

13.3. Estructura Soporte

13.4. Inversores Fotovoltaicos

13.5. Monitorización ambiente y control

13.6. Elementos de protección y Maniobra

13.5.1 Protección y maniobra en Tramo Corriente Continua

13.5.2 Protección y maniobra en Inversor

13.5.3 Protección y maniobra en Tramo Corriente Alterna

13.6. Cableado y Línea General

13.7. Toma de Tierra

13.8. Punto de Conexión, Medida, Anti-vertido, Monitorización y Vigilancia.

13.9. Obra Civil

14.- Producción Estimada

15.- Protección del Medio Ambiente

16.- Gestión De Residuos

17.- Seguridad y Salud

18.- Compatibilidad urbanística. Calificación ambiental. Afecciones a terceros

19.- Plan de la actuación y de ejecución

20.- Documentos que componen el Anejo

- ANEXOS A LA MEMORIA DEL ANEJO 26

• Anexo I. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN SOLAR ANUAL.

• Anexo II. CÁLCULOS ELECTRICOS.

• Anexo III. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.

• Anexo IV. CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA.

• Anexo V. PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS

Ficha Resumen Instalación Solar Fotovoltaica de Autoconsumo..... 603 kWpico

Emplazamiento: **Parcelas 692, 693, 694 y 10693 del Polígono 8**

Municipio: **Alesanco (La Rioja)**

Referencias Catastrales:

REFERENCIA CATASTRAL	AFECCION
26009B008006920000WH	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
26009B008006930000WW	BALSA RECEPCION + LSBT
26009B008106930000WF	BALSA RECEPCION + LSBT
26009B008006940000WA	BALSA RECEPCION + LSBT + ESTACION BOMBEO + CENTRO TRANSFORMACION + LSMT+ LAMT
26009B008006850000WE	LAMT
26009B008006610000WW	LAMT
26009B008006620000WA	LAMT
26009B008006630000WB	LAMT
26009B008006640000WY	LAMT
26009B008006650000WG	LAMT
26009A008000260000IQ	LAMT + CENTRO SECCIONAMIENTO Y MEDIDA

Coordenadas UTM ETRS89 – Huso 30: **X: 514.692 ; Y: 4.694.639 PSF**

X: 514.887 ; Y: 4.694.795 CT-EST.BOMBEO

X: 514.493 ; Y: 4.695.068 C. SECC. MT

Potencia Nominal Instalación: **540 kWn**

Potencia Generador Fotovoltaico: **603 kWp**

Producción Anual Estimada: **781.024 kWh /año**

Sistema antivertido: **Sí**

MÓDULOS

Marca y Modelo (o similar): **Panel Fotovoltaico Monocristalino**

TIER1 – tipo PERC – 132 células

Potencia pico módulos: **670 Wp**

Tolerancia: **-0 % ; +5 %**

Intensidad en el punto de máx. potencia (Imáx): **17,55 A**

Tensión en el punto de máx. potencia (Vmáx): **38,20 V**

Intensidad de cortocircuito (Isc):	**18,62 A**
Tensión de circuito abierto (Voc):	**46,10 V**
Coeficiente de temperatura Voc (V/ºC):	**-0.115**
Coeficiente de temperatura Isc (mA/ºC):	**7,41**
Dimensiones (Ancho x Largo x Espesor) (mm):	**2384** x **1303** x **33**
Peso (kg):	**33,3 kg**

CAMPO FOTOVOLTAICO

Nº total de módulos a instalar:	**900**
Nº de módulos por serie-string:	**30**
Nº de series por caja combinadora:	**10**
Nº de cajas combinadoras:	**3**
Nº de series total:	**30**
Inclinación:	**fija 15º**
Desviación:	**0º - sur puro**
Intensidad en el punto de máx. potencia (Imáx):	**175,5 x 3 = 526,5A**
Tensión en el punto de máx. potencia (Vmáx):	**1.487 V**
Intensidad de cortocircuito (Isc):	**186,2 x 3 = 558,6 A**
Tensión fotovoltaica normal:	**1.105 V**

CAJAS COMBINADORAS DC DE STRINGS

Marca y modelo (o similar):	**CAJA – DC Combiner - IEC 61439-2**
Voltaje máximo:	**1.500 V**
Nº de strings monitorizados:	**12**
Intensidad máxima por string:	**19 A**
Interruptor de corte en carga DC:	**400A**
Monitorización de strings:	**medida voltaje 450-1500 V**
Interface comunicación:	**RS485 (Modbus RTU)**
Número de entradas:	**4 digitales**
Control local del equipo:	**Pantalla con 4 botones**
Grado de protección:	**IP 65**
Sección máxima cable salida:	**240 mm^2**

Protecciones fusibles entradas:	**positivo y negativo**
Dispositivo de protección contra sobretensiones:	**Tipo I + II**

INVERSORES

Marca y modelo (o similar):	**INVERSOR COMPACTO DE STRING 1.500VDC/690VAC**
Potencia Inversor:	**180 kWn**
Nº de inversores:	**3**
Tensión entrada máxima:	**1.500V**
Rango Tensión MPP (Vcc inf / Vcc sup):	**1.012V / 1.450V**
Tensión CC minima (Vcc min)/Tension inicial:	**982V / 1.079V**
Intensidad máxima Entrada/Int. Cortocircuito max:	**180A / 325A**
Tensión de Salida:	**3 x 690 V**
Intensidad máxima de Salida (IAC máx):	**151 A**
Tipo de Conexión:	**Trifásica**
Rendimiento Europeo:	**98,9 %**

ANTIVERTIDO

Marca y modelo (o similar):	**DISPOSITIVO ETHERNET control potencia**
Homologación:	**UNE 217001 IN:2020**
Nº de equipos:	**1**
Tipo de Conexión:	**Monofásica**

1. ANTECEDENTES

Por encargo de la Comunidad de Regantes del tramo II del Canal Margen Izquierda del Rio Najerilla en TTMM de La Rioja, se diseña, calcula y valora la presente Planta Solar Fotovoltaica de 603Kw de potencia pico, destinada a autoconsumo sin vertido a la red, para su utilización en la infraestructura de bombeo de riego de la Balsa Recepción.

2. OBJETO DEL ANEJO DEL PROYECTO

Tiene por objeto la presente documentación, establecer y justificar todas las condiciones técnicas y legales por las que se ha de regir la instalación y los materiales a emplear de una Planta Solar Fotovoltaica, así como de servir de base a los distintos Organismos y Autoridades Competentes, con el fin de obtener las respectivas licencias y autorizaciones que se precisen para su ejecución y puesta en funcionamiento.

Con objeto abaratar el suministro eléctrico y contribuir al consumo de energías renovables, los equipos de la Estación de Bombeo una parte de la energía la consumirán la consumirán de la energía producida por una nueva planta solar fotovoltaica de 540kw nominales y otra parte de la red eléctrica, de modo que en las horas diurnas la energía consumida por estas bombas provenga de la instalación solar que se diseña, por lo que se diseña en el presente anejo independiente del Proyecto de Ejecución del que forma parte.

3. DATOS IDENTIFICATIVOS

3.1 Identificación del Titular:

Nombre: **Comunidad de Regantes del tramo II del Canal Margen Izquierda del Rio Najerilla en TTMM de La Rioja**

Domicilio Social: **C/Mediodia 61-1**

C.P.: **26.324**

Provincia: **Alesanco (La Rioja)**

3.2 Datos de la Instalación:

Emplazamiento: **Parcelas 692, 693, 694 y 10693 del Polígono 8**

Municipio: **Alesanco (La Rioja)**

Referencias Catastrales:

REFERENCIA CATASTRAL	AFECCION
26009B008006920000WH	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
26009B008006930000WW	BALSA RECEPCION + LSBT
26009B008106930000WF	BALSA RECEPCION + LSBT
26009B008006940000WA	BALSA RECEPCION + LSBT + ESTACION BOMBEO + CENTRO TRANSFORMACION + LSMT+ LAMT

Coordenadas UTM ETRS89 – Huso 30: **X: 514.692 ; Y: 4.694.639 PSF**

X: 514.887 ; Y: 4.694.795 CT-EST.BOMBEO

X: 514.493 ; Y: 4.695.068 C. SECC. MT

4. LEGISLACIÓN APLICABLE

• Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, (Decreto 842/2002 de 2 de agosto), e Instrucciones Complementarias.

• Ley 1/2021, de 11 de febrero, de simplificación administrativa. BOA 39 de 23/2/2021

• Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

• Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

• Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

• Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

• Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

• 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.

• Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

• Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
- 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 1454/2005 del 2 de diciembre de 2005, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1955/2000, del 1 de diciembre de 2000, por el que se regulaban las actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica.

• Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto de 2007 por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

• Código Técnico de la Edificación (C.T.E.) - Documento Básico SE-AE Acciones en la edificación.

• LEY 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales y Normativa de Desarrollo (BOE nº 269, de 10 de noviembre de 1995)

• 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 (BOE de 21 de junio de 2001)

• REAL DECRETO 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción (BOE n.° 256, de 25 de octubre de 1997)

• 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 (BOE de 7 de agosto de 1997)

• 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 (BOE de 12 de junio de 1997)

• REAL DECRETO 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo (BOE de 23 de abril de 1997).

• Real Decreto 2267/2004, de 3 de Diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.

• Normas Particulares de Red Eléctrica de España.
• Especificaciones Particulares, Normas y Proyectos tipo de Compañía de Distribución.
• Condicionados que puedan ser emitidos por Organismos afectados por las instalaciones.
• Normas UNE, Normas EN y Normas IEC de obligado cumplimiento.

5. TERRENOS, OCUPACION y DESCRIPCION DEL PROYECTO

La Planta Solar Fotovoltaica (PSF) se ubicará en las **Parcelas 692, 693, 694 y 10693 del Polígono 8 del** Municipio de **Alesanco (La Rioja).**

Todos los módulos en la planta tendrán una inclinación de 15º y un azimut de 0º Sur, con objeto de maximizar la producción energético en los meses de verano, donde más se requiere de energía para bombeo de riego a la balsa.

La energía captada por los módulos solares fotovoltaicos, que será energía eléctrica en corriente continua (DC) se unirá en las cajas concentradoras DC se colocarán en las propias estructuras portantes de los paneles. Desde estás cajas combiner DC será la energía transportada mediante cables subterráneos hasta los inversores situados en el interior de la estación de bombeo, donde será transformada en corriente alterna (AC). Una vez transformada la energía en AC será transportada mediante cables en bandeja hasta un cuadro, donde se instalarán las diferentes protecciones de los circuitos, este será el Cuadro General de Baja Tensión de la PSF (CGBT PSF). Y desde este CGBT evacuará al embarrado general del CGBT de la Estación de Bombeo de la Balsa Recepción, con el objeto de permitir su consumo en la propia instalación.

6. ACTIVIDAD QUE REQUIERE DEL AUTOCONSUMO

La propiedad tiene una estación de bombeo con el fin de regar las parcelas de los propietarios que la forman. La producción de energía solar fotovoltaica es por tanto para autoconsumo, fundamentalmente en las horas centrales del día y en las estaciones veraniegas, que son los periodos más caros de las tarifas eléctricas que les son de aplicación.

El RDL 15/2018 modifica las definiciones de las tipologías de autoconsumos del artículo 9 la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, que junto a las definiciones del RD 244/2019, permite establecer la clasificación y características de las instalaciones de autoconsumo.

Los autoconsumos pueden clasificarse:

-Individual/Colectivo: será individual cuando exista un único consumidor asociado a la generación, siendo posible realizarlo de manera colectiva cuando un grupo de consumidores acuerden alimentarse de la energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción quedando todos ellos asociados a esta/s instalación/es de generación. Cuando se opte por una instalación colectiva la energía generada neta se repartirá entre los participantes en base a unos coeficientes de reparto, saldando esas energías con los consumos asociados a cada uno de los suministros.

-Conexión en instalaciones próximas en red interior / instalaciones próximas a través red de distribución: Será posible realizar autoconsumo a través de la red interior del consumidor como de la red interior de la comunidad de propietarios. Así mismo, el RD 244/2019 establece también, la posibilidad de realizar un autoconsumo individual o colectivo con conexión de la generación a través de la red de distribución siempre que se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

i. Estén conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estén unidas a éstos a través de líneas directas.

ii. Estén conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.

iii. Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros.

iv. Estén ubicados, tanto la generación como los consumos, en una misma referencia catastral.

En función del tratamiento de los posibles excedentes de energía generada su clasificación se divide en:

- Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Cuando existe un mecanismo de anti-vertido impide en todo momento el vertido de energía eléctrica generada a la red.

- Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes. Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar la energía generada excedentaria a la red. Que a su vez en función del tratamiento de la energía excedentaria se definen:

▪ Con excedentes acogida a compensación: donde la energía excedentaria será valorada al precio horario acordado entre el titular del contrato y su comercializadora, salvo para los acogidos al PVPC que será en base al precio medio horario del mercado. La energía vertida estará exenta de los peajes de acceso establecidos en el RD 1544/11. Para acogerse a este mecanismo será necesario el acuerdo del consumidor y el

productor, la energía primaria debe ser renovable, la potencia de generación ≤100 kW, debe existir un único contrato de suministro (consumo y si procede SSAA) y la instalación de producción no debe tener otorgado otro régimen retributivo adicional o específico.

▪ Con excedentes no acogido a compensación: donde la energía excedentaria se incorpora a la red en las mismas condiciones que las de cualquier productor. Pertenecerán a esta modalidad todos los que no cumplan alguna de las condiciones de la modalidad con compensación y aquellos que voluntariamente opten no acogerse a ella.

La energía producida por la planta solar fotovoltaica de Autoconsumo para bombeo en la Balsa Recepcion, objeto del Presente Proyecto de Ejecución, se enmarca dentro de la tipología de autoconsumo Individual con un consumidor asociado. La modalidad del autoconsumo, según RD 244/2019, será de Instalación de Generación para **Autoconsumo Individual SIN excedentes, con conexión próxima a la de consumo a través de red interior.**

Se trata de instalaciones en autoconsumo que, aunque están conectadas en la red interior del consumidor que enlaza con la red de distribución o transporte, no ceden en ningún momento energía a la red. Deben estar provistas de un sistema anti-vertido de acuerdo con la ITC-BT-40. La función del sistema de antivertido es controlar el excedente de energía para que este sea cero y no se vuelque de ninguna manera a la red eléctrica de la Compañía Distribuidora, el funcionamiento que ha de tener está especificado por el Real Decreto 244/2019 por el que se regula el autoconsumo. El mecanismo Antivertido a instalar debe cumplir todos los requisitos y ensayos establecidos en el Anexo I de la ITC-BT-40 (mismos requerimientos que la UNE 217001-IN). Lo cual deberá certificarse por un laboratorio de ensayos acreditado de acuerdo a la norma UNE-EN/ISO/IEC 17025.

7. ELEMENTOS DE LA INSTALACION

Los equipos empleados para el dimensionado y cálculo de la planta fotovoltaica, podrán ser sustituidos por otros similares que tengan las mismas características, las cuales deberán ser revisadas para que cumplan con los valores obtenidos en este proyecto, evaluando la necesidad de recalcular los resultados para verificar que se cumplen todas las prescripciones de seguridad necesarias para este tipo de instalaciones.

Se deberán solicitar las condiciones técnicas a la Compañía Suministradora previamente a la ejecución de la instalación. Dichas condiciones podrán afectar al sistema antivertido y de medida.

7.1. Módulos Fotovoltaicos

Marca y Modelo (o similar):	**Panel fotovoltaico Monocristalino TIER1 – tipo PERC – 132 células**
Potencia pico módulos:	**670 Wp**
Tolerancia:	**-0 % ; +5 %**
Intensidad en el punto de máx. potencia (Imáx):	**17,55 A**
Tensión en el punto de máx. potencia (Vmáx):	**38,2 V**
Intensidad de cortocircuito (Isc):	**18,62 A**
Tensión de circuito abierto (Voc):	**46,1 V**
Coeficiente de temperatura Voc (V/ºC):	**-0.115**
Coeficiente de temperatura Isc (mA/ºC):	**7,41**
Dimensiones (Ancho x Largo x Espesor) (mm):	**2384** x **1303** x **33**
Peso (kg):	**33,3 kg**

7.2. Cajas Combinadoras DC de Strings

Marca y modelo (o similar):	**caja – DC Combiner - IEC 61439**
Voltaje máximo:	**1.500 V.**
Nº de strings monitorizados:	**12**
Intensidad máxima por string:	**19 A**
Interruptor de corte en carga DC:	**400A**
Monitorización de strings:	**medida voltaje 450-1500 V**
Interface comunicación:	**RS485 (Modbus RTU)**
Número de entradas:	**4 digitales**
Control local del equipo:	**Pantalla con 4 botones**
Grado de protección:	**IP 65**
Sección máxima cable salida:	**240 mm^2**
Protecciones fusibles entradas:	**positivo y negativo**
Dispositivo de protección contra sobretensiones	**tipo I + II**

7.3. Inversores

Marca y modelo (o similar):	**INVERSOR COMPACTO DE STRING 1.500VDC/690VAC**

Potencia Inversor:	**180 kWn**
Nº de inversores:	**3**
Tensión entrada máxima:	**1.500V**
Rango Tensión MPP (Vcc inf / Vcc sup):	**1.012V / 1.450V**
Tensión CC minima (Vcc min)/Tension inicial:	**982V / 1.079V**
Intensidad máxima Entrada/Int. Cortocircuito max:	**180A / 325A**
Tensión de Salida:	**3 x 690 V**
Intensidad máxima de Salida (IAC máx):	**151 A**
Tipo de Conexión:	**Trifásica**
Rendimiento Europeo:	**98,9 %**

7.4. Sistema de Medida de Energía, Anti-Vertido / Monitorización

Marca y modelo (o similar):	**DISPOSITIVO ETHERNET control potencia**
Homologación:	**UNE 217001 IN:2020**
Nº de equipos:	**1**
Tipo de Conexión:	**Monofásica**

8. POTENCIA TOTAL A INSTALAR

A continuación, se detallan las potencias a instalar y su configuración, así como los valores nominales de funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Generación (Corriente Continua)

Nº total de módulos a instalar:	**900**
Nº de módulos por serie-string:	**30**
Nº de series por caja combinadora:	**10**
Nº de cajas combinadoras:	**3**
Nº de series total:	**30**
Inclinación:	**fija 15º**
Desviación:	**0º - sur puro**
Intensidad en el punto de máx. potencia (Imáx):	**175,5 x 3 = 526,5A**
Tensión en el punto de máx. potencia (Vmáx):	**1.487 V**
Intensidad de cortocircuito (Isc):	**186,2 x 3 = 558,6 A**
Tensión fotovoltaica normal:	**1.105 V**
Superficie Ocupada:	**11.175 m^2**
Potencia Nominal Instalación:	**540 kWn**
Potencia Generador Fotovoltaico:	**603 kWp**

Producción Anual Estimada:	**781.024 kWh /año**
Sistema antivertido:	**Sí**

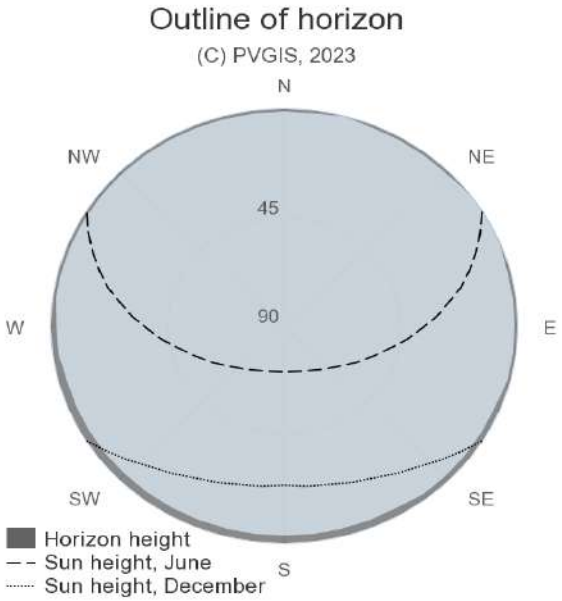
Conexión (Corriente Alterna)

Tipo de Conexión:	**Trifásica**
Potencia Inversores:	3 de 180 kW = **540KW**
Potencia Nominal de la Instalación:	**540 kWn**
Tensión de Salida (VAC):	**3 x 690 V** (+10% > VAC > - 15%)
Frecuencia de Salida:	**50 Hz** (±2%)
Intensidad máxima de Salida (IAC máx):	3 de 180A = **540A**

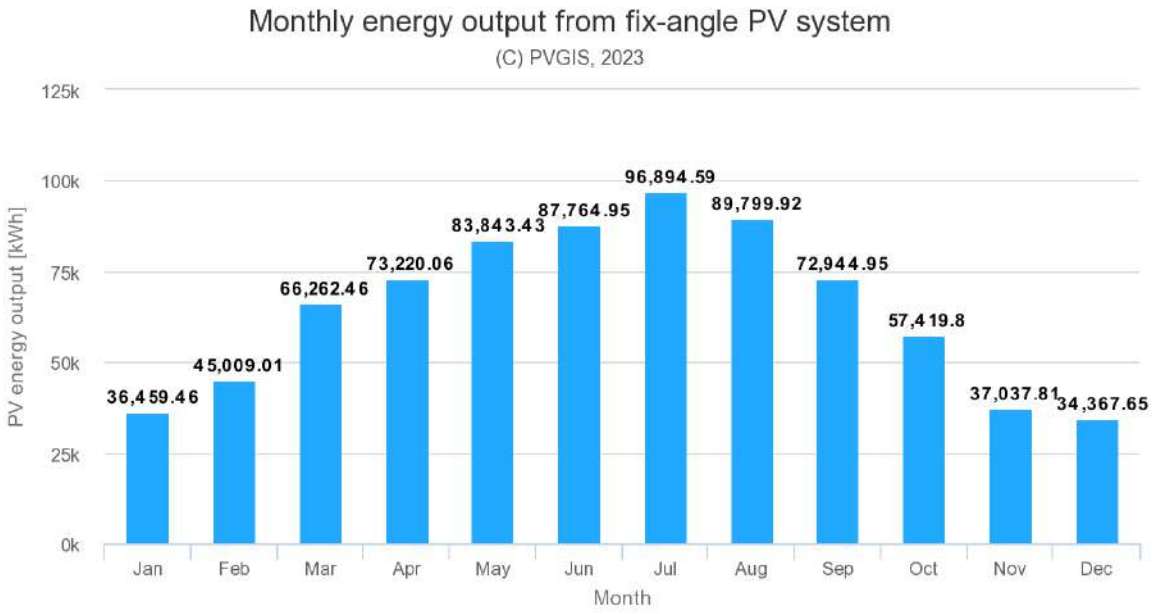
9. PRODUCCIÓN Y APROVECHAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico tienen por objeto la producción de energía eléctrica para su consumo instantáneo en el mismo lugar donde se realiza la generación. El caso que nos ocupa, la demanda de energía durante las horas de funcionamiento de la planta fotovoltaica, son muy similares a la producción de esta, debido al consumo de las bombas para impulsión de agua que dispone la instalación. Esta situación implica que el aprovechamiento de la energía producida por la planta fotovoltaica sea muy alta y en especial en los meses de la campaña de riego.

A partir del perfil del horizonte solar que se acompaña a continuación, se determina la radiación solar y la energía producida por la instalación proyectada para los meses del año:

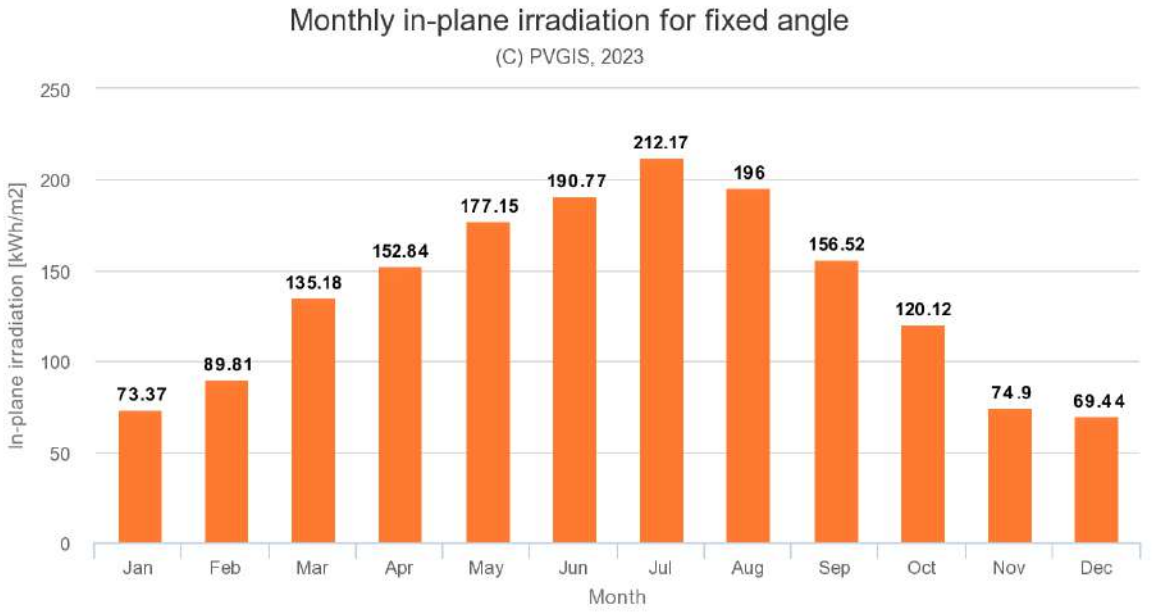


La energía que se estima será producida por esta instalación, será:



Producción Anual Estimada: **781.024 kWh /año**

Esta energía producida, se ha calculado en base a la radiación solar:



10. PERSONAL

Dado que la actividad y funcionamiento de la instalación fotovoltaica es totalmente autónoma, no requiere personal, teniendo únicamente en cuenta el personal de mantenimiento de las instalaciones que periódicamente accederá a ellas para su control y limpieza.

El control y supervisión diario de la planta, así como la comunicación de anomalías y alarmas se realizará mediante un sistema de monitorización y supervisión remota.

11. PRODUCTOS UTILIZADOS Y MATERIAS PRIMAS

La generación de energía eléctrica mediante el fenómeno fotovoltaico no precisa de materias primas, únicamente se emplea la radiación solar.

Esta Comunidad de Regantes tiene un claro y decidido objetivo que desea afrontar de inmediato y que se trata de producir su energía con tecnología limpia renovable para alimentar a sus instalaciones de equipos de bombeo para riego de las parcelas agrícolas. Por este motivo, se quiere implantar la infraestructura solar fotovoltaica que le permita conseguir sus objetivos en materia de energías de origen renovable. El uso de esta energía renovable producida junto a su instalación de bombeo, garantiza el origen verde de la misma y reduce la dependencia energética de una compañía eléctrica de distribución.

12. PRODUCTOS OBTENIDOS

La instalación fotovoltaica genera energía eléctrica. Esta energía se utilizará para el funcionamiento de las bombas impulsoras de agua de riego de la Balsa objeto del Proyecto de Ejecución del que forma parte este Anejo.

13. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

13.1. Módulos Fotovoltaicos

Encargados de la captación de la radiación solar y su transformación en energía eléctrica, se ha optado por módulos fabricados por empresas TIER 1 con una alta producción que garantiza, en caso de necesidad su reposición en el tiempo, así como una serie de características que se enumeran a continuación:

- **Cristal Antireflectante reforzado tratado con calor:**
    - o Mayor protección frente a ambientes adversos, corrosivos y salinos.
    - o Envejecimiento mínimo.
    - o Mayor resistencia mecánica.
    - o Mayor rendimiento.
- **Módulos de célula partida de 132 células**. Menor incidencia en los strings por posibles sombras.
- **Garantías**.
    - o Garantía de fabricación de al menos 12 años.

o Garantía de producción, la potencia nominal del módulo será mayor del 84% en el año 25 desde su implantación.

El módulo que se ha considerado para la realización de cálculos y dimensionamiento, es un PANEL SOLAR MONOFACIAL **Monocristalino** de **670 Wp**, tipo PERC de 132 células, TIER cuyas características se definen en el apartado de Fichas Técnicas, pudiéndose emplear para la instalación otro similar con las mismas especificaciones y calidades que figuran en la hoja de características.

13.2. Cajas Combinadoras de Strings DC

Encargados de agrupar la energía eléctrica en corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos para ser transportada desde ellas con una única pareja de cables en corriente continua hasta el inversor, para su unificación en un único circuito DC. Se ha optado por 3 cajas combinadoras monitorizadas, de 12 entradas cada una, si bien inicialmente se van a utilizar únicamente 10 de estas entradas, por lo que habrá 2 más en reserva, para poder utilizarlas en sustitución de cualquiera de las anteriores ante una avería. Esta solución se adopta puesto que permite reducir el cableado y precio de la instalación.

El modelo de caja combinadora monitorizada elegida es la **CAJA – DC Combiner 1.500V DC**, que debido a que posee fusibles en ambos polos, interruptor de corte en carga y todas las protecciones necesarias, se adapta perfectamente a las necesidades del campo fotovoltaico, pudiéndose emplear para la instalación otra similar con las mismas características y especificaciones.

13.3. Estructura Soporte

Encargada de asegurar un buen anclaje del generador solar, facilitan la instalación y mantenimiento de los paneles, a la vez que proporcionan no sólo la orientación necesaria, sino también el ángulo de inclinación idóneo para un mejor aprovechamiento de la radiación, cumpliendo con lo dispuesto en el punto 5 del Anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red de I.D.A.E.

Se realizarán estructuras de acero y aluminio para la fijación de los módulos en el suelo, formando un plano de inclinación de **15º** sobre la horizontal y un azimut de **0º**, la parte más baja de la misma estará a 0,5 metros sobre la rasante del suelo, de modo que permita llevar a cabo las labores de desbroce y limpieza necesarias. Las partes metálicas de la estructura al estar hincadas en el suelo funcionaran como parte de la toma de tierra de la instalación.

Toda la estructura metálica se realizará en acero galvanizado en caliente, de al menos 80 micras de espesor, evitando la corrosión y el óxido del metal siguiendo estrictamente el marcado CE y las normas UNE-EN/ISO1461, UNE-EN/ISO 14713 y UNE-EN1179, así como la norma UNE-EN1090 de dimensionamiento estructural y montaje de estructuras de acero y aluminio.

Las acciones principales a las que estarán sometidas las estructuras de los módulos fotovoltaicos, son cargas gravitatorias y acciones del viento, siendo esta última predominante. Para ello, en el cálculo de la estructura, se tendrá en cuenta dichas acciones, según la zona, siguiendo los documentos básicos, DB-SE y DB-AE del código técnico de edificación (CTE).

Por ello, la estructura será diseñada y fabricada siguiendo las normativas de cálculo y adaptándose a las condiciones especiales del terreno, ubicación, condiciones meteorológicas, etc, en calidades de acero S275JR y S355JR de acuerdo a la norma EN10025-2.

La configuración de las estructuras serán mesas que contendrán dos filas de **15 módulos en posición vertical, albergando un total de 30 módulos por mesa.** Se respetará una distancia mínima al terreno de 1 metros, desde la parte inferior del módulo, para evitar sombras de pequeños arbustos y malas hierbas y facilitar su mantenimiento, adaptándose a la forma del terreno, y diseñada para evitar las sombras entre filas

La sujeción de la estructura al terreno se realizará mediante sistemas de hincado y/o taladrado, en función de los resultados del **Estudio Geotécnico** que se adjunta como Anejo 7 al Proyecto de Ejecución, donde en la zona de la balsa de recepción a la profundidad de hincado encontraremos: limos arcillosos, arcillas limosas marrones y grisáceas y limos-arenas finas, donde a partir de 1.1metros está formado por argilitas y limolitas marrón rojizas, con venas de yeso fibroso. Se intercalan areniscas fuertemente trabadas y cementadas grisáceas, en bancos desde 0,3 a 1,0 m de espesor que también poseen yesos en nódulos y venillas. De forma minoritaria aparecen intercalaciones de 0,2 a 0, 5 m de espesor, de yesos alabastrinos con arcillas marrón rojizas.

La profundidad de hincado podrá variar entre 1,7 y 2 metros en función de las características del terreno, garantizando siempre la correcta estabilidad frente a las cargas de viento y peso propio que puedan aparecer en el lugar de emplazamiento. Para validar la estructura se realizarán los correspondientes ensayos de Pull Out Test, según se prescribe en las normas ASTM D3966-07 y ASTM D3689-07. Tanto el tipo como el número de ensayos a realizar serán los indicados en el Pliego de Prescripciones Técnicas de este proyecto y de acuerdo a las indicaciones del Estudio Geotécnico.

La estructura mantendrá siempre una **orientación de 0º sur**, con una **inclinación de 15º**, optimizando el rendimiento energético en los meses de primavera-verano de los módulos fotovoltaicos. El hincado se realizará mediante medios mecánicos empleando maquinaria diseñada para el hincado directo de los pilares que conforman las estructuras. Todos los puntos de hincado se obtendrán mediante georeferencias obtenidas por dispositivos GPS, partiendo de los planos de ejecución de la planta.

El método de fijación de la estructura permitirá la expansión térmica sin transmitir unas cargas excesivas a los módulos fotovoltaicos, así como los pequeños movimientos de tierra que se puedan generar. El sistema de montaje permitirá un fácil montaje y desmontaje de los módulos fotovoltaicos, así como un fácil mantenimiento y limpieza de los mismos.

También se ha de tener en cuenta la distancia mínima entre las filas de módulos para evitar problemas de sombra en los meses de mayor producción, siendo la **separación entre mesas de 3,5metros** de distancia.

La configuración de los Strings y la disposición de la estructura y sus cálculos se encuentran reflejados en el **Anexo de Cálculos Eléctricos**.

13.4. Inversores Fotovoltaicos

Encargados de la conversión de la energía eléctrica en corriente continua procedente de las Cajas Combinadoras de Strings DC en corriente alterna y de su adaptación y transformación para ajustarla a las características de la alimentación a 690V AC de los variadores de frecuencia de las bombas de riego.

Los 3 inversores elegidos son **INVERSOR COMPACTO DE STRING de1.500VDC/690VAC**, se ha optado por estos inversores de 180Kw, ya que salida es a 690V AC y no necesita autotransformador reversible de tensión, reduciendo así el precio de la instalación.

13.5. Monitorización ambiente y control

La energía eléctrica en corriente alterna es llevada a la estación de bombeo para ser utilizada en las bombas de riego. Habrá un autómata PLC encargado de recibir las lecturas de radiación, temperatura y viento de los equipos de captación distribuidos por la parcela, al objeto de determinar la energía disponible en el campo solar y así proceder al arranque o paro, según proceda, de las bombas, de modo se maximice todo lo posible el uso de la energía que producen los paneles solares fotovoltaicos.

Estos equipos de captación serán los encargados de anticipar al autómata la llegada de nubes que hacen descender la producción de energía, de modo que el sistema de control se adelante y proceda a conmutar al consumo de energía de red, evitando así paradas bruscas de bombas que generarían un golpe de ariete muy peligroso en la instalación.

Durante la puesta en marcha de esta instalación, habrá de comprobarse si la ubicación de estas sondas de captación es la adecuada y además se anticipa lo suficiente a la presencia de nubes, o si bien por causa de fenómenos locales o de otra naturaleza estos equipos de captación requieren ser reubicados para disponer de la información con mayor antelación.

Esta instalación es tan importante y crítica para el proyecto, que requerirá de especial atención durante la construcción y por ello contará con un doble sistema de comunicación de datos, **via cable mediante RS485 (Modbus RTU-FTP)** y **via radio.**

13.6. Elementos de protección y Maniobra

Los elementos de protección, maniobra y medida se prevén de acuerdo al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y cumple con todas las consideraciones técnicas expuestas en la normativa vigente mencionada en el apartado de normativas.

La instalación dispone de sistema anti-vertido / monitorización. Dicho sistema podrá reportar la información de producción energética al sistema de monitorización para su control particular y actuación sobre la producción, cumpliendo con los requisitos de la certificación UNE217001-IN.

Con dicho sistema de medida y monitorización, se realizará el seguimiento de la energía consumida desde la red de distribución, así como de la energía inyectada a la red interior de la instalación procedente de la planta fotovoltaica, pudiéndose realizar los balances de energía, cálculo de ahorros, desviaciones de rendimiento respecto al proyecto original, etc.

El sistema anti-vertido a red de la compañía eléctrica, se evitará que la energía producida y no consumida pueda ser evacuada a la red de suministro eléctrico.

En cuanto a la protección y maniobra se distinguen tres partes: aguas arriba del inversor, donde la corriente es continua, el inversor, y aguas abajo del inversor, donde la corriente es alterna.

13.5.1 Protección y maniobra en Tramo Corriente Continua

En el tramo de corriente continua, se dispondrán fusibles de protección incorporados en las cajas combinadoras de strings, tanto en el polo positivo como en el negativo de 20 A / 1.500V, atacando desde dichas protecciones de un interruptor DC de corte en carga, de forma que se garantice la seguridad y se facilite el mantenimiento y reparación del sistema.

Estas cajas también dispondrán de dispositivo de protección contra sobretensiones tipo I + II, estarán construidas conforme a la norma IEC 61439.

De esta manera los cables de salida de las cajas Combinadoras DC discurrirán enterrados bajo tubo hasta la estación de bombeo donde están los inversores.

Los la líneas de DC que salen de los combiner DC, se conectará con los inversores situados en la estación de bombeo a través del cableado mediante líneas enterradas de cable de Aluminio XZ1-K 1.5KVdc de sección indicada en los cálculos y planos. Estas líneas discurrirán desde los Combinadores DC en la PSF hasta el edificio de la Estación de Bombeo donde se encuentran los inversores y el CGBT de los equipos de bombeo.

13.5.2 Protección y maniobra en Inversor

El inversor incorporará todas las protecciones exigidas por el Real Decreto 900/2015 y Real Decreto Ley 15/2018, además del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y las propias del equipo. Las protecciones son:

- Protección contra funcionamiento en isla.
- Protección contra Polarización Inversa
- Protección contra Sobretensiones transitorias a la entrada y a la salida, descargadores de tensión en CC/CA tipo II.
- Protección contra Cortocircuitos y Sobrecargas a la salida CA
- Protección contra Fallos de aislamiento en Continua, unidad de seguimiento corriente residual
- Contactor para conexión y desconexión de red gobernado por el inversor con rearme automático, una vez transcurridos tres minutos tras recuperar las condiciones de la red.
- Protección de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1.1 y 0.85 Um).
- Software de control de protecciones no manipulable por el usuario.

La interconexión a Red sigue los requerimientos de la compañía de distribución eléctrica, propietaria de la Red que alimenta la instalación en el punto frontera, si bien no se conectará la planta solar a dicha red, gracias al sistema anti-vertido, ya que es un sistema de Autoconsumo Individual SIN excedentes, con conexión próxima a la de consumo a través de red interior:

- Desconexión automática en caso de fallo de Red.
- Desconexión automática en caso de introducir perturbaciones a la Red.
- Reenganche automático transcurrido un intervalo de funcionamiento correcto.

13.5.3 Protección y maniobra en Tramo Corriente Alterna

Los inversores una vez transformada la energía en corriente alterna a 690 V AC, se conectará con CGBT PSF en la estación de bombeo a través del cableado mediante líneas en bandeja al aire de cable de Aluminio XZ1-K 0.6/1KVac de sección indicada en los cálculos y planos. El inversor se protegerá con un interruptor automático, que permitirá su conexión/desconexión manual por independiente, integrado en el cuadro anexo eléctrico metálico CGBT de la PSF.

En la Estación de Bombeo anexo a su CGBT se colocará el CGBT de la PSF a la entrada del cual se embornarán los cables provenientes de la PSF. En este CGBT-PSF se colocará una protección con interruptor automático magnetotérmico (de intensidad nominal y poder de corte indicado en los esquemas unifilares) por cada inversor, así como una protección General con Interruptor Automático Magnetotérmico y Diferencial en cabecera con la sensibilidad ajustable, con calibre indicado en esquema unifilar.

Dichas protecciones del CGBT-PSF se instalarán en un cuadro ubicado en punto accesible por el personal de mantenimiento para su correcta operación.

13.6. Cableado y Línea General

El sistema de distribución en el campo fotovoltaico incluye los conductores activos de cobre y aluminio que transportan la energía producida y los conductores auxiliares.

Todos los conductores de DC, y también los que van de la caja de conexiones DC hasta el inversor y su respectiva aparamenta, así como los conductores que van del inversor a CGBT, serán de aislamiento XLPE y cubierta exterior libre de halógenos e irán bajo tubo protector en lo posible. Cumplirán lo establecido en las UNE-EN que le son de aplicación.

Los conductores de la parte DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

El cableado de la instalación se realizará acorde con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión vigente. Serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, según sea su trazado, siempre que cumpla con todas las UNE-EN en vigor que le sean de aplicación. El tipo de cableado y Sus secciones se encuentran detallados en el **Anexo de Cálculos Eléctricos** y es sus esquemas unifilares correspondientes.

13.7. Toma de Tierra

Tal y como exige el REBT en la instrucción ITC-BT-40, la instalación fotovoltaica, la puesta a tierra se hará de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

Las masas de la instalación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Con ella se protegerá a la instalación de sobretensiones inducidas por fenómenos atmosféricos y a las personas en contacto directo sobre las masas de la instalación si en estas se produjera avería.

Su diseño estará basado en la Instrucción Técnica Complementaria MIE-RAT 13 del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

La configuración de la Puesta a Tierra y sus cálculos se encuentran reflejados en el **Anexo de Cálculos Eléctricos**.

13.8. Punto de Conexión, Medida, Antivertido, Monitorización y Vigilancia.

El punto de conexión a la red interior del sistema antivertido, se realizará en la cabecera del cuadro general de protección, aguas abajo del interruptor general.

El lugar dónde se realizará la medición de energía del sistema anti-vertido deberá permitir el reparto de la energía excedentaria inyectada entre los distintos consumos interiores sin que exista en ningún caso el vertido de energía a la Red de la Compañía de Distribución.

Debido a la naturaleza de la instalación, y según el Real Decreto-Ley 15/2018, en su Disposición derogatoria única, se indica que quedan derogados los artículos 12.2 y 13.2 del Real Decreto 900/2015 y por tanto no es necesario disponer de una medida particular para la instalación fotovoltaica.

La instalación sí dispone de sistema anti-vertido / monitorización. Dicho sistema podrá reportar la información de producción energética al sistema de monitorización para su control particular y actuación sobre la producción, cumpliendo con los requisitos de la certificación UNE217001-IN y con lo especificado por el Real Decreto 244/2019 por el que se regula el autoconsumo.

Con dicho sistema de medida y monitorización, se realizará el seguimiento de la energía consumida desde la red de distribución, así como de la energía inyectada a la red interior de la industria procedente de la planta fotovoltaica, pudiéndose realizar los balances de energía, cálculo de ahorros, desviaciones de rendimiento respecto al proyecto original, etc.

-Funcionamiento del Antivertido: se realiza el antivertido a través de la instalación de un controlador dinámico de potencia (homologado por Compañía Distribuidora) que impide la inyección de energía excedentaria a la red de distribución, que medirá que la energía vertida sea cero, mediante la diferencia entre la energía consumida en la estación de bombeo y la energía producida en la fotovoltaica. Se realiza la medida de la energía consumida mediante tres transformadores de intensidad (2000/5A) colocados en el CGBT 690Vac de suministro a bombas aguas abajo del interruptor general. Se realiza la medida de la energía producida mediante tres transformadores de intensidad (1000/5A) colocados en el SubCuadro-PSF 690Vac de inversores aguas abajo del interruptor de cabecera. Cuando la energía demandada sea menor que lo que esta produciendo la planta fotovoltaica el controlador de potencia baja la producción de los inversores regulándolos a través del equipo de regulación de potencia de los inversores (data manager), por medio de un Ren Logger compatible entre el controlador dinámico de potencia y el regulador de potencia de los inversores (data manager). Todo este esquema se representa mediante un esquema unifilar en los planos unifilares de la instalación eléctrica. Para el control y monitorización de los parámetros atmosféricos (radiación, temperatura humedad y viento), necesarios también para la regulación de la producción por parte del controlador dinámico de potencia, se ubicaran en campo 3 sensores colocados en lugar indicado en plano que se alimentaran y monitorizaran desde el monolito de SSAA de la PSF.

-Supervisión remota: La planta dispone, de un sistema de comunicación de datos de producción, que gestiona el funcionamiento de la instalación, a través del Data Manager de regulación de potencia de los inversores instalado, el cual se conecta a través de Ren Logger al Switch, que a su vez se conecta al Router de la instalación situado en el cuadro de control de la estación de bombeo, con objeto del control remoto de la instalación.

-Monolito SSAA de Planta Fotovoltaica Con el fin de dar servicio eléctrico a los servicios auxiliares de la planta solar, como son las instalaciones de alumbrado, tomas de corriente, sensores de campo, cámaras IP (vigilancia) y equipo videograbador, se instalará un cuadro de SSAA en el interior de un monolito situado en la planta fotovoltaica. Este cuadro de SSAA de la PSF se alimentara desde el SubCuadro de 400Vac, situado en la estación de bombeo, cuyo cableado discurrirá por zanja enterrado hasta la estación de bombeo. A su vez esta misma zanja discurrirá el cableado de control FTP para el sistema de vigilancia y monitorización de los combiner box DC. Este cuadro de SSAA contendrá las protecciones magnetotérmica y diferenciales necesarias para dar servicio a estos equipos cuyo esquema unifilar se encuentra reflejado en planos.

-Sistema de videovigilancia: desde el cuadro eléctrico del monolito de los servicios auxiliares de la planta solar, se alimentara una cámara de vigilancia domo IP (situada en fuste elevada) la cual se monitoriza en el equipo videograbador, situado en el monolito, que a través del switch se lleva la señal a la estación de bombeo.

13.9 Obra Civil

Las obras civiles consistirán en el hincado en el terreno, por golpeo de las estructuras metálicas y en la realización de las zanjas y arquetas eléctricas, para contener el cableado que discurrirá en la Planta Solar Fotovoltaica y hasta el interior de la estación de bombeo.

En el interior de dicha estación no se realizará ningún tipo de obra civil como tal, si no más bien pequeños trabajos de albañilería, para poder instalar los cuadros de protecciones y las canalizaciones, que serán todas del tipo superficie.

14. PRODUCCIÓN ESTIMADA

La producción de energía eléctrica esperada, calculada por el método establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas de Conexión a Red del IDEA y corroborada por el programa PVgis, es de **781.024 kWh /año.**

Se encuentran detallados sus cálculos y su producción por meses en el Anexo de Cálculo de Producción Solar, del presente Anejo.

15. PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE

El hecho de generar energía eléctrica, directamente del sol supone, desde el punto de vista medioambiental, un procedimiento muy favorable por ser limpio y exento de contaminación.

En primer término, toda la energía procedente del sol evita la utilización de un combustible fósil y por tanto la emisión de partículas sólidas en suspensión tales como SO2, CO2, NOx, etc…

Además, su utilización en la medida en que se evita el uso de otros combustibles suprime los impactos originados por ellos en su extracción, transformación, transporte y combustión, lo que índice beneficiosamente en el agua, suelo, la atmósfera, la fauna, etc. Su utilización beneficia directamente al usuario, ya que es un proceso limpio y no produce ruidos significativos.

16. GESTION DE RESIDUOS

La presente instalación forma parte del proyecto general, en el que se encuentra redactado en Estudio de Gestión de Residuos como **Anejo 20**, con el fin de llevar a cabo los preceptivos trámites reglamentarios para la legalización y puesta en marcha de la instalación a la que alude.

Por tanto, lo relativo a este apartado se recoge en dentro del proyecto general como parte de la gestión global en su conjunto y a este estudio remitimos en lo relativo a la gestión de residuos.

17. SEGURIDAD Y SALUD

La presente instalación forma parte del proyecto general, en el que se encuentra redactado en Estudio de Seguridad y Salud como **Documento número 5**, con el fin de llevar a cabo los preceptivos trámites reglamentarios para la legalización y puesta en marcha de la instalación a la que alude.

Por tanto, todo lo relativo a la Seguridad y Salud en estas obras se ha recogido como una gestión integral y completa para el proyecto en su conjunto en el Estudio de Seguridad y Salud del proyecto general y a este estudio remitimos en lo relativo a la Seguridad y Salud.

18. COMPATIBILIDAD URBANISTICA. CALIFICACION AMBIENTAL. AFECCIONES A TERCEROS

Se considera que la producción de energía eléctrica a partir de un recurso natural y además renovable en este caso, en las proximidades de su lugar de consumo, evita la creación de grandes líneas eléctricas de transporte, que realmente tienen un impacto relevante, que se evita con la producción distribuida junto a los lugares de utilización.

A nivel de calificación ambiental, se ha tenido en cuenta que la actividad objeto del presente proyecto y la actual utilización del terreno (agrícola), se considera que la afección que se producirá sobre el suelo y el entorno es COMPATIBLE.

En aplicación de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, publicada en el BOE 296 de 11 de diciembre de 2013, no será preciso la realización de Evaluación de Impacto Ambiental, ya que esta instalación estaría dentro del Grupo 3 “Industria energética”, apartado “J” y no ocupa más de 100 Has.

Esta superficie de 100 Has, se reduce a 10 Has, si se desarrollan en Espacios Naturales Protegidos, Red Natura 2000 y Áreas protegidas por instrumentos internacionales, según la regulación de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad (Grupo 9, subgrupo 18), si bien no es nuestro caso.

Tampoco requerirá de tramitación ambiental simplificada en ampliación de Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, publicada en el BOE 296 de 11 de diciembre de 2013 ya que esta instalación tampoco estaría dentro del Grupo 4 “Industria energética”, apartado I” ya que no ocupará más de 10 Has.

Tanto la infraestructura de producción de energía, como la línea de evacuación de la energía producida, se ubicaran en terrenos bajo la potestad del promotor del proyecto, por lo que la ejecución de esta instalación no afectará a terceros.

Se deberán respectar las servidumbres de las líneas aéreas de media tensión que discurren por el ámbito, que en este caso no existe ninguna Línea Aérea que afecte a la instalación.

El proyecto no afecta a la banda de 5 metros de anchura desde ningún cauce ordinario que constituye la zona de servidumbre de los cauces superficiales. Ninguna parte de esta instalación se ubica dentro de la zona de policía de rio alguno, banda de 100 metros desde el cauce ordinario.

Tanto la infraestructura de producción de energía, como la línea de evacuación de la energía producida, se ubican fuera de la zona de servidumbre y de la línea límite de edificación Carreteras, por lo que respecto del viario únicamente se tendrá en cuenta el camino de acceso, de modo que el vallado se situará a más de 3 metros de la arista exterior del mismo.

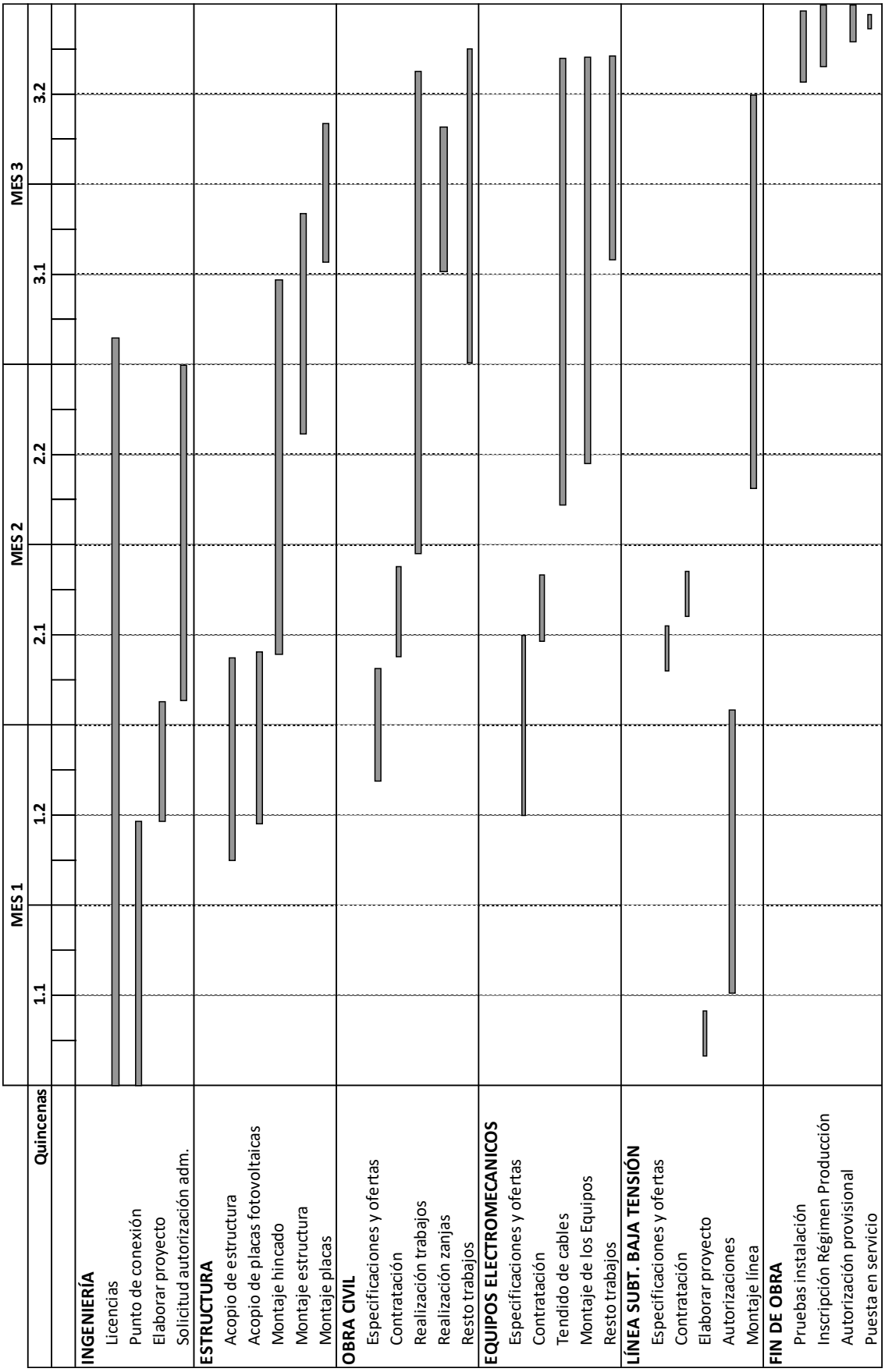
No existe en las proximidades ninguna infraestructura ferroviaria, por lo que este a este proyecto no le afectan las limitaciones a la propiedad establecidas por la Ley 38/2015 de 29 de septiembre del sector ferroviario y el Reglamento del Sector Ferroviario (R.D. 2387 de 30/12/2004).

19. PLAN DE LA ACTUACION Y DE EJECUCIÓN

Se han fraccionado las obras en función de su prioridad, dependencia de tareas y naturaleza de las actuaciones. A partir de ahí se han programado las tareas a realizar por quincenas así como la previsión económica para cada uno de estos periodos de tiempo.

Se prevé construir las obras objeto del presente proyecto en 3 meses, si las condiciones meteorológicas y el suministro de materiales y equipos así nos lo permiten.

La puesta en servicio del mismo dependerá de la obtención de las necesarias Autorizaciones Administrativas, licencias municipales y revisiones de la compañía suministradora eléctrica.


Quincenas
MES 1
1.1
1.2
MES 2
2.1
2.2
MES 3
3.1
3.2
INGENIERÍA
Licencias
Punto de conexión
Elaborar proyecto
Solicitud autorización adm.
ESTRUCTURA
Acopio de estructura
Acopio de placas fotovoltaicas
Montaje hincado
Montaje estructura
Montaje placas
OBRA CIVIL
Especificaciones y ofertas
Contratación
Realización trabajos
Realización zanjas
Resto trabajos
EQUIPOS ELECTROMECANICOS
Especificaciones y ofertas
Contratación
Tendido de cables
Montaje de los Equipos
Resto trabajos
LÍNEA SUBT. BAJA TENSIÓN
Especificaciones y ofertas
Contratación
Elaborar proyecto
Autorizaciones
Montaje línea
FIN DE OBRA
Pruebas instalación
Inscripción Régimen Producción
Autorización provisional
Puesta en servicio

20. DOCUMENTOS QUE COMPONEN EL ANEJO

El presente **Anejo número 26** del Proyecto de Ejecución al que acompaña, desarrolla la planta solar fotovoltaica del proyecto general de la modernización del regadio, por lo que forma parte del mismo y se compone de los siguientes documentos:

- MEMORIA

- ANEXOS AL ANEJO DE MEMORIA
  - Anexo I. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN SOLAR ANUAL.
  - Anexo II. CÁLCULOS ELECTRICOS.
  - Anexo III. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.
  - Anexo IV. CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA.
  - Anexo V. PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS

DOCUMENTO. PLANOS

PSF.1.- Emplazamiento
PSF.2.- Planta General de PSF
PSF.3.- Planta Afecciones. Catastrales y Coordenadas UTM
PSF.4.- Estructuras Portantes. Detalles Constructivos
PSF.5.- Conexionado Paneles en Strings. Detalles Constructivos
PSF.6.- Esquema Unifilar DC (Corriente Continua)
PSF.7.- Esquema Unifilar Baja Tensión DC/AC. Subcuadro PSF.
PSF.8.- Monitorización y Antivertido. Detalles Esquemáticos
PSF.9.- Zanjas Baja Tensión. Puesta a Tierra BT

Alesanco, julio de 2023.
El Ingeniero Agrónomo:

ROMEO MARTIN ANTONIO - 18020403H
Firmado digitalmente por ROMEO MARTIN ANTONIO - 18020403H
Fecha: 2023.09.29 13:18:27 +02'00'

Fdo.: Antonio Romeo Martín
Colegiado nº 754.

Anexo I. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN SOLAR ANUAL.

En el presente anejo se incluyen las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

DATOS DE ENTRADA

Gdm (0):

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m^2*día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

– Instituto Nacional de Meteorología

– Organismo autonómico oficial

Gdm (α,β).

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m^2*día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual. El parámetro **a** representa el azimut y **b** la inclinación del generador.

Rendimiento energético de la instalación o "performance ratio", PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

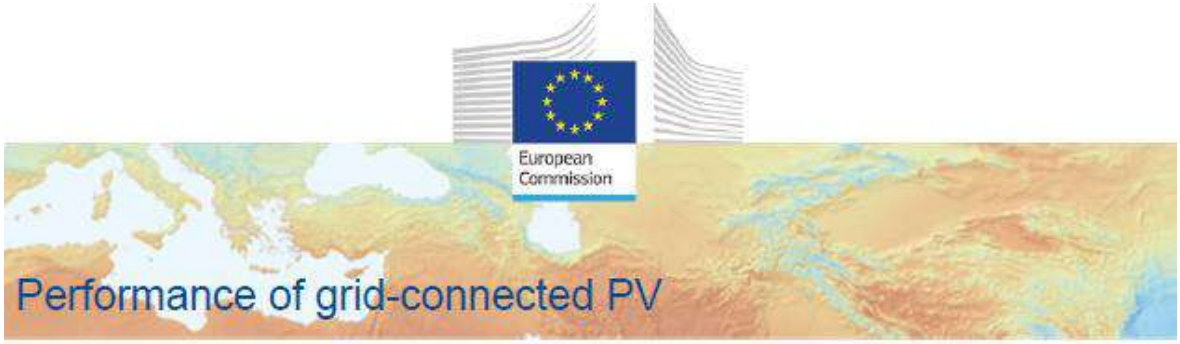
- La dependencia de la eficiencia con la temperatura
- La eficiencia del cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- La eficiencia energética del inversor
- Otros

La estimación de la energía generada se realizará de acuerdo con la ecuación:

$$Ep = \frac{G_{dm}(\alpha,\beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} = (kWh/día)$$

P_{mp} = Potencia pico del generador

G_{CEM} = 1 kW/m^2



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

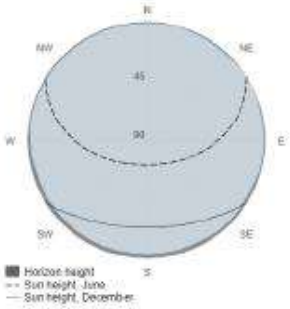
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	42.404,-2.822
Horizon:	Calculado
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Silicio cristalino
PV installed:	603 kWp
System loss:	14 %

Simulation outputs

Slope angle:	15 °
Azimuth angle:	0 °
Yearly PV energy production:	781024.08 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1648.29 kWh/m²
Year-to-year variability:	25253.74 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-3.19 %
Spectral effects:	1.1 %
Temperature and low irradiance:	-6.64 %
Total loss:	-21.42 %

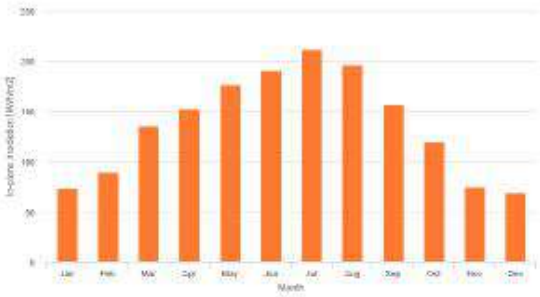
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	36459.573.4		5382.6
February	45009.089.8		8185.7
March	66262.5135.2		8844.5
April	73220.1152.8		8400.2
May	83843.4177.2		9379.6
June	87764.9190.8		6903.9
July	96894.6212.2		4804.7
August	89799.9196.0		4741.1
September	72944.9156.5		3557.9
October	57419.8120.1		4980.3
November	37037.874.9		4877.5
December	34367.769.4		3925.8

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2023.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2023/05/19

Anexo II. CÁLCULOS ELECTRICOS.

INDICE:

1.- CALCULO DE LA CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.

1.1.- Configuración serie-paralelo de los módulos fotovoltaicos

1.2.- Cálculo de la orientación e inclinación de módulos y distancias entre las series.

2.- CALCULOS DE LAS LINEAS ELECTRICAS DE CORRIENTE CONTINUA.

3.- CALCULOS DE LAS PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA

4.- CALCULOS DE LAS PUESTAS A TIERRA.

5.- LINEAS ELECTRICAS DE LOS COMBINER DC A LOS INVERSORES EN EL EDIFICIO ESTACION BOMBEO.

5.1.-Instalacion de los cables. Zanjas.

5.2.-Cruzamientos.

5.3.-Paralelismos.

5.4.- Cableado de las líneas eléctricas de corriente continua.

5.5.- Cableado de las líneas eléctricas de corriente alterna.

6.- FÓRMULAS DE CÁLCULO. INTENSIDADES Y CAIDAS DE TENSION.

7.- RESULTADOS DEL CALCULO DE LAS LINEAS ELECTRICAS DE CORRIENTE CONTINUA Y DE CORRIENTE ALTERNA.

1.- CALCULO DE LA CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.

Se calcula la configuración serie-paralelo de los módulos que constituyen el generador fotovoltaico, y posteriormente la orientación, la inclinación, y las distancias que deben respetarse entre filas.

1.1.- Configuración serie-paralelo de los módulos fotovoltaicos

Una vez seleccionado el tipo de modulo fotovoltaico y el inversor, se acude a las fichas técnicas de los equipos para, a partir de los valores de tensiones e intensidades indicadas por el fabricante, obtener la configuración serie-paralelo que mejor se adapte a sus características eléctricas, a la estructura soporte y a las necesidades del promotor.

Los equipos seleccionados son los que se indican en la Memoria Descriptiva de este Anejo y se detalla en el Anexo correspondiente de fichas técnicas los que se tienen las siguientes tablas de datos:

Modulo solar fotovoltaico

Marca y Modelo (o similar):	**Panel fotovoltaico Monocristalino TIER1 – tipo PERC – 132 células**
Potencia pico módulos:	**670 Wp**
Tolerancia:	**-0 % ; +5 %**
Intensidad en el punto de máx. potencia (Imáx):	**17,55 A**
Tensión en el punto de máx. potencia (Vmáx):	**38,2 V**
Intensidad de cortocircuito (Isc):	**18,62 A**
Tensión de circuito abierto (Voc):	**46,1 V**
Coeficiente de temperatura Voc (V/ºC):	**-0.115**
Coef. Temperatura (Pmax)	-0,34% / ºC
Coef. Temperatura (Voc)	-0,25% / ºC
Coef. Temperatura (Isc)	0,04% / ºC

Inversores

Marca y modelo (o similar):	**INVERSOR COMPACTO DE STRING 1.500VDC/690VAC**
Potencia Inversor:	**180 kWn**
Nº de inversores:	**3**
Tensión entrada máxima:	**1.500V**
Rango Tensión MPP (Vcc inf / Vcc sup):	**1.012V / 1.450V**
Tensión CC min. (Vcc min)/Tension inicial:	**982V / 1.079V**
Intens. máxima Entrada/Int. Cortocirc. max:	**180A / 325A**
Tensión de Salida:	**3 x 690 V**
Intensidad máxima de Salida (IAC máx):	**151 A**

- Número máximo de módulos por serie

El número máximo de módulos conectados en serie viene limitado por la tensión máxima de entrada al inversor. Este corresponde a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima

$$N_{max} = \frac{Vmax.inv.}{Voc\ (-20ºC)}$$

Se toma una temperatura de -20ºC como umbral extremo para los cálculos, dado que en el emplazamiento donde se ubicará este parque resulta altamente improbable que a una temperatura ambiente de -20ºC se tenga una radiación de 1.000 W/m^2. Por tanto:

$$Voc_{(-20ºC)} = Voc + Voc * \% * (T1-25)$$

Siendo: % el porcentaje de variación de tensión por cada grado de temperatura

$$Voc_{(-20ºC)} = 46,1 + 46,1 * -0,25\% * (20-25) = 45,91\ V.$$

Por tanto:

$$N_{max} = \frac{1.500}{45.91} = 32,6 \text{ módulos en serie}$$

Por lo tanto se adopta, en este caso 30 módulos por cada serie string.

- Número máximo de series en caja combiner string DC

El número de series de módulos en paralelo que se pueden conectar a cada combiner DC se determina como el cociente entre la corriente de entrada máxima del inversor y la corriente máxima del panel fotovoltaico (I_{mpp}). Dicha corriente es directamente proporcional a la temperatura, por tanto para su cálculo consideramos una Tª ambiente elevada, en torno a 48°, y una alta radiación de unos 1.000 W/m^2.

$$T^a_{célula} = T^a_{\ ambiente} + (TONC - 20) * \frac{E}{800} = 48º + (48 - 20) * \frac{1000}{800} = 83\ ºC$$

Por tanto: $I_{sc\ max} = I_{sc} + I_{sc} * \% (T^a_{célula} - 25) = 18,62 + 18,62 * 0,04\% * (83 - 25) = 18,93$ A.

Siendo: % el porcentaje de variación de intensidad por cada grado de temperatura

Por tanto, el número máximo de series o cadenas por cada combiner DC será:

$$N_{max} = \frac{I\ sc\ max.inv.}{I\ sc\ max.serie} = \frac{325}{18,93} = 17,25 \text{ series por cada MPPT}$$

El modelo de inversor elegido, dispone una entrada de corriente máxima de entrada de 180A a la que corta, lo cual para maximizar la producción sin cortar intensidad se adapta conectando conectar 10 series-string en paralelo a por cada combiner DC

Con lo expuesto anteriormente se adopta como resultado 10 series de 30 paneles de 670 w de potencia pico, por cada inversor.

- Potencia nominal de la planta solar

El promotor nos encargó una planta solar fotovoltaica de aproximadamente 600kw pico de paneles a ejecutar. Se opta por inversores de 180KWn ya que su salida CA es de 690V CA cuya tensión es la necesaria para las bombas. Así, el número maximo de inversores será:

$$\text{N inversores} = \frac{600\ Kwn}{180\ Kwn} = 3{,}3 \text{ inversores}$$

Se opta por 3 inversores de 180 Kw de potencia nominal, tendremos una planta de 540 Kw nominales y 603kwpico.

La zona de funcionamiento óptima de un inversor es cuando trabaja en su potencia nominal, por tanto la energía a producir se deberá considerar a partir de la potencia nominal de los inversores instalados en la planta.

Sin embargo, para el dimensionado interno de la planta, se debe tener en cuenta los requerimientos máximos de la instalación que son más exigentes que los nominales. Para ello debemos de considerar que la potencia del campo solar viene estipulada por la potencia de los módulos fotovoltaicos, y los parámetros técnicos de estos son datos obtenidos en condiciones STC, es decir muy optimistas, un sobredimensionamiento entre el 15-20 % de la potencia del campo solar respecto a la potencia que ofrecen los inversores resulta ser razonable, como se puede observar posteriormente debido a las características técnicas del inversor.

Así, a partir de la potencia pico de los paneles instalados obtenemos que:

Potencia pico por cada serie = 30 paneles * 670 Wp = 20.100 Wp.

Potencia pico por inversor = 10 series * 20.100 Wp = 201 kWp.

Potencia pico aportada por 3 inversores * 201 Wp = 603 kWp.

Potencia Pico de la planta = 603 kWp

Por tanto se verifica que la potencia pico de los paneles de la planta es un 18,7% superior a la nominal de los inversores, y además se ha comprobado que el número de series por inversor y de paneles por cada serie se ajusta a las prestaciones técnicas del inversor elegido.

A continuación, se detalla el Informe de Configuración del inversor para los paneles elegidos:

Diseños de los inversores

Proyecto: Balsa Najerilla
Número del proyecto: ---
Emplazamiento: España / Cordovín

Temperatura ambiente:
Temperatura mínima: -5 °C
Temperatura de diseño: 21 °C
Temperatura máxima: 38 °C

Subproyecto Subproyecto 1

3 x SMA SHP 180-21 690V (Parte de la planta 1)

Potencia pico:	603,00 kWp
Cantidad total de módulos:	900
Número de inversores fotovoltaicos:	3
Potencia de CC (cos φ = 1) máx.:	182,50 kW
Potencia activa máx. de CA (cos φ = 1):	180,00 kW
Tensión de red:	690V (3~) Peak3
Ratio de potencia nominal:	91 %
Factor de dimensionamiento:	111,7 %
Factor de desfase cos φ:	1
Horas de carga completa:	1655,7 h



Datos de diseño fotovoltaicos

Entrada A: Generador FV 1
300 x Trina Solar Energy TSM-670DE21 (Vertex) (04/2022), Acimut: 0 °, Inclinación: 15 °, Tipo de montaje: Montaje libre

	Entrada A:
Número de strings:	10
Módulos fotovoltaicos:	30
Potencia pico (de entrada):	201,00 kWp
Tensión de CC mín. INVERSOR (Tensión de red 690 V):	982 V
Tensión fotovoltaica normal:	✓ 1105 V
Tensión mín.:	1032 V
Tensión de CC (Módulo fotovoltaico): máx.	1500 V
Tensión fotovoltaica máx.	✓ 1487 V
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación del MPP:	180 A
Corriente máx. del generador:	✓ 175,5 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada de regulación del MPP:	325 A
Corriente máx. de cortocircuito FV	✓ 186,2 A

Compatible con FV/inversor

1.2.- Cálculo de la orientación e inclinación de módulos y distancias entre las series.

La orientación de los módulos solares será azimut = 0º (sur), para lo cual, la estructura de fijación se planteara en el terreno mediante sistema GPS con equipos de topografía.

Para el cálculo del grado de inclinación de los módulos fotovoltaicos seguiremos el criterio aplicable a instalaciones que prioricen la producción de verano, frente a invierno, ya que la estación de bombeo para riego necesita mas energía en verano que en invierno.

La inclinación más conveniente de los módulos se obtiene analizando la irradiación incidente sobre superficies con grados distintos de inclinación y eligiendo aquella para la cual la irradiación es mayor a lo largo del verano, de manera que así se optimice la generación energética.

Haciendo uso del recurso PVGis, de la Comisión Europea de Ciencia, para la parcela donde se emplazarán las instalaciones, se obtienen los siguientes resultados para una producción optimizada de los meses de estiaje del verano:

Resultados de la simulación:

Angulo de inclinación [°]:	15
Angulo de azimut [°]:	0
Producción anual FV [kWh]:	781.024KWh
Irradiación anual [kWh/m^2]:	1.648kWh/m^2
Variación interanual [kWh]:	25.253 kWh

En el caso del emplazamiento donde se ubica la instalación en Najera: 42,404º de latitud la inclinación óptima para la cual se obtiene la mayor irradiación en primavera-verano se da para un valor de 15º.

La distancia entre diferentes filas de módulos será tal que garantice un mínimo de 4 horas de sol alrededor del solsticio de invierno.

Para ello utilizaremos la fórmula proporcionada en el anexo III del PCT-C Oct 2002 del IDAE:

$$d = h/tag\ (61º\text{-}latitud)$$

La distancia **d**, medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo de altura **h**. Esta distancia **d** será superior al valor obtenido por la expresión anterior.

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando **h** a la diferencia de

alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

Se obtiene como resultado que separación **d** debe ser mayor de 3,5 metros. Por tanto, desde el inicio de una fila hasta el inicio de la siguiente será de **3,5 metros.**

2.- CALCULOS DE LAS LINEAS ELECTRICAS DE CORRIENTE CONTINUA.

Para el cálculo de las secciones por calentamiento, es preciso hallar la intensidad de corriente que circula por el circuito y obtener la intensidad de cálculo; con dicho valor, se establece la sección adecuada a partir de las tablas correspondientes de la ITC-BT-07 corregida por los factores correspondientes según el tipo de instalación.

En esta planta solar, los módulos solares de cada serie transportan la energía producida hasta el combiner box DC mediante un par de cables de cobre unipolares aislados que se instalan directamente al aire, grapeados a las correas, agrupamiento y montaje en bandeja para los trozos que trascurren entre las estructuras, e instalación subterránea directamente enterrados para la longitud restante hasta la Caja de conexión.

La sección mínima de cada tramo dependerá de la intensidad que circulará por él (es decir, de la carga que soporta) y estará influenciada por los factores de corrección correspondientes a la temperatura ambiente y al número de cables que se agrupen en cada bandeja (Ft y Fa respectivamente) según lo especificado en la ITC-BT-07.

Para hallar la intensidad que circula por un circuito eléctrico se emplea la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{V}$$

I: Intensidad en amperios

*P: Potencia en watios = 30 paneles * 670 w = 20.100 W.*

*V: Tensión en voltios = 30 paneles * 46,10 v = 1.383 V.*

I** = 20.100 / 1.383 = **14,53A

En el cálculo por caída de tensión se emplea el método de los momentos eléctricos; al aplicarlo, se toma como valor máximo permitido para la caída de tensión de **1.5%** (según apartado 5.2.2. del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE) y se utiliza la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 * L * I}{\Delta V * \sigma}$$

S: Sección del conductor en mm²

L: Longitud del tramo en metros
I: Intensidad en amperios = 14,53 A.
ΔV: Caída de tensión en voltios
*σ: Conductividad del conductor. Cu a 70ºC = 48 m/(Ω*mm2)*

En primer lugar, comprobaremos las caídas de tensión no exceda del 1.5% permitido. Por criterios de diseño y especialmente de construcción, se considera que la sección de cable será de **6** mm^2, por lo que deberemos controlar la longitud máxima de cada línea, con el fin de no sobrepasar la caída de tensión establecida. Así pues, la longitud máxima será:

$$L \leq \frac{S * \Delta V * \sigma}{2 * I} = 141 \text{ metros}$$

Haciendo esta misma comprobación con cable de 4 mm^2 de sección se obtiene que:

$$L \leq \frac{S * \Delta V * \sigma}{2 * I} = 94 \text{ metros}$$

Con esto, determinamos que la longitud máxima de la línea que une cada serie de paneles montados en una estructura con su fusible en su string de conexión, no deberá superar este valor obtenido. De esta manera, debemos ubicar las cajas Combinadoras DC en un punto estratégico, donde la longitud de cada una de las cadenas de paneles no sobrepase la distancia anteriormente calculada al combiner DC para reducir la caída de tensión.

Para esta configuración de paneles se usaran cables de 6mm2 ya que tenemos longitudes mayores que las que aguante el cable de 4mm2.

Al **final de este Anexo de Cálculos** se acompañan los cálculos de caída de tensión para cada una de las series de cada uno de los inversores, que han sido diseñadas en base a este resultado de longitud máxima.

En segundo lugar, comprobaremos si la intensidad máxima admisible del cable puede soportar la intensidad que circula por el circuito eléctrico de los paneles solares. Para ello según tabla A.52-bis del REBT GUIA BT-19, para cables unipolares en bandeja rejilla para el tipo de aislamiento previsto XLPE, la intensidad máxima admisible para conductores de cobre no enterrados y temperatura ambiente de 40º será de 57 amperios para cable de 6mm2 y de 44 amperios para cable de 4mm2. Teniendo en cuenta el coeficiente de agrupamiento de varios circuitos del **0,7** la corriente máxima soportada por el cable será:

$I_{max\ 6mm^2} = 57 * 0,7 = 39,9\ A > 14,53\ A.$ por tanto el cable de 6 mm^2 cumple

Haciendo esta misma comprobación con cable de 4 mm^2 de sección se obtiene que:

$I_{max\ 4mm^2} = 44 * 0,7 = 30,8\ A > 14,53\ A$ por tanto el cable de 4 mm^2 cumple

En conclusión, por criterios de diseño y especialmente de construcción, se considera que la sección de cable de corriente continua desde los paneles hasta los combiner DC será de **6 mm^2** de cobre TOP SOLAR tipo PV H1Z2Z2-K con aislamiento de 1,5 KV, específicos para instalaciones solares con alta resistencia a la insolación.

3.- CALCULOS DE LAS PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA

Las protecciones en el lado de continua de la instalación constarán de los fusibles normalizados de protección para los distintos tramos de cables de cada serie. Al mismo tiempo hará las veces de seccionador en todas las labores de mantenimiento necesarias y eviten corrientes inversas excesivas desde otras cadenas en caso de sombreados.

Protecciones cable 6 mm^2: Considerando que la I_{mp} del módulo utilizado es 17,55 A. y como hemos calculado en el apartado anterior, la corriente máxima soportada por el cable utilizado en estas condiciones, decimos que:

$$I_{mp} < I_{N\ fusible} < I_z$$

$$17,55\ A < I_{N\ fusible} < 39,9\ A$$

$$1,6 * I_{N\ fusible} \leq 1,45 * I_z$$

I_{mp}*: Intensidad del módulo en amperios* = 17,55 A.

$I_{N\ fusible}$*: Intensidad nominal del fusible en amperios*

I_z: Intensidad máxima admisible del conductor *protegido en amperios*= 39,9 A.

Por tanto, se podrá instalar fusibles de 20, 25 y 30 amperios. El combiner string DC elegido trae instalado fusibles de 20 amperios, por lo que el cable elegido está perfectamente protegido.

4.- CALCULOS DE LAS PUESTAS A TIERRA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación, tanto de la parte de continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Los cálculos que justifican esta unión de tierras figuran a continuación, y se comprueba que en ningún caso aparecerá una tensión de contacto superior a 24 V en ninguna masa de la instalación fotovoltaica.

- Naturaleza de terreno: arena y arcillas
- La resistividad del terreno se estima al menos en **150 Ω ·m**

Para realizar la puesta a tierra, se utilizarán cuatro tipos de electrodos interconectados entre sí:

- **300** estructuras portantes, de 14 postes de acero galvanizado cada una, lo que resulta **420** postes instalados con una profundidad de hinca de 1,5 metros.
- 1 pica por cada combiner DC de 2 metros de longitud de acero cobreado de 14mm = 3 picas

Por lo tanto, la resistencia de puesta a tierra será la siguiente:

Resistencia de los postes:

$$R_{poste} = \frac{\rho}{L * nº\ postes} = \frac{150}{1{,}5 * 420} = 0{,}23\ \Omega$$

ρ = la resistividad del terreno

L = longitud del poste

Resistencia de las picas de combiner DC:

$$R_{picas} = \frac{\rho}{L * nº\ picas} = \frac{150}{2 * 3} = 25\ \Omega$$

ρ = la resistividad del terreno

L = longitud de la pica

Resistencia de puesta a tierra total:

Por lo tanto, teniendo en cuenta la resistencia de puesta a tierra total será la resistencia resultante del paralelo de las dos resistencias calculadas anteriormente:

$$R_{TOTAL} = \frac{1}{\frac{1}{R_{postes}} + \frac{1}{R_{picas}}} = 0{,}227\ \Omega$$

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar una tensión superior a 24 v cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 300mA. Para ello, la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 80 Ohmios.

Como acabamos de calcular, la red de tierras de la estructura y la de los combiner DC de la instalación son seguras ya que cumple holgadamente, dado que son inferiores a estos 80Ω.

Igualmente se puede comprobar que el valor de resistencia a tierra obtenido es inferior a los 10 ohmios establecidos en normas.

5.- LINEAS ELECTRICAS DE LOS COMBINER DC A LOS INVERSORES EN EL EDIFICIO ESTACION BOMBEO.

5.1.-Instalacion de los cables. Zanjas.

La instalación de los cables de corriente se realizará directamente enterrados, en todo momento se cumplirá lo especificado en el REBT para estas instalaciones.

El trazado será lo más rectilíneo posible y a poder ser paralelo a referencias fijas como líneas de estructuras y edificios. Asimismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos, fijados por los fabricantes (o en su defecto los indicados en las normas de la serie UNE 20.435), a respetar en los cambios de dirección.

La profundidad de las zanjas, hasta la parte superior del cable, no será menor de 0,80 m en ningún caso. Para conseguir que el cable quede correctamente instalado sin haber recibido daño alguno, y que ofrezca seguridad frente a excavaciones hechas por terceros, en la instalación de los cables se seguirán las instrucciones descritas a continuación:

- El lecho de la zanja que va a recibir el cable será liso y estará libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc.. . En el mismo se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo 0,05 m sobre la que se colocará el cable. Por encima del cable irá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,10 m de espesor. Ambas

capas cubrirán la anchura total de la zanja, la cual será suficiente para mantener 0,05 m entre los cables y las paredes laterales.

- Por encima de la arena todos los cables deberán tener una protección mecánica de placas protectoras de plástico. Podrá admitirse el empleo de otras protecciones mecánicas equivalentes. Se colocará también una cinta de señalización que advierta de la existencia del cable eléctrico de baja tensión. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m, y a la parte superior del cable de 0,25 m.

- Se admitirá también la colocación de placas con la doble misión de protección mecánica y de señalización.

5.2.-Cruzamientos.

Los cruzamientos y paralelismos de los cables de corriente en Baja Tensión se realizaran cumpliendo lo especificado en el REBT ITC-BT-07 para esta instalación.

Los cables subterráneos, cuando estén enterrados directamente en el terreno, deberán cumplir, además de los requisitos reseñados en el presente punto, las condiciones que pudieran imponer otros Organismos Competentes, como consecuencia de disposiciones legales, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos de baja tensión.

A continuación se fijan, para cada uno de los casos indicados, las condiciones a que deben responder los cruzamientos de cables subterráneos de baja tensión directamente enterrados.

- Calles y carreteras:

Los cables se colocarán en el interior de tubos protectores conforme con lo establecido en la ITC-BT-21, recubiertos de hormigón en toda su longitud a una profundidad mínima de 0,70 m. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

- Otros cables de energía eléctrica:

Siempre que sea posible, se procurará que los cables de baja tensión discurran por encima de los de alta tensión. La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será: 0,25 m con cables de alta tensión y 0,10 m con cables de baja tensión. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en

los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada.

- Cables de telecomunicación:

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0.20 m. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicación, será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada.

- Canalizaciones de agua y gas:

Siempre que sea posible, los cables se instalarán por encima de las canalizaciones de agua. La distancia mínima entre cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua o gas será de 0,20 m. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua o gas, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 m del cruce. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada.

5.3.-Paralelismos.

Los cables subterráneos de baja tensión directamente enterrados deberán cumplir las condiciones y distancias de proximidad que se indican a continuación, procurando evitar que queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

- Otros cables de energía eléctrica:

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión, manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los cables de baja tensión y 0,25 m con los cables de alta tensión. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada.

- Cables de telecomunicación:

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. Cuando no puedan respetarse estas

distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada.

- Canalizaciones de agua:

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de agua será de 0,20 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada.

Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 m en proyección horizontal, y que la canalización de agua quede por debajo del nivel del cable eléctrico.

Por otro lado, las arterias principales de agua se dispondrán de forma que se aseguren distancias superiores a 1 m respecto a los cables eléctricos de baja tensión.

5.4.- Cableado de las líneas eléctricas de corriente continua.

Para el cálculo de las secciones por calentamiento, es preciso hallar la intensidad de corriente que circula por el circuito y obtener la intensidad de cálculo; con dicho valor, se establece la sección adecuada a partir de las tablas correspondientes de la ITC-BT-07 corregida por los factores correspondientes según el tipo de instalación.

De acuerdo a UNE-HD 60364-5-52 las Intensidades Máximas Admisibles para cables con conductores unipolares de aluminio XZ1-K(S) 0.6/1kv soterrados bajo tubo a Temp terreno 20ºC, según fabricante de cable serán:

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm²)	Diametro conductor* (mm)	Espesor de aislam.* (mm)	Diá nom. aislam. (mm)	Diámetro exterior* (mm)	Radio mínimo de curvatura (posición final) (mm)	Peso aprox. (kg/km)	Intensidad máxima de corriente al aire (1)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (2)			Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (3)		Resistencia del cond. (Ω/km)	Resistencia del cond. (Ω/km)
							2 Cables (A)	3 Cables (A)	1 Cable (A)	2 Cables (A)	3 Cables (A)	2 Cables (A)	3 Cables (A)		
1x16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	140	76	64	71	59	1,910	3,82
1x25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	180	98	82	90	75	1,200	2,40
1x35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	215	117	98	108	90	0,868	1,736
1x50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	255	139	117	128	106	0,641	1,282
1x70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	312	170	144	158	130	0,443	0,886
1x95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	375	204	172	186	154	0,320	0,640
1x120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	428	233	197	211	174	0,253	0,506
1x150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	480	261	220	238	197	0,206	0,412
1x185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	544	296	250	267	220	0,164	0,328
1x240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	630	343	290	307	253	0,125	0,250
1x300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1.035	613	547	713	386	326	346	286	0,100	0,200
1x400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1.345	740	663	814	448	370	415	350	0,0778	0,156
1x500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1.660	856	770	931	510	420	470	400	0,0605	0,121
1x630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2.160	996	899	1.076	590	480	545	460	0,0469	0,094

Instalación al aire Directamente enterrada Enterrada bajo tubo

* Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52.

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W. Según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1.

Para el cálculo de las secciones por calentamiento, es preciso hallar la intensidad de corriente que circula por el circuito y obtener la intensidad de cálculo; con dicho valor, se establece la sección adecuada a partir de las tablas correspondientes de la ITC-BT-07 corregida por los factores correspondientes según el tipo de instalación.

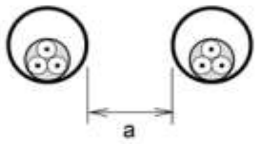
La sección mínima de cada tramo dependerá de la intensidad que circulará por él (es decir, de la carga que soporta) y estará influenciada por los factores de corrección correspondientes a la temperatura ambiente y al número de cables que se agrupen en cada bandeja (Ft y Fa respectivamente) según lo especificado en la ITC-BT-07.

Se consideran los cables enterrados en terreno bajo tubo cuya temperatura sea de 25ºC, por lo que el factor de corrección de temperatura ambiente será de 1.

En esta planta solar, la energía generada en corriente continua de los paneles y concentrada en los combiner box DC se transporta hasta los inversores situados en la estación de bombeo, mediante dos cables unipolares enterrados directamente en zanja. Esta zanja es compartida por más conductores, que vienen de varios combiner DC, si bien se respectan las distancias mínimas entre ellos. En la tabla 8 de la ITC-BT-07 del REBT se establece el factor de corrección para agrupación de cables según:

Tabla H. Factores de reducción para agrupamiento de cables multiconductores en tubos enterrados, un cable por tubo (tabla 52 E3 A de la UNE 20460-5-523:2004)

Número de cables	Distancia entre tubos			
	Nula (tubos en contacto)	0,25 m	0,50 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90



En nuestra instalación los 2 cables unipolares DC se han enterrado bajo tubo a una profundidad de 80cm, y en lecho de arena cuya resistividad termica es de 1,5k.m/w, lo cual es una tipología de instalación D1, pero mas profunda y con mayor resistividad térmica que los valores de referencia de las tablas estándares, por lo que estamos en un valor de seguridad mayor y por tanto en una mayor intensidad máxima admisible del cable que los que dan las tablas.

A su vez, las tablas de factores de reducción para cables multiconductores dan valores de reducción en función de la distancia entre ellos, (en nuestro caso son cables unipolares, no multipolares, con lo que dan un mejor aislamiento entre ellos), por tanto para 2cables por tubo colocados a una distancia de 20-25cm un tubo del otro, el factor de reducción según tabla H del REBT-19 es de 0,9, no obstante para estar del lado de la seguridad adoptaremos el factor de 0,8.

5.5.- Cableado de las líneas eléctricas de corriente alterna.

Para el cálculo de las secciones por calentamiento, es preciso hallar la intensidad de corriente que circula por el circuito y obtener la intensidad de cálculo; con dicho

valor, se establece la sección adecuada a partir de las tablas correspondientes de la ITC-BT-07 corregida por los factores correspondientes según el tipo de instalación.

De acuerdo a UNE-HD 60364-5-52 las Intensidades Máximas Admisibles para cables con conductores unipolares de cobre RZ1-K(S) 0.6/1kv en bandeja perforada a Temperatura 40ºC, según fabricante de cable serán:

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) (2) A	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) (3) A	Intensidad admisible enterrado (4) A	Caida de tensión V/(A·km)	
								cos Φ= 1	cos Φ= 0,8
3G1,5*	9,4	135	38	13,3	24	20	24	30,98	24,92
3G2,5*	10,3	175	42	7,98	33	27	32	18,66	15,07
3G4*	11,4	235	46	4,95	45	36	42	11,68	9,46
3G6*	12,4	300	50	3,3	57	46	53	7,90	6,42
3G10*	14,5	450	58	1,91	78	63	70	4,67	3,84
3G16*	16,6	645	67	1,21	105	82	91	2,94	2,45
3x25*	20,0	925	80	0,78	116	96	96	1,62	1,38
3x35*	22,6	1250	91	0,55	144	116	117	1,17	1,01
3x50**	26,7	1810	135	0,38	175	140	138	0,86	0,77
3x70**	31,4	2520	160	0,27	224	177	170	0,6	0,56
3x95**	35,0	3245	175	0,20	271	212	202	0,43	0,42
3x120**	39,6	4135	200	0,16	315	244	230	0,34	0,35
3x150**	43,9	5135	220	0,12	363	273	260	0,28	0,3
3x185**	48,2	6225	245	0,10	415	309	291	0,22	0,26
3x240**	54,9	8175	330	0,08	490	362	336	0,17	0,21
3x300**	63,1	10320	380	0,06	565	414	380	0,14	0,18
3x25/16*	22,2	1135	89	0,780/1,21	116	95	96	1,62	1,38
3x35/16*	24,7	1470	99	0,554/1,21	144	116	117	1,17	1,01
3x50/25*	29,4	2150	150	0,386/0,780	175	140	138	0,86	0,77
3x70/35*	34,6	3000	175	0,272/0,554	224	177	170	0,6	0,56
3x95/50*	38,5	3880	195	0,206/0,386	271	212	202	0,43	0,42
3x120/70*	44,0	5015	220	0,161/0,272	315	244	230	0,34	0,35
3x150/70*	48,3	6075	245	0,129/0,272	363	273	260	0,28	0,3
3x185/95*	53,0	7410	320	0,106/0,206	415	309	291	0,22	0,26
3x240/120*	60,4	9695	365	0,0801/0,161	490	362	336	0,17	0,21
3x300/150*	69,4	12285	420	0,0641/0,129	565	414	380	0,14	0,18

*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).
Reducido diámetro y peso. Más ecológico.
**Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).
Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.
(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra (40 °C, temperatura estándar en España).
Tabla B.52.12:
Instalación tipo F (1x trifásica).
Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).
Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).
(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida. Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).
Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).
Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).
Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).
Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).
Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).
(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).
Tabla B.52.2.bis:
→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

La sección mínima de cada tramo dependerá de la intensidad que circulará por él (es decir, de la carga que soporta) y estará influenciada por los factores de corrección correspondientes a la temperatura ambiente y al número de cables que se agrupen (Ft y Fa respectivamente) según lo especificado en la ITC-BT-07.

En esta planta solar, la energía generada en corriente continua de los paneles y concentrada en los combiner box DC se transporta hasta los inversores situados en la estación de bombeo, a partir de los cuales se distribuyen tres cables unipolares AC por circuito en bandeja perforada. Esta bandeja perforada es compartida por más conductores, que vienen de los otros inversores, si bien se respectan las distancias mínimas entre ellos. En la tabla 8 de la ITC-BT-07 del REBT se establece el factor de corrección para agrupación de cables según:

FACTORES DE REDUCCIÓN POR AGRUPACIÓN DE CIRCUITOS

En la siguiente tabla se indican factores de reducción de la intensidad máxima admisible usuales en caso de agrupamiento de varios circuitos o de varios cables multiconductores o para el agrupamiento de varios circuitos en bandejas. No se considerarán los factores de reducción cuando la distancia en la que discurran paralelos los circuitos sea inferior a 2 m, por ejemplo en la salida de varios circuitos de un cuadro de mando y protección.

Tabla E. Factores de reducción para agrupamiento de varios circuitos (Tabla A.52-3 de la norma UNE 20 460-5-523:2004)

Ref.	Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores.		
3	Capa única fijada bajo techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60			
4	Capa única en una bandeja perforada vertical u horizontal	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70			
5	Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines) etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,8			

Nota 1. Estos factores son aplicables a grupos homogéneos de cables cargados por igual.
Nota 2. Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro exterior, no es necesario factor de reducción alguno.
Nota 3. Los mismos factores se aplican para grupos de dos o tres cables unipolares que para cables multiconductores.
Nota 4. Si un sistema se compone de cables de dos o tres conductores, se toma el número total de cables como el número de circuitos, y se aplica el factor correspondiente a las tablas de dos conductores cargados para los cables de dos conductores y a las tablas de tres conductores cargados para los cables de tres conductores.
Nota 5. Si la instalación se compone de "n" conductores unipolares cargados, también pueden considerarse como "n/2" circuitos de dos conductores o "n/3" circuitos de tres conductores cargados.

En nuestra instalación los 3 cables unipolares AC de cada uno de los circuitos de los inversores se realiza a través de canalización al aire sobre bandeja perforada ventilada, lo cual es una tipología de instalación menos rigurosa que la B1, pero no se puede considerar al aire (F), por lo que nos vamos a los datos de la norma UNE-HD 60364-5-52 donde un valor intermedio entre 237A(B1) y 294A(aire) y la intensidad

máxima admisible para 3 cables unipolares de 150mm2 en **aluminio** instalados en bandeja (40ºC) es de 265A.

En nuestra instalación los cables unipolares AC del CGBT-PSF hasta el embarrado general del CGBT de la Estación de bombeo se realiza a través de canalización al aire sobre bandeja perforada ventilada, lo cual es una tipología de instalación menos rigurosa que la B1, pero no se puede considerar al aire (F), por lo que nos vamos a los datos del fabricante de cable RZ1-K y la intensidad máxima admisible para 3 cables unipolares de 240mm2 en **cobre** instalados en bandeja (40ºC) es de 490A.

A su vez, las tablas de factores de reducción para cables multiconductores dan valores de reducción en función del número de circuitos contiguos que en nuestro caso es 3 (corriente alterna), donde el factor de reducción según tabla E del REBT-19 es de 0,8, valor que se adopta en los cálculos; no obstante se indica que cuando a la salida de varios circuitos de un cuadro de protección no debe considerarse los factores de reducción cuando la distancia sea menor de 2metros, no hay que aplicar factor de reducción.

6.- FÓRMULAS DE CÁLCULO. INTENSIDADES Y CAIDAS DE TENSION.

Para el diseño de éstas líneas usaremos la siguiente nomenclatura y fórmulas:

I: Intensidad en amperios

P: Potencia en watios

L: Longitud en metros

σ*: Conductividad a 70ºC en m/(Ω*mm²). Cu = 48 y Al = 30*

*Conductividad a 20ºC en m/(Ω*mm²). Cu = 56 y Al = 35*

S: Sección del conductor en mm²

V: Tensión en voltios

ΔV: Caída de tensión en voltios

X: Reactancia por unidad de longitud en m Ω /m. Según R.E.B.T. = 0,1 Ω/Km

N: número de conductores por fase

$\cos\varphi$*: Coseno del ángulo .*φ *entre la tensión y la intensidad*

Para el cálculo de intensidad en los distintos circuitos, consumos y generadores, aplicamos:

Líneas Monofásicas- Corriente Continua $I = \frac{P}{V * \cos\varphi}$

Líneas Trifásicas $I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi}$

Para el cálculo de la caída de tensión en las líneas:

Líneas Monofásicas- Corriente Continua $\Delta V = \frac{2 * P * L}{\sigma * V * N * S}$

Líneas Trifásicas $\Delta V = \frac{P * L}{\sigma * V * N * S}$

Para la comprobación de la sección teniendo en cuenta la reactancia inductiva se utiliza:

Líneas Monofásicas- Corriente Continua $S = \frac{2 * L * I * \cos\varphi}{\sigma * (\Delta V - 2 * 10^{-3} * {}^{X}/_{N} * L * I * sen\varphi)}$

Líneas Trifásicas $S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\varphi}{\sigma * (\Delta V - \sqrt{3} * 10^{-3} * {}^{X}/_{N} * L * I * sen\varphi)}$

7.- RESULTADOS DEL CALCULO DE LAS LINEAS ELECTRICAS DE CORRIENTE CONTINUA Y DE CORRIENTE ALTERNA.

En primer lugar, se ha hecho la comprobación de las secciones propuestas para cada línea para verificar que se cumple la intensidad máxima permitida a circular por ella según los criterios de la ITC-BT-07.

Una vez superada este chequeo, se ha procedido al cálculo de la caída de tensión en las condiciones especificadas en este anexo. En el cálculo por caída de tensión, se aplica el criterio que la temperatura ambiente será de 40ºC y que la temperatura de

cálculo será para instalación enterrada de utilización prevista que se ha fijado en 70ºC y en función de ellos han aplicado las conductividades a cada tipo de cable utilizado.

Las caídas de tensión admisibles para ésta instalación de generación son las siguientes:

El dimensionamiento de los conductores de corriente continua se realizará de manera que las pérdidas por caída de tensión sean menores 1,5%, desde los módulos fotovoltaicos hasta la conexión a los inversores, según apartado 5.2.2. del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

El dimensionamiento de los conductores de corriente alterna se realizará de manera que las pérdidas por caída de tensión sean menores 1.5%, desde los inversores hasta la entrada al Cuadro General BT de la Estación de Bombeo, según el REBT en su ITC-BT-40 de Instalaciones Generadoras de BT que indica en su punto 5 que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red distribución publica no será superior al 1,5%.

Las secciones de los conductores se han seleccionado teniendo en cuenta que este criterio es el limitante. La caída total de tensión, debe ser inferior al valor fijado, y en el caso de que no se cumpla esta condición, habrá que recalcular la sección del cable hasta que se cumplan ambos criterios.

A efectos de cálculo de secciones se consideran de forma independiente la parte de la instalación por la que discurre corriente continua y, a continuación, la parte por la que circula corriente alterna.

Téngase en cuenta que la Instrucción ITC-BT-07 del REBT, apartado 1, especifica la sección del neutro en función de las secciones de los conductores de fase, si bien, tal como se muestra en los esquemas unifilares, los inversores de esta instalación son sin neutro, ya que su funcionamiento es un sistema TI.

En las siguientes tablas de calculo que se muestran se presentan las secciones consideradas en todos los tramos de la instalación y las caídas de tensión que se producen en cada uno de ellos.

Comprobación cables Corriente Continua de los Strings de paneles a los Combiner Box DC por Intensidades Máximas Admisibles y Caídas de Tensión:

CALCULOS STRINGS DE CORRIENTE CONTINUA

Serie tipo	Módulo (Wp)	Tensión (V)	Nº módulos	POTENCIA (Wp)	TENSIÓN (V)
	670	38,2	30	**20.100**	**1.146**

INVERSOR 1

STRINGS	POTENCIA					CARACTERISTICAS				CALCULO CAIDA DE TENSION DEL CABLE						MAX. ΔV
	Potencia (W)	Coef. Segur.	Coef. Simult.	Pot. Cálc. (W)		Fases	Tensión (V)	Cos φ	Intensidad (A)	Sección (mm2)	Long (m)	ΔV (V)	ΔV (%)	Cable tipo	Conductividad Cu = 48	1,06%
Serie 1	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	30	3,65	**0,32%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 2	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	40	4,87	**0,43%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 3	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	20	2,44	**0,21%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 4	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	65	7,92	**0,69%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 5	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	45	5,48	**0,48%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 6	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	25	3,05	**0,27%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 7	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	100	12,18	**1,06%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 8	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	80	9,74	**0,85%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 9	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	60	7,31	**0,64%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 10	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	40	4,87	**0,43%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
									Total cable 2x6mm2=		**505**					

INVERSOR 2 y 3

STRINGS	POTENCIA					CARACTERISTICAS				CALCULO CAIDA DE TENSION DEL CABLE						MAX. ΔV
	Potencia (W)	Coef. Segur.	Coef. Simult.	Pot. Cálc. (W)		Fases	Tensión (V)	Cos φ	Intensidad (A)	Sección (mm2)	Long (m)	ΔV (V)	ΔV (%)	Cable tipo	Conductividad Cu = 48	1,17%
Serie 1	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	100	12,18	**1,06%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 2	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	80	9,74	**0,85%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 3	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	60	7,31	**0,64%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 4	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	40	4,87	**0,43%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 5	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	20	2,44	**0,21%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 6	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	110	13,40	**1,17%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 7	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	90	10,96	**0,96%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 8	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	70	8,53	**0,74%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 9	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	50	6,09	**0,53%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
Serie 10	20.100	1	1	**20.100**		1	1.146	1	17,54	6	30	3,65	**0,32%**	H1Z2Z2-K 1,5KV	48	
									Total cable 2x6mm2=		**650**					

Comprobación cables Corriente Continua de los Combiner Box DC de las estructuras a los Inversores en la Estación de Bombeo por Intensidades Máximas Admisibles:

CALCULOS CORRIENTE CONTINUA BT DE FOTOVOLTAICA NAJERILLA

Módulo (Wp)	Tensión max. pot. (V)	Intensidad max potencia (A)	Nº módulos	POTENCIA (Wp)	TENSIÓN (V)	NUM. MESAS POR INVERSOR 180kwn	NUMERO DE COMBINER BOX DC	WPico TOTAL
670	38,2	17,55	30	20.100	1.146	10	3	603.000

Origen	Final	POTENCIA					CARACTERISTICAS					COMPROBACION CABLE				
		Potencia (Wdc)	Coef. Segur.	Coef. Simult.	Pot. Cálc. (Wdc)	Fases 1:CC 3:CA	Tensión (Vdc)	Cos φ	Max. Tension Combiner Box (Vdc)	Intensidad max. Potencia paneles (A)	Sección (mm2)	Intensidad max. Adm. 2un.cable entubado D1 (A)	Coef. Instal.	Int. (A) Maxima	Comprobacion Intensidad Maxima
Combiner DC 1	Inversor 1	201.000	1	1	**201.000**	1	**1.146**	1	1.500	**175,50**	**2x1x185**	**267**	0,80	**213,6**	>175,5 =>cumple
Combiner DC 2	Inversor 2	201.000	1	1	201.000	1	1.146	1	1.500	**175,50**	2x1x185	267	0,80	**213,6**	>175,5 =>cumple
Combiner DC 3	Inversor 3	201.000	1	1	201.000	1	1.146	1	1.500	**175,50**	2x1x185	267	0,80	**213,6**	>175,5 =>cumple
		TOTAL KWp= 603					**Intensida Total (A)= 526,5**								

Comprobación cables Corriente Continua de los Combiner Box DC de las estructuras a los Inversores en la Estación de Bombeo por Caídas de Tensión:

CALCULOS CORRIENTE CONTINUA BT DE FOTOVOLTAICA NAJERILLA

Módulo (Wp)	Tensión max. pot. (V)	Intensidad max potencia (A)	Nº módulos	POTENCIA (Wp)	TENSIÓN (V)	NUM. MESAS POR INVERSOR 180kwn	NUMERO DE COMBINER BOX DC
670	38,2	17,55	30	20.100	1.146	10	3

Origen	Final	POTENCIA				CARACTERISTICAS					CALCULO CAIDA DE TENSION DEL CABLE					
		Potencia (Wdc)	Coef. Segur.	Coef. Simult.	Pot. Cálc. (Wdc)	Fases 1:CC 3:CA	Tensión (Vdc)	Cos φ	Max. Tension Combiner Box (Vdc)	Intensidad max. Potencia paneles (A)	Sección (mm2)	Sección Total (mm2)	Long (m)	ΔV (V)	ΔV (%)	COMPROBA-CION CAIDA TENSION	Cable tipo
Combiner DC 1	Inversor 1	201.000	1	1	**201.000**	1	**1.146**	1	1.500	**175,50**	**2x1x185**	**185**	270	17,065	1,49%	<1,5%=>CUMPLE	XZ1 (S) 1,5KVdc
Combiner DC 2	Inversor 2	201.000	1	1	201.000	1	1.146	1	1.500	**175,50**	2x1x185	185	260	16,433	1,43%	<1,5%=>CUMPLE	XZ1 (S) 1,5KVdc
Combiner DC 3	Inversor 3	201.000	1	1	201.000	1	1.146	1	1.500	**175,50**	2x1x185	185	230	14,537	1,27%	<1,5%=>CUMPLE	XZ1 (S) 1,5KVdc
		TOTAL KWp=	**603**				**Intensida Total (A)=**			**526,5**			**760**	**= Long.Total cable 2x185mm2 AL**			

Comprobación cables Corriente Alterna de los Inversores al CGBT-PSF y del CGBT-PSF al embarrado del CGBT de la Estación de Bombeo por Intensidades Máximas Admisibles:

CALCULOS CORRIENTE ALTERNA BT FOTOVOLTAICA NAJERILLA

Serie tipo	Módulo (Wp)	Tensión max. pot. (V)	Intensidad max potencia (A)	Nº módulos	POTENCIA (Wp)	TENSIÓN (V)	NUM. MESAS POR INVERSOR 180kwn	NUMERO DE INVERSORES
	670	38,2	17,55	30	20.100	1.146	10	3

Origen	Final	CARACTERISTICAS POTENCIA Potencia (W)	Coef. Segur.	Coef. Simult.	Pot. Cálc. (W)	Fases 1:CC 3:CA	Tensión (V)	Cos φ	Intensid. Nominal Inversor (A)	Intensidad max. Potencia paneles (A)	Sección ALUMINIO (mm2)	COMPROBACION CABLE Intensidad max. Adm. 3un. cable BANDEJA al AIRE (A)	Coef. Instal.	Int. (A) Maxima	Comprobacion Intensidad Maxima
Inversor 1	Cuadro BT PSF	**201.000**	1	1	201.000	3	**690**	1	168,18	**175,50**	**3x1x150**	**265**	0,80	**212,0**	>175,5 =>cumple
Inversor 2	Cuadro BT PSF	201.000	1	1	201.000	3	690	1	168,18	175,50	3x1x150	265	0,80	**212,0**	>175,5 =>cumple
Inversor 3	Cuadro BT PSF	201.000	1	1	201.000	3	690	1	168,18	175,50	3x1x150	265	0,80	**212,0**	>175,5 =>cumple
		TOTAL KWn= 603					**TOTAL INT.=**		**504,55**	**526,50**					

Origen	Final	CARACTERISTICAS POTENCIA Potencia (W)	Coef. Segur.	Coef. Simult.	Pot. Cálc. (W)	Fases 1:CC 3:CA	Tensión (V)	Cos φ	Intensid. Nominal Inversores (A)	Intensidad max. Potencia paneles (A)	Sección COBRE (mm2)	COMPROBACION CABLE Intensidad max. Adm. 3un. cable BANDEJA al AIRE (A)	Coef. Instal.	Int. (A) Maxima	Comprobacion Intensidad Maxima
Cuadro BT PSF	CGBT ESTACION BOMBEO	603.000	1	1	**603.000**	3	**690**	1	504,55	**526,50**	**2*(3x1x240)**	**980**	0,80	**784,0**	>526,5 =>cumple

=2x490A

Comprobación cables Corriente Alterna de los Inversores al CGBT-PSF y del CGBT-PSF al embarrado del CGBT de la Estación de Bombeo por Caídas de Tensión:

CALCULOS CORRIENTE ALTERNA BT FOTOVOLTAICA NAJERILLA

Serie tipo	Módulo (Wp)	Tensión max. pot. (V)	Intensidad max potencia (A)	Nº módulos	POTENCIA (Wp)	TENSIÓN (V)	NUM. MESAS POR INVERSOR 180kwn	NUMERO DE INVERSORES
	670	38,2	17,55	30	**20.100**	**1.146**	10	3

Origen	Final	POTENCIA				CARACTERISTICAS					CALCULO CAIDA DE TENSION DEL CABLE							
		Potencia (W)	Coef. Segur.	Coef. Simult.	Pot. Cálc. (W)	Fases 1:CC 3:CA	Tensión (V)	Cos φ	Intensid. Nominal Inversor (A)	Intensidad max. Potencia paneles (A)	Sección ALUMINIO (mm2)	Sección Total (mm2)	Cables por fase	Long (m)	ΔV (V)	ΔV (%)	ΔV (%) TOTAL	COMPROBA-CION CAIDA TENSION	Cable tipo
Inversor 1	Cuadro BT PSF	**201.000**	1	1	201.000	3	**690**	1	168,18	**175,50**	**3x1x150**	**150**	1	20	1,295	0,19%		<1,5%=>CUMPLE	XZ1 (S)0,6/1kV
Inversor 2	Cuadro BT PSF	201.000	1	1	201.000	3	690	1	168,18	175,50	3x1x150	150	1	20	1,295	0,19%		<1,5%=>CUMPLE	XZ1 (S)0,6/1kV
Inversor 3	Cuadro BT PSF	201.000	1	1	201.000	3	690	1	168,18	175,50	3x1x150	150	1	20	1,295	0,19%		<1,5%=>CUMPLE	XZ1 (S)0,6/1kV
		TOTAL KWn= 603					**TOTAL INT.=**		**504,55**	**526,50**				**60**	**= Long.Total cable 3x150mm2 AL**				

Origen	Final	POTENCIA				CARACTERISTICAS					CALCULO CAIDA DE TENSION DEL CABLE							
		Potencia (W)	Coef. Segur.	Coef. Simult.	Pot. Cálc. (W)	Fases 1:CC 3:CA	Tensión (V)	Cos φ	Intensid. Nominal Inversores (A)	Intensidad max. Potencia paneles (A)	Sección COBRE (mm2)	Sección Total (mm2)	Cables por fase	Long (m)	ΔV (V)	ΔV (%)	ΔV (%) TOTAL	COMPROBA-CION CAIDA TENSION	Cable tipo
Cuadro BT PSF	CGBT ESTACION BOMBEO	603.000	1	1	**603.000**	3	**690**	1	504,55	**526,50**	**2*(3x1x240)**	**480**	1	20	0,65	0,09%	**0,28%**	<1,5%=>CUMPLE	RZ1-K 0,6/1KV

Anexo III. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS

Mono Multi Soluciones

MODULO MONOCRISTALINO MONOFACIAL

RANGO DE POTENCIA: 650-670W

670W	0~+5W	21.6%
POTENCIA MÁXIMA	TOLERANCIA POSITIVA	EFICIENCIA MÁXIMA



Alto Valor Añadido

- Menor LCOE (custo nivelado de la energía), reducción del costo de BOS (Equilibrio del sistema), menor tiempo de amortización.
- Baja degradação anual y en el primer año.
- Diseñado para la compatibilidad con los componentes principales del sistema existentes.

Hasta 670W de Potencia

- Hasta 21,6% de eficiencia del módulo utilizando una tecnología de interconexión de alta densidad.
- Tecnología multi-busbar para mejor efecto de captura de luz, menor resistencia en serie y mejor rendimiento del módulo.

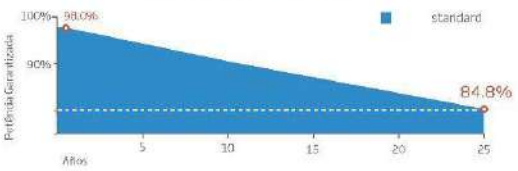
Alta Confiabilidad

- Microfisuras minimizadas con innovadora tecnología de corte no destructivo.
- Resistencia a PID asegurada por el control de materiales y del proceso de fabricación.
- Resistencia en ambientes hostiles como sal, amoníaco, arena, altas temperaturas y humedad.
- Rendimiento mecánico hasta 5400 Pa de carga positiva y 2400 Pa de carga negativa.

Alto Rendimiento

- Excelente IAM (modificador de ángulo de incidencia) y optima performance en baja irradiación, asegurado por certificadores internacionales.
- Diseño exclusivo que garantiza una producción optimizada de la energía mismo sobre condiciones de sombra.
- Bajo coeficiente de temperatura (-0,34%) y baja temperatura de operación

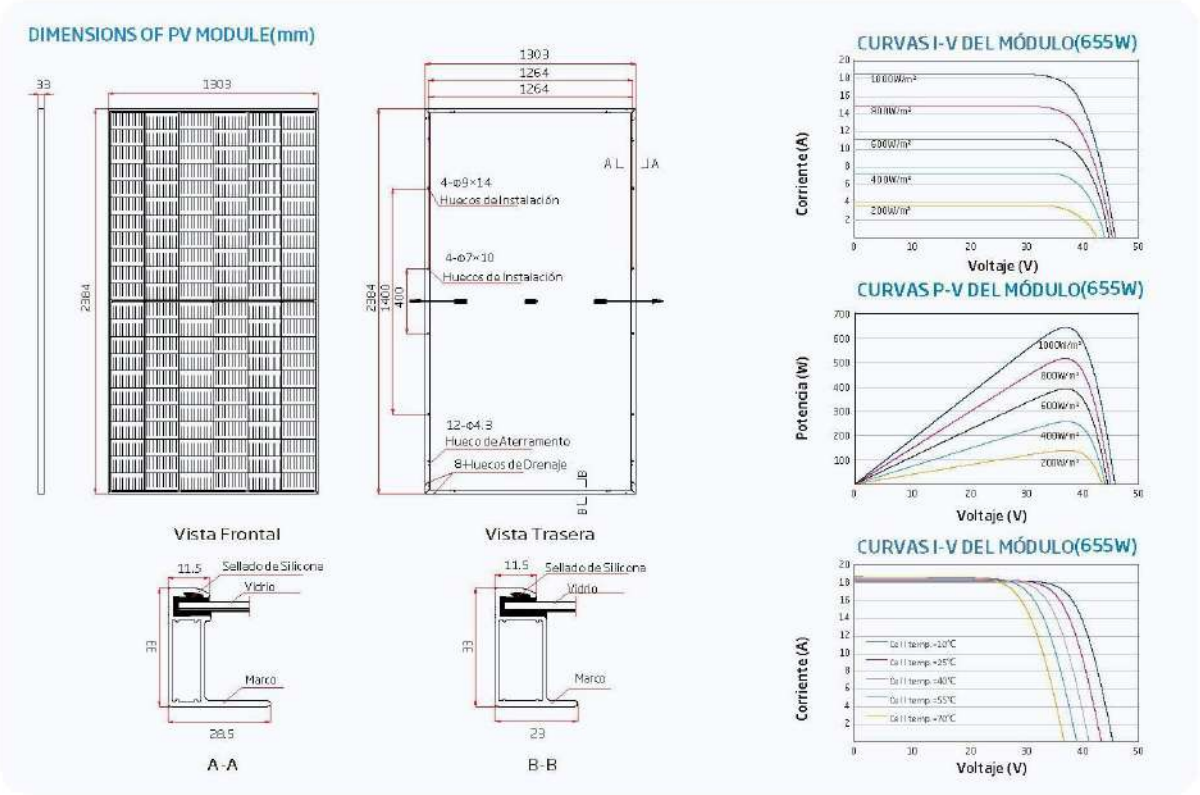
Garantía de Performance



Productos Certificados y Estándares Internacionales

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
ISO 9001: Sistema de Gestión de Calidad
ISO 14001: Sistema de Gestión Medioambiental
ISO14064: Verificación Emisiones de Gases Invernadero
OHSAS18001: Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional

MÓDULO MONOCRISTALINO **MONOFACIAL**



DATOS ELECTRICOS (STC)

Potencia Nominal -P_{MAX} (Wp)*	650	655	660	665	670
Tolerancia de Potencia Nominal-P_{MAX}(W)			0 ~ +5		
Voltaje en Máxima Potencia-V_{MPP} (V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Corriente en Máxima Potencia-I_{MPP} (A)	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Tensión de Circuito Abierto-Voc (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Corriente de Corto Circuito-Isc (A)	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Eficiencia η_m(%) (%)	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiación 1000W/m², Temperatura de Célula 25°C, Masa de Aire AM1.5 *Tolerancia de Medición: ±3%.

DATOS ELECTRICOS (NOCT)

Potência Máxima - P_{MAX} (Wp)	492	496	500	504	508
Tensão de Potência Máxima - V_{MPP} (V)	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Corrente de Potência Máxima - I_{MPP} (A)	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Tensão de Circuito Aberto - V_{OC} (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Corrente de Curto Circuito - I_{SC} (A)	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

NOCT: Irradiación at 800W/m², Temperatura Ambiente 20°C, Velocidad del Viento 1m/s.

DATOS MECÁNICOS

Celdas	Monocristalinas
No. de Celdas	132 celdas
Dimensiones	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 pulgadas)
Peso	33.3 kg (73.4 lb)
Vidrio Frontal	3.2 mm (0.13 pulgadas), Alta Transmisión, Anti-Reflejo, Termoendurecido
Material Encapsulante	EVA
Backsheet	Blanco
Marco	33 mm(1.38 pulgadas) Aleación de Aluminio Anodizado
J-Box	IP 68
Cables	Cable de tecnología fotovoltaica 4.0mm² (0.006 pulgadas²) Retrato: 350/280 mm (13.78/11.02 pulgadas) **Paisaje:** 1400/1400 mm (55, 12/55, 12 pulgadas) Largo del cable customizable
Conectores	MC4 EVO2 / TS4*

*Consulte el conector con el vendedor local

COEFICIENTES DE TEMPERATURA

NOCT (Temp. Nominal de Operación de Celda)	43°C (±2°C)
Coeficiente de Temp. P_{MAX}	-0.34%/°C
Coeficiente de Temp. Voc	-0.25%/°C
Coeficiente de Temp. Isc	0.04%/°C

LIMITES OPERACIONALES

Temperatura Operacional	-40~+85°C
Voltaje Máxima del Sistema	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Capacidad Max. del Fusível	30A

GARANTÍA

12 Años de Garantía del Producto
25 Años de Garantía de Generación de Energía
2% Degradación del Primeir Año
0.55% Degradación Annual de Potencia
(Consulte la garantía de producto para más informaciones)

CONFIGURACIONES DE EMBALAJE

Modulos por caja: 33 unidades
Modulos por contenedor 40': 594 unidades

DC-Combiner Box

DC combiner.



Make short work of long cables.

Designed for a DC system voltage up 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 / 25 A / 30 A

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

EUPD RESEARCH
TOP BRAND PV
INVERTERS
EUROPE
2021

General technical Data

DC input data	CD-Combiner Box
Max. no-load voltage	1 500 V
Max. input current (InC)	10 - 19 A[1]
Switch disconnector breaking & making capacity	250 / 400 A
Number of DC-string connections	12 / 14 / 16 / 20
String monitoring (optional)[2]	
Measurement range-voltage	450 - 1500 V
Voltage measurement tolerance	0.5 %
Interfaces	RS485 (Modbus RTU) 4 x digitial input
Control units	status display and 4 buttons of local operation
Number measuring channels	up to 20
Self-consumption	< 3 W
General data	
DC connection (input)	direct connection
DC connection (output)	cable lug, max. 240 mm² (0.372 in²) Cu or Al
Ambient temperature	-20 °C - + 40 °C
Humidity	0 - 95 %
Max. installation elevation (above MSL)	2 000 m
Protection class	IP65
H x W x D	615 x 847 x 330 mm - 835 x 1050 x 360 mm[3]

[1] The maximum string current varies depending on the DC combiner variant.
[2] The properties of the measuring technology vary depending on the installed manufacturer and can be requested.
[3] Depending on the version, the size and appearance of the housing may vary.

Versionen	Box 12-20	Box 12-20 Mon
Number of DC inputs	12-20	12-20
DC switch	✓	✓
Fuse holder PV+	✓	✓
Fuse holder PV-	✓	✓
Fuses	-	-
DC surge protection	Typ 1 + 2	Typ 1 + 2
String monitoring	-	✓
Weight[4]	42 kg	43 kg

[4] Depending on the version, the weight of the DC-Combiner may vary

standard = ✓



Rentable
- Alta densidad de potencia con 180 kW gracias al diseño compacto
- Máx. rendimiento gracias a la posible proporción CC/CA de hasta el 200 %
- Ausencia de derrateo hasta 50 °C

Seguro
- Máxima disponibilidad de la planta con unidades de 180 kW
- Funciones digitales con vocación de futuro adaptadas a la plataforma de gestión de la energía ennexOS

Flexible
- Para tensiones de entrada de CC de hasta 1500 V
- Soluciones de CC flexibles mediante cajas de conexión del generador específicas para el cliente

Fácil instalación
- Manejo ergonómico y conexión sencilla para una rápida instalación
- Puesta en marcha y regulación centralizadas de la central fotovoltaica mediante Data Manager

El inversor es el componente central de la solución de para centrales fotovoltaicas con arqui-tectura descentralizada y tensiones de sistema de 1500 voltios de CC.

Este compacto inversor de string, con su alta densidad de potencia, materializa soluciones optimizadas desde el punto de vista de los costes para aplicaciones fotovoltaicas industriales. Facilita el transporte y permite una instalación y puesta en marcha rápidas. El inversor de string con 180 kW de potencia dispone del servicio Smart Connected para que las visitas de mante-nimiento sean proactivas, facilitando así la gestión operativa y el mantenimiento y reduciendo de forma significativa los gastos de servicio técnico a lo largo de toda la vida del proyecto.

Datos técnicos	Inversor 172KW	Inversor 180kw
Entrada (CC)		
Potencia máx. del generador fotovoltaico	344 kWp	360 kWp
Tensión de entrada máx.	1500 V	1500 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	968 V a 1450 V/968 V	1012 V a 1450 V/1012 V
Tensión de CC mín. / tensión inicial	939 V / 1032 V	982 V / 1079 V
Corriente máx. de entrada/Corriente de cortocircuito máx.	180 A/325 A	
Número de seguidores del MPP independientes	1	
Número de entradas	1 o 2 (opcional) para cajas de conexión del generador externas	
Salida (CA)		
Potencia asignada a tensión nominal	172 kW	180 kW
Potencia máx. aparente de CA	172 kVA	180 kVA
Tensión nominal de CA / intervalo de tensión de CA	660 V/528 V a 759 V	690 V/552 V a 793 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 66 Hz	
Frecuencia de red asignada	50 Hz	
Corriente máx. de salida	151 A	
Factor de potencia a potencia asignada / Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo	
Armónicos (THD)	< 0,5 %	
Fases de inyección/conexión de CA	3/3-PE	
Rendimiento		
Rendimiento máx./rendimiento europeo	99,2 % / 98,9 %	99,2 % / 98,9 %
Dispositivos de protección		
Monitorización de toma a tierra/monitorización de red/protección contra polarización inversa de CC	● / ● / ●	
Resistencia al cortocircuito de CA/Con separación galvánica	● / –	
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	
Descargadores de sobretensión (tipo II) CA/CC monitorizados	● / ●	
Clase de protección (según IEC 62109-1) / Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / CA: III; CC: II	
Datos generales		
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	770 mm/830 mm/462 mm (30,3 in/32,7 in/18 in)	
Peso	99 kg (218 lb)	
Rango de temperatura de funcionamiento	–25 °C a +60 °C (–13 °F a +140 °F)	
Emisión sonora, típica	69 dB(A)	
Autoconsumo (nocturno)	< 5 W	
Topología	Sin transformador	
Sistema de refrigeración	OptiCool, sistema de refrigeración activa, ventiladores con regulación de número de revoluciones	
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %	
Equipamiento / Función / Accesorios		
Conexión de CC/CA	Terminal de cable (hasta 300 mm²)/borne roscado (hasta 150 mm²)	
Indicador led (estado/error/comunicación)	●	
Interfaz ethernet	● (2 puertos)	
Interfaz de datos: SMA Modbus/SunSpec Modbus/Speedwire	● / ● / ●	
Tipo de montaje	Montaje en bastidor	
OptiTrac/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / o / o / o / o	
Certificados y autorizaciones (pendientes)	IEC/EN 62109-1/-2, VDE-AR-N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (>16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
Modelo comercial		

● De serie o Opcional – No disponible Datos en condiciones nominales Versión: 03/2023

Anexo IV. CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA.

ESTRUCTURA SS-HIN-BP

"ESTRUCTURA A DOS ALTURAS EN VERTICAL PARA SUSTENTACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A 15º. ESTRUCTURA HINCADA DIRECTAMENTE EN EL TERRENO Y SOBREELEVADO 0.5 m"

CÁLCULO ESTRUCTURAL

COMUNIDAD REGANTES

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN 3

2. HIPOTESIS GENERALES 3

3. CARACTERÍSTICAS GENERALES 3

3.1 PROPIEDADES MECÁNICAS DEL MATERIAL 3

4. DESCRIPCIÓN DEL MODELO 4

4.1 MODELO 3D 4
4.2 MODELO ELEMENTOS FINITOS 5

5. CÁLCULO DE ESFUERZOS 5

5.1 CARGA PERMANENTE 5
5.2 CARGA VIENTO 5
5.3 CARGA DE NIEVE 6

6. CONDICIONES DE CONTORNO 7

7. RESULTADOS OBTENIDOS 7

7.1 TENSIÓN EQUIVALENTE VON MISES 7
7.2 DEFORMACIONES 10
7.3 REACCIONES 10

ANEXO DE CÁLCULOS 12

A. DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES 12

PRESIÓN DINÁMICA 12
COEFICIENTE DE EXPOSICIÓN 13
COEFICIENTE EÓLICO O DE PRESIÓN 14

B. CARGA DE NIEVE 15

COEFICIENTE DE FORMA 15
VALOR CARACTERÍSTICO DE LA CARGA DE NIEVE A NIVEL DEL TERRENO. 15

CALCULO ESTRUCTURA SS-HIN-BP PARA SUSTENTACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene como objeto el estudio de la respuesta tensional de la estructura SS-HIN-BP para módulos de hasta 2279 x 1134 mm con una configuración de tubos de largueros de aluminio 6005T6 tipo perfil P36-A. Para la inclinación de los módulos, fijada en 15º, empleamos bastidores compuestos por perfiles de acero galvanizado de perfil C de sección 100x50x2 mm e hincas de perfil C de sección 100x50x3 mm.

Para el cálculo de la estructura se ha empleado la normativa vigente aplicada a la edificación:

UNE-EN-1991_1_4: Cálculo de acciones de viento
UNE-EN-1991-1-3: Cálculo de acciones de nieve

Se calculará la sección de la estructura más solicitada utilizando un programa de cálculo de elementos finitos.

2. HIPOTESIS GENERALES

Los cálculos realizados se basan en las hipótesis de linealidad y pequeños desplazamientos.
Las unidades empleadas han sido:

- Longitudes en milímetros (mm).
- Fuerzas en Newtons (N).
- Tensiones en MegaPascales (MPa).

El método de cálculo empleado es el Método por Elementos Finitos.

3. CARACTERÍSTICAS GENERALES

3.1 Propiedades mecánicas del material

El material empleado en la estructura es:

- Aluminio 6005 con tratamiento térmico T6
  · Módulo de Young: E=69.500 MPa.
  · Coeficiente de Poisson: ν=0,33.
  · Límite Elástico teórico: 225 MPa.

- Acero S-235-JR galvanizado en caliente
  · Módulo de Young: E=210.000 MPa.
  · Coeficiente de Poisson: ν=0,3.
  · Límite Elástico teórico: 235 MPa.

4. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

4.1 Modelo 3D

El modelo 3D la estructura SS-HIN-BP se muestra en la Ilustración 1.



Ilustración 1. Modelo 3D SS-HIN-BP

El perfil modelado equivale a una estructura donde se colocan 14 módulos fotovoltaicos.

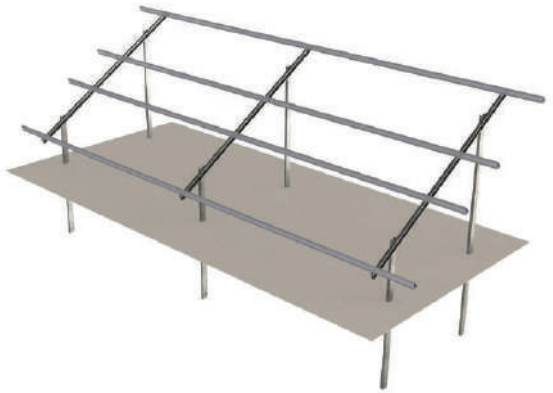


Ilustración 2. Modelo 3D SS-HIN-BP Equivalente

4.2 Modelo Elementos Finitos

En el modelo por elementos finitos se han empleado un total de 260605 elementos y 568072 nodos utilizando hexaedros de orden cuadrático.

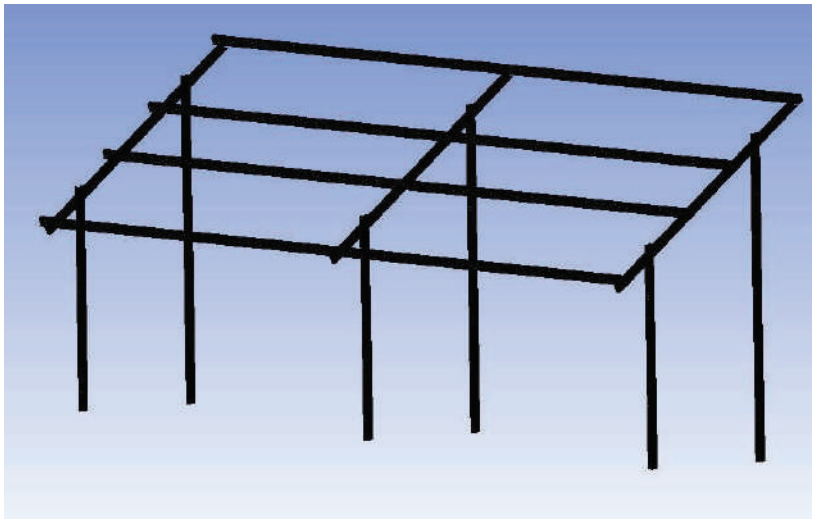


Ilustración 3. Modelo Elementos Finitos

5. CÁLCULO DE ESFUERZOS

5.1 Carga permanente

Como carga permanente se considerarán el peso de los módulos:

$$Fp_{modulos} = 110{,}9 \ N/m^2$$

5.2 Carga viento

Según el CTE DB-SE-AE, la carga de viento q_e, se calcula mediante la fórmula:

$$q_e = q_b \cdot C_e \cdot C_p$$

Dónde, para la zona de considerada, tiene un valor de -1347 N/m² para viento de succión y 898 N/m² para viento de presión.

Dado que el área tributaria de la estructura consta de 2 zonas, la superior y la inferior, vamos a sustituir la carga distribuida por la carga sobre las barras.

En la Ilustración 4 se muestra la aplicación de estas cargas sobre el perfil.

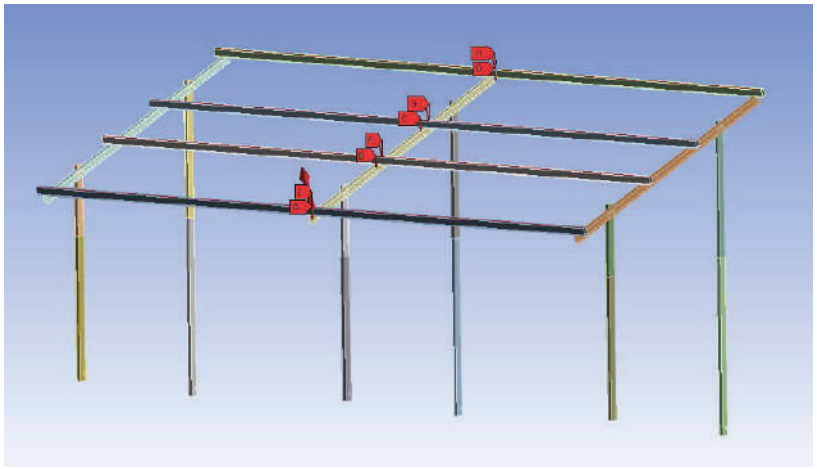


Ilustración 4. Aplicación de carga viento succión + peso de módulos

5.3 Carga de nieve

Según el UNE-EN-1991_1_3, la carga de nieve q_n, se calcula mediante la fórmula:

$$q_n = \mu(\alpha) \cdot s_k(H,ZC)$$

Dónde, para la zona considerada esta toma un valor de:

$$q_n = 700 \ N/m^2$$

6. CONDICIONES DE CONTORNO

La unión de la estructura a los soportes se simulará con un empotramiento perfecto en las hincas, la hinca sur irá a una profundidad de 1,58 m mientras que la norte irá a 1,625 m para que así los paneles queden a 0,5 m del terreno aproximadamente.

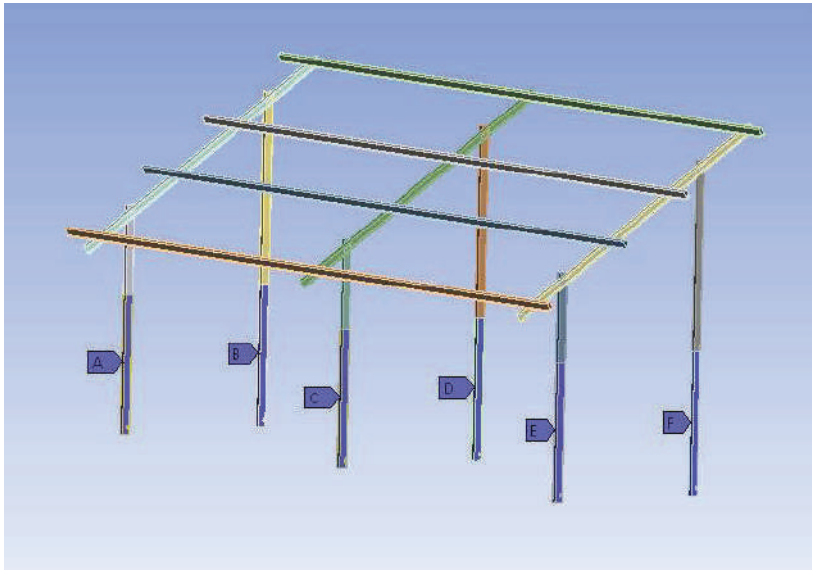


Ilustración 5. Simulación de los empotramientos en el perfil

7. RESULTADOS OBTENIDOS

7.1 Tensión equivalente Von Mises

Tras el cálculo estructural mediante el método de los Elementos Finitos obtenemos, que la tensión equivalente máxima de Von Mises que debe resistir la estructura es de 219 MPa para el acero y 207 MPa para el aluminio en la combinación de viento de succión y peso de las placas, en estado límite último:

*1.5*Viento de succión – 0.8*Peso de las placas*

Para la combinación de viento de presión, nieve y peso de las placas, la tensión equivalente de Von Mises que debe resistir la estructura es de 208 MPa para el acero y 203 MPa para el aluminio en la combinación de viento de presión y nieve + peso de las placas, en estado límite último:

*1.5*Viento de presión + 0.75*Carga de Nieve +1.35*Peso de las placas*

Para la combinación de nieve, viento de presión y peso de las placas, la tensión equivalente de Von Mises que debe resistir la estructura es de 203 MPa para el acero y 199 MPa para el aluminio en la combinación de viento de Nieve, viento de presión y peso de las placas, en estado límite último:

*1.5*Carga de Nieve + 0.9*Viento de Presión +1.35*Peso de las placas*

La hipótesis de cálculo más desfavorable sería la combinación de *Succión - Peso de placas*. Esta tensión tiene su valor por debajo de su límite elástico. Por tanto, según los cálculos, ningún nodo de la estructura sufrirá tensión suficiente para llegar al fallo estático.

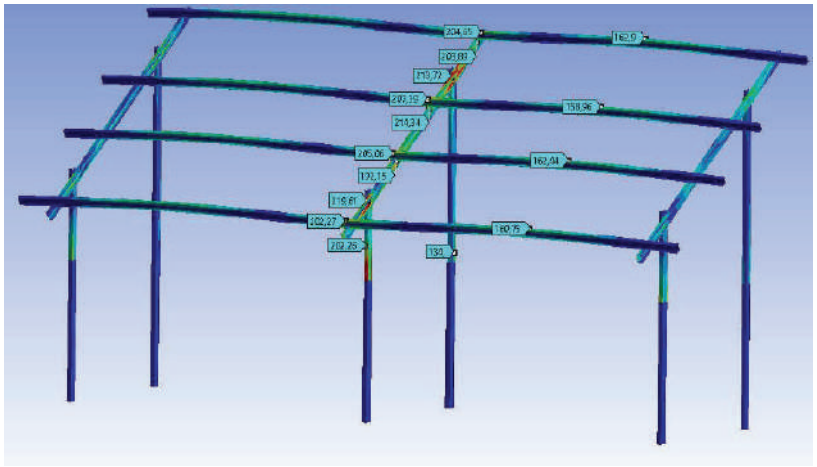
El coeficiente de seguridad frente al límite elástico para el aluminio es de:

$$X_{succión} = LE/\sigma_{max} = 225/207 = 1{,}08$$
$$X_{presión} = LE/\sigma_{max} = 225/203 = 1{,}10$$
$$X_{nieve} = LE/\sigma_{max} = 225/199 = 1{,}14$$

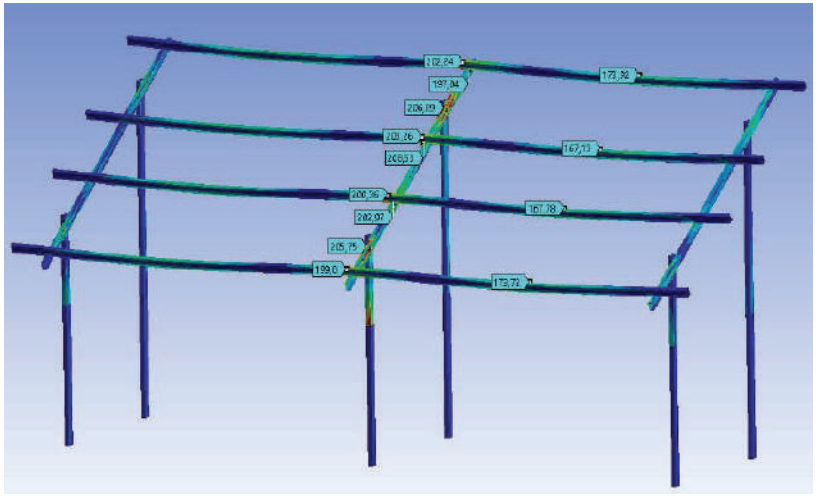
El coeficiente de seguridad frente al límite elástico para el acero es de:

$$X_{succión} = LE/\sigma_{max} = 235/219 = 1{,}07$$
$$X_{presión} = LE/\sigma_{max} = 235/200 = 1{,}13$$
$$X_{nieve} = LE/\sigma_{max} = 235/ = 1{,}15$$

SUCCIÓN:



PRESIÓN:



NIEVE:

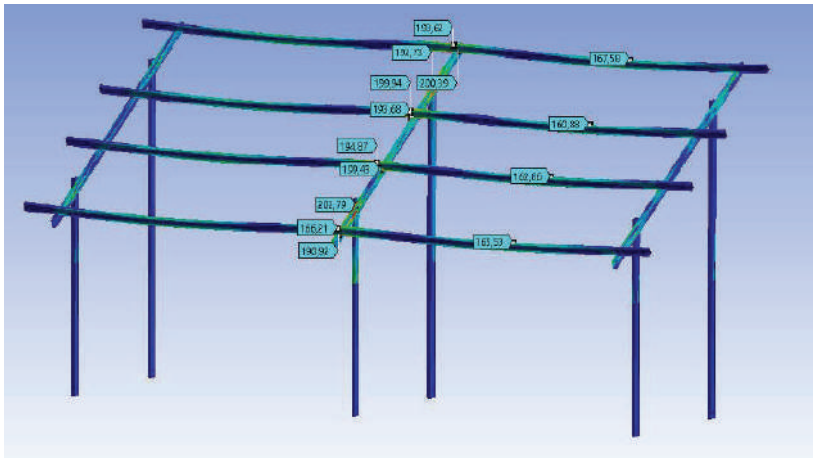


Ilustración 6. Distribución tensión máxima Von Mises

7.2 Deformaciones

En cuanto a deformaciones, la máxima toma el valor de 66 mm, en la zona donde indica la Ilustración 7. Por tanto, se puede concluir que la estructura no sufre deformaciones que revistan importancia para su función.

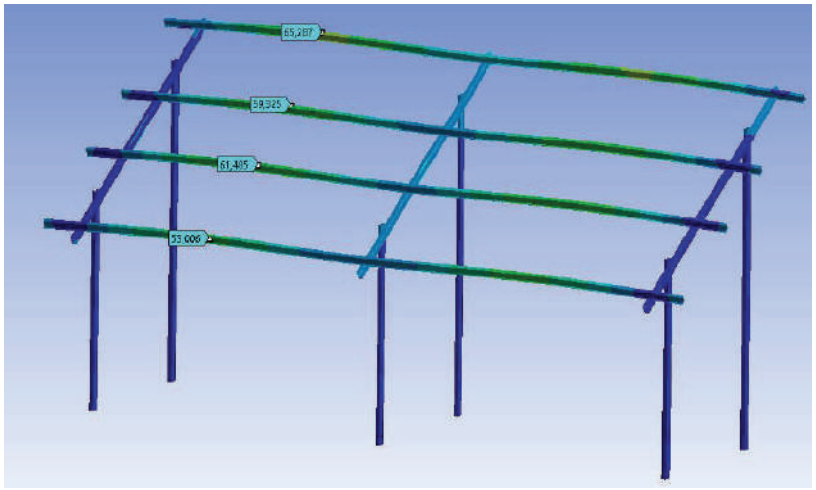


Ilustración 7. Deformación

7.3 Reacciones

Las fuerzas que las acciones climáticas y el propio peso de la estructura ejercen sobre la misma unas fuerzas que derivan en unas reacciones sobre los apoyos y estas repercutirán sobre el báculo previamente instalado.

SUCCIÓN

- RAx = -91 N RAy = 17987 N RAz = -8355 N
- RBx = -12 N RBy = 1659 N RBz = -24416 N

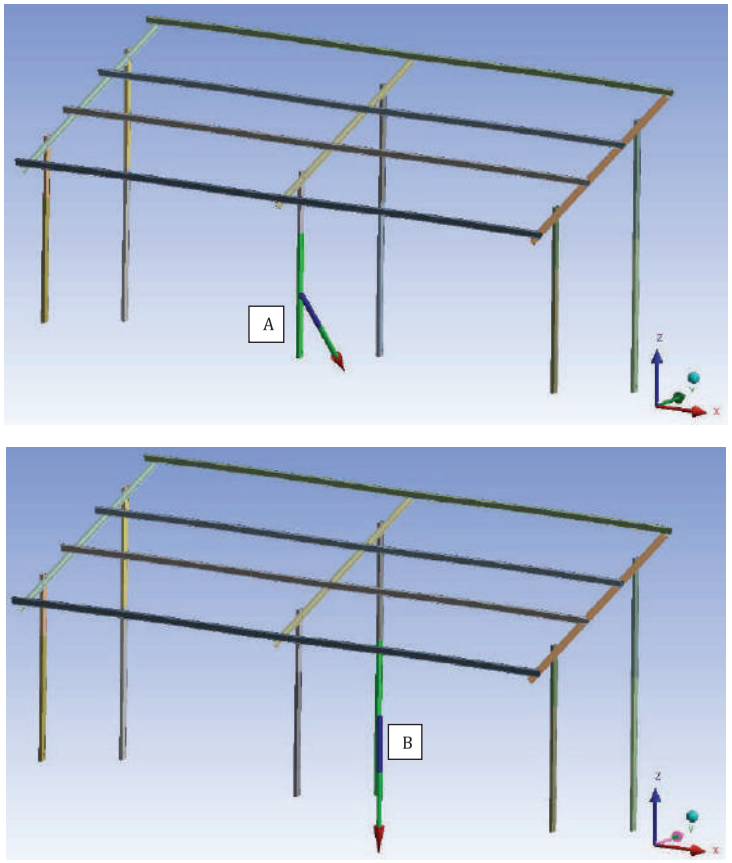


Ilustración 8 - Reacciones en SUCCIÓN

En el empotramiento encontraremos que las reacciones generadas por succión no superan los 24472 N, reacción compuesta de las reacciones mostradas en el apartado *7.3 reacciones*.

ANEXO DE CÁLCULOS

a. Distribución de velocidades

La distribución de velocidades q_e, evaluada a una altura z se calcula con la ecuación siguiente:

$$q_e = q_b \cdot C_e \cdot C_p$$

dónde:

q_b = Presión dinámica del viento (N/m^2)

C_e = Coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado

C_p = Coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento

Presión dinámica

$$q_b = 0{,}5 \cdot \delta \cdot V_b^2$$

siendo:

δ = Densidad del aire en general 1,25 Kg/m^3 hasta una altura de 200 m.

V_b^2 = Valor básico de la velocidad del viento (29 m/s) obtenido a partir de la Figura D.1



Figura D.1 Valor básico de la velocidad del viento, v_b

Coeficiente de exposición

El coeficiente de exposición C_e para alturas sobre el terreno no mayor de 200 m.

$$c_e = F \cdot (F + 7\,k) \qquad (D.2)$$

$$F = k \ln (\max (z,Z) / L) \qquad (D.3)$$

siendo k, L, Z parámetros característicos de cada tipo de entorno, según la tabla D.2

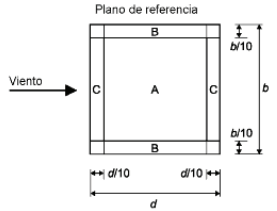
Tabla D.2 Coeficientes para tipo de entorno

	Grado de aspereza del entorno	Parámetro k	Parámetro L (m)	Parámetro Z (m)
I	Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II	Terreno rural, llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III	Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV	Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V	Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

Coeficiente eólico o de presión

Para obtener los valores característicos del coeficiente de presión, se localizan a partir de la *tabla 7.6 Valores de C_p y C_f para marquesinas a un agua*. Para el cálculo de estructuras fotovoltaicas se emplean estos valores ya que sería la tipología de construcción más semejante a una instalación fotovoltaica.

Tabla 7.6
Valores de $c_{p,net}$ y c_f para marquesinas a un agua



Ángulo de la cubierta α	Bloqueo φ	Coeficiente global de fuerza c_f	Zona A	Zona B	Zona C
0°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,2	+ 0,5	+ 1,8	+ 1,1
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 0,5	- 0,6	- 1,3	- 1,4
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,3	- 1,5	- 1,8	- 2,2
5°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,4	+ 0,8	+ 2,1	+ 1,3
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 0,7	- 1,1	- 1,7	- 1,8
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,6	- 2,2	- 2,5
10°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,5	+ 1,2	+ 2,4	+ 1,6
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 0,9	- 1,5	- 2,0	- 2,1
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 2,1	- 2,6	- 2,7
15°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,7	+ 1,4	+ 2,7	+ 1,8
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 1,1	- 1,8	- 2,4	- 2,5
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,6	- 2,9	- 3,0
20°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,8	+ 1,7	+ 2,9	+ 2,1
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 1,3	- 2,2	- 2,8	- 2,9
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,6	- 2,9	- 3,0
25°	Valor máximo para cualquier φ	+ 1,0	+ 2,0	+ 3,1	+ 2,3
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 1,6	- 2,6	- 3,2	- 3,2
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,5	- 2,5	- 2,8
30°	Valor máximo para cualquier φ	+ 1,2	+ 2,2	+ 3,2	+ 2,4
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 1,8	- 3,0	- 3,8	- 3,6
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,5	- 2,2	- 2,7

NOTA – los valores + indican una acción neta en sentido descendente
los valores – indican una acción neta en sentido ascendente

El coeficiente de presión neta representa la presión máxima local para todas las direcciones del viento. Ésta se debería emplear para el cálculo de los elementos de cubierta y fijaciones.

b. Carga de nieve

Las cargas de nieve sobre cubiertas se calculan a partir de la siguiente formula siguiendo el eurocódigo UNE-EN-1991-1-3 2004.

$$q_n = \mu(\alpha) \cdot s_k(H,ZC)$$

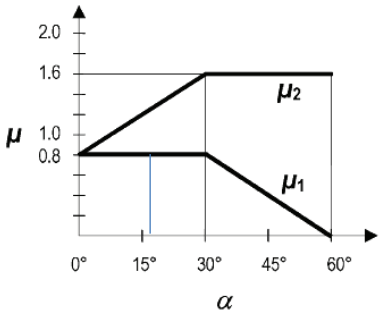
siendo:

$\mu(\alpha)$ = Coeficiente de forma de la carga de nieve.

s_k = Valor característico de la carga de nieve a nivel del terreno.

Coeficiente de forma

El coeficiente de forma viene dado en función de la inclinación de la cubierta. El coeficiente μ_1 se emplea para cubiertas con una sola pendiente.



Valor característico de la carga de nieve a nivel del terreno.

Este valor viene dado a través de la formula localizada en la *tabla C.1 Relación de altitud – carga de nieve.*

Tabla C.1
Relación altitud – carga de nieve

Región climática	*Expresión*
Región Alpina	$s_k = (0{,}642Z + 0{,}009)\left[1 + \left(\frac{A}{728}\right)^2\right]$
Centro Este	$s_k = (0{,}264Z - 0{,}002)\left[1 + \left(\frac{A}{256}\right)^2\right]$
Grecia	$s_k = (0{,}420Z - 0{,}030)\left[1 + \left(\frac{A}{917}\right)^2\right]$
Península Ibérica	$s_k = (0{,}190Z - 0{,}095)\left[1 + \left(\frac{A}{524}\right)^2\right]$
Región Mediterránea	$s_k = (0{,}498Z - 0{,}209)\left[1 + \left(\frac{A}{452}\right)^2\right]$
Centro Oeste	$s_k = 0{,}164Z - 0{,}082 + \frac{A}{966}$
Suecia, Finlandia	$s_k = 0{,}790Z + 0{,}375 + \frac{A}{336}$
Reino Unido, República de Irlanda	$s_k = 0{,}140Z - 0{,}1 + \frac{A}{501}$

s_k es el valor característico de la carga de nieve a nivel del terreno [kN/m^2];

A es la altitud del emplazamiento sobre el nivel del mar [m];

Z es el número de la zona dado en el mapa.

Empleando la formula correspondiente según la región climática donde se localice la instalación, obteniendo los valores de A a partir de los mapas de carga de nieve de cada región.

Península Ibérica: Carga de nieve a nivel del mar

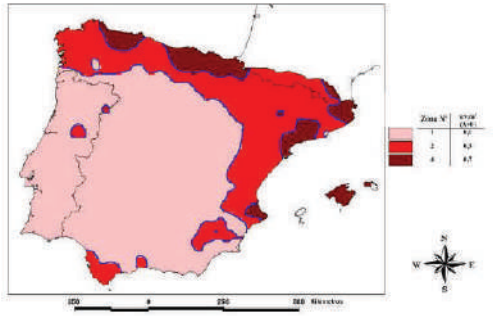


Fig. C.5

Anexo V. PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS

INDICE:

1.- INTRODUCCIÓN

2.- DESCRIPCION DEL SISTEMA

3.- RESPONSABILIDADES DEL CONTRATISTA

3.1.- Coordinación y programación

3.2.- Control de Calidad, Seguridad y Salud, y Protección Medioambiental

3.3.- Compras y Construcción

3.4.- Pruebas, Puesta en Marcha y Entrega

3.5.- Criterios de Seguridad

3.6.- Plan de Gestión de Residuos

3.7.- Formación

4.- ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS

4.1.- Módulos Fotovoltaicos

4.2.- Inversores

4.3.- Cableado de BT

4.4.- Zanjas para cables

4.5.- Piranómetro

4.6.- Dispositivo Antivertido a la red

4.7.- Puestas a tierra

4.8.- Aparamenta de mando y protección

4.9.- Control

5.- OBRA CIVIL

5.1.- Preparación del Terreno

5.2.- Cimentaciones

5.3.- Estructura Soporte

5.4.- Accesos y Caminos en Obra

5.5.- Ensayos para hincado de estructuras Pull-Out

6.- PRUEBAS DE LA PLANTA

6.1.- Prueba de Fin de los Trabajos

6.2.- Pruebas de Puesta en Marcha

6.3.- Pruebas de aceptación de la obra

La presente Separata, desarrolla la planta solar fotovoltaica del proyecto general de la instalación de riego, por lo que forma parte del mismo y por tanto todas los condicionantes económicos, técnicos y administrativos incluidos en el proyecto general son de aplicación a la presente instalación. Por este motivo, en presente pliego de prescripciones técnicas únicamente se incluyen las condiciones técnicas específicas de la planta solar fotovoltaica para autoconsumo.

1.- INTRODUCCION

El proyecto deberá cumplir como mínimo una vida útil de 25 años, teniendo en cuenta las condiciones específicas del emplazamiento. En cualquier momento durante el proyecto, el propietario podrá solicitar la documentación para asegurar la calidad de los suministros por 25 años y en todo caso el suministrador e instalador deberá entregar dicha garantía a la finalización de la obra.

A lo largo de todo este proyecto se describen los requisitos mínimos y las características técnicas del diseño, suministro, construcción, montaje, pruebas y entrega exigidos en este proyecto tanto por la dirección facultativa como por el propietario.

Los códigos y estándares utilizados serán las últimas ediciones aplicables para el diseño y someterse a las autoridades competentes del Proyecto.

El contratista, salvo especificación explicita y expresa, proporcionarán un suministro e instalación de cada parte de la planta solar fotovoltaica “llave en mano”. Esto incluirá:

* Todos los trabajos descritos en el futuro Contrato y en sus Especificaciones Técnicas;

* Transporte de equipos, almacenamiento, y construcción hasta su completa instalación, hasta las pruebas y puesta en marcha de la planta, incluyendo la formación y la entrega de documentación final y planos as-built de la parte ejecutada al Propietario.

Las obras deberán satisfacer los requisitos de la Normativa de Salud y Seguridad. Esto también incluye la planificación ambiental y planificación de la gestión de residuos en la obra.

Las normas aplicables, normas y leyes, que se mencionan en este documento, deben ser considerados como no exhaustiva, y no eximen al contratista de proporcionar sistemas e instalaciones completas y totalmente funcionales. El Contratista, como especialista en su campo, observará todas las leyes aplicables y las normas nacionales e internacionales, que son relevantes para la instalación correcta y adecuada de la planta, incluyendo todos los componentes que forman parte de la planta.

2.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El contratista deberá construir una planta solar fotovoltaica sobre suelo. Tanto los servicios a realizar como los equipos a suministrar, cumplirán con todas las especificaciones contenidas en la memoria, sus anexos y en planos y presupuesto.

* Módulos Fotovoltaicos
* Inversores
* Transformadores
* Estructura de Soportación
* Cimentaciones e hincado
* Cableado
* Puesta a Tierra
* Aparamenta
* Edificios
* Equipos de protección de BT
* Sistema de Monitorización
* Estación Meteorológica, incluyendo piranómetros y sensores de temperatura
* Caminos de acceso
* Repuestos

La planta está diseñada para no ser manipulada ya que todos los elementos relevantes son remotamente controlados y por tanto se funcionará en un "modo automático" y producirá energía eléctrica siempre que sea suficiente la luz del sol está disponible; y dispondrá de monitorización remota. La planta será monitorizada y (cuando sea necesario para la solución de problemas o pruebas del sistema) será operada remotamente (ON / OFF solamente).

Por tanto, todos los componentes que forman parte de la planta deben ser seleccionados para minimizar los eventos de mantenimiento correctivo. Con la excepción de mantenimiento programado, la única presencia requerida en el sitio durante las operaciones normales será para los servicios auxiliares, tales como jardinería, mantenimiento de la vegetación, y la limpieza del panel. La planta debe tener una vida útil prevista de 25 años.

3.- RESPONSABILIDADES DEL CONTRATISTA

El Contratista deberá cumplir como mínimo con todos los requisitos que se exponen a continuación:

3.1.- Coordinación y programación

* Normas de Seguridad durante la ejecución de la obra
* Trabajos de administración, programación, control de costes, control de calidad y medioambiental;
* Revisiones y actualizaciones de pruebas, tales como facilidad de construcción, estudio de accesibilidad, etc.
* Soporte Técnico a la Propiedad;
* La planificación de la construcción de la instalación fotovoltaica de acuerdo con la Ley aplicable y todas las normas nacionales e internacionales aplicables;
* La planificación, diseño y construcción de la instalación fotovoltaica en consonancia con la licencia de obras para la obra, incluidas todas las condiciones pertinentes de planificación y los términos del contrato de arrendamiento, y las condiciones de este Contrato;
* Coordinación de todos los trabajos con otros según sea necesario
* Todos los planos, aprobaciones, etc. para completar los trabajos.
* Establecer contacto con los propietarios de la parcela principal y afecciones por la ruta del cable de evacuación. El cumplimiento de todas las especificaciones de arrendamiento y de servidumbre aplicables (provisión de setos y puertas, etc.) y los pagos perturbación/compensación si es causado por el incumplimiento de las especificaciones.

3.2.- Control de Calidad, Seguridad y Salud, y Protección Medioambiental

Proporcionar y operar un programa de aseguramiento de la calidad estándar de la industria para todos los elementos de la encuesta, el diseño, suministro y construcción.

La responsabilidad de cumplir y llevar a cabo las obras de conformidad con la Ley Aplicable.

La gestión de todos los documentos relacionados con la salud y la seguridad.

Siempre y cuando sea necesario, la producción y la gestión de un plan de construcción de Gestión Ambiental para garantizar el cumplimiento de todas las obligaciones y condiciones legales bajo la licencia de obras.

Suministro de todo el equipo y la ropa necesaria para cumplir con el Reglamento de Salud y Seguridad para promover y mantener un ambiente de trabajo seguro;

El uso de la debida diligencia y cuidado durante y después del período de construcción para mitigar el impacto ambiental y asegurar el cumplimiento de los requisitos de la tramitación del impacto ambiental.

3.3.- Compras y Construcción

* El suministro de energía de la construcción, agua, protección contra incendios, iluminación, aire comprimido, telefonía y servicios de bienestar para todos los contratistas y personas de la tercera parte autorizada.
* Prestación de todas las herramientas necesarias, equipo, maquinaria y equipo de prueba.
* El posicionamiento de la planta y todos los componentes que forman parte de la planta de tal forma que puedan ser operados y mantenidos de una manera segura, siempre que sea posible, sin necesidad de equipo especializado tercero para el acceso. Por ejemplo, los inversores deben ser colocados en una zona de fácil acceso.
* Adquisición, inclusive la aceleración y QA / QC, para todos los equipos, materiales y servicios de adquisición y montaje de equipos e instalaciones de un completo y listo para la instalación de la operación.
* El suministro y transporte de todos los equipos mencionados aquí y en el Contrato a la ubicación de la instalación.
* Transporte, manipulación y metodología de instalación de todo el equipo que está en línea con las recomendaciones del fabricante y que no comprometa las garantías de cualquier pieza de equipo.
* Equipo y materiales de recepción, manipulación, áreas de almacenamiento y rendimiento de extendido (interior y exterior según sea necesario). No hay tierra adicional será facilitada por el propietario de deposición más allá de los límites del sitio.
* La construcción y el fundamento de toda la estructura de soporte o de montaje según sea necesario; el montaje y la instalación de todo el equipo.
* La construcción y un registro (sin acreditación) de la planta de acuerdo con todas las leyes y reglamentos aplicables en el momento de la construcción.

3.4.- Pruebas, Puesta en Marcha y Entrega

* La prueba completa, puesta en marcha y pruebas de rendimiento de cada serie y de toda la planta como se detalla a lo largo del presente proyecto.
* Puesta en marcha de supervisión y control de construcción e instalación
* Lista de verificación de la construcción y acabado para garantizar el pleno cumplimiento con los permisos de construcción y autorizaciones administrativas.
* Planos de construcción y manuales completos de los componentes, con sus garantías.

3.5.- Criterios de Seguridad

Protección de la Propiedad, Personal y Responsabilidad Pública

El contratista deberá suministrar y mantener todo el equipo de seguridad necesario, como las barreras, señales, luces de advertencia, equipos de protección personal (PPE) y la formación para proporcionar una protección adecuada de las personas y bienes.

El contratista dará razonable (o como sea requerido por los permisos, licencias y regulaciones locales) aviso a los dueños de la propiedad pública o privada y los servicios públicos, cuando dichos bienes y/o servicios públicos puede ser expuesta a los daños a través de la ejecución de los trabajos y hará y llevará a cabo todos los acuerdos necesarios con dichos propietarios y/o los servicios públicos relativos a la eliminación, sustitución, o la protección de dichos bienes o servicios públicos.

Criterios de Seguridad y Salud

El Contratista deberá presentar:

* Una evaluación de riesgos y en colaboración con la dirección del proyecto y Coordinador de Seguridad y Salud el Plan de Seguridad y Salud que es requerido y obligado para esta obra.

* Un Plan de Información pre-constructivo que contendrá el acceso a todos los otros estudios e informes pertinentes necesarios para identificar los riesgos, tales como trabajos temporales, y consentimientos de la autoridad local; marcado de los equipos suministrados UL y/o CE que también deben ser proporcionados con el fin de mejorar la seguridad en el régimen de pruebas de diseño para componentes críticos que pueden causar riesgos.

* Un Plan de Seguridad y Salud de la Obra (PSS) que será revisado por el Director de Seguridad y Salud en nombre del propietario. Una vez aprobado por el Coordinador de Seguridad y Salud durante la ejecución, a continuación las obras puedan comenzar.

Seguridad y Prevención de Accidentes

El contratista deberá aplicar y mantener, durante todo el período de construcción, un programa de prevención de accidentes y de seguridad, que cumpla con los requisitos legales y reglamentarios aplicables, incluidas las condiciones impuestas en este proyecto por medio de permisos aplicables y todas las demás autoridades que tienen jurisdicción sobre este trabajo.

El programa de prevención de seguridad, salud y accidente aprobado del contratista, deberá incluir procedimientos disciplinarios y procedimientos de formación de orientación de seguridad aplicables al Contratista y todo el personal de los subcontratistas. Se aplicará para garantizar el uso de equipo de seguridad personal y la adhesión estricta a las normas de protección integral. En el caso de las actividades de

alto riesgo previstos, el contratista hará una evaluación de riesgos especial para su revisión por el propietario antes del comienzo de las obras.

El director del proyecto del contratista y el coordinador de salud y seguridad tendrán autoridad para:

* Paralizar el trabajo si detecta alguna condición insegura, hasta que se resuelva el problema.
* Llevar a cabo reuniones regulares de seguridad programada para instruir a su personal y el personal de subcontratistas en las prácticas de seguridad y salud. Se deberá prestar especial atención al mantenimiento de las estructuras y terrenos circundantes limpios y libres de residuos, escombros, y el embalaje.

3.6.- Plan de Gestión de Residuos

Las medidas de mitigación serán consideradas para los fines del desarrollo propuesto. Estas medidas a tomar respecto de los distintos aspectos ambientales considerados en el presente proyecto y de acuerdo con la licencia de construcción del mismo.

3.7.- Formación

El contratista será responsable de la gestión general de la planta, operación y mantenimiento hasta su finalización. Toda la documentación estará a disposición del propietario (y/o representante del propietario). Las pruebas, que demuestran el buen funcionamiento de la planta a las especificaciones requeridas y medir el rendimiento de la planta. Esto incluirá la verificación de la correcta instalación y funcionamiento de todos los componentes de los fabricantes y según especificaciones de este proyecto.

El rendimiento de la planta se mide en términos de producción de energía medida en condiciones reales de funcionamiento obtenidos.

4.- ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS

Los siguientes criterios mínimos y fundamentales deben ser considerados durante el proceso de construcción de la instalación fotovoltaica objeto del presente proyecto. Cualquier cambio sobre lo aquí recogido deberá ser aprobado por escrito tanto por el promotor como por la D.F.

4.1.- MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los paneles solares fotovoltaicos a suministrar cumplirán las prescripciones recogidas en todos los documentos del proyecto y serán instalados siguiendo las especificaciones del

mismo. En caso de duda o de contradicción entre documentos será la Dirección Facultativa la encargada de discernir cual es la correcta y en función de ello se tomará la solución final. Los requisitos técnicos y condiciones mínimas de los módulos fotovoltaicos para la instalación en esta planta se especifican a continuación:

1) Los módulos fotovoltaicos deben ser de Clase II o superior.

2) Las características técnicas mínimas serán:

- La eficiencia del módulo no debe ser menor a 19% en condiciones STC y correspondiendo a una eficiencia de célula no menor a 20% en STC. La eficiencia del módulo se define como la relación de la potencia de salida del módulo y la irradiancia incidente perpendicular a la superficie del módulo PV incluyendo el marco.
- La eficiencia del módulo con una irradiación 400 W/m^2 o superior, será el 100% de la especificada a una temperatura de 25 °C.
- Los módulos deben estar provistos de una garantía sobre la potencia pico según STC, con una degradación lineal máxima del 80% en 25 años;
- Hasta la entrega de los módulos en obra, el Contratista presentará los flash test en formato electrónico donde se mostrarán datos de rendimiento en STC para cada módulo. El Contratista debe proporcionar una hoja de cálculo resumen donde aparezca la capacidad total de la planta;
- Las células fotovoltaicas de los módulos se activarán con el espectro solar tal y como se define en STC según IEC61215 y según normas ANSI.
- La caja de conexiones de los módulos deberá incluir diodos de derivación para proteger contra el sombreado parcial y módulo de sobrecalentamiento, así como cables móviles equipados con conectores multicontacto con la norma IP68 tipo pasador (MC) o equivalente;
- Los cables del módulo instalados en fábrica deberán estar lo suficientemente largo para permitir que los módulos estén interconectados eléctricamente en serie para formar cadenas continuas.
- Los módulos fotovoltaicos deberán de ser capaces de operar bajo temperaturas extremas (de -40 ºC a +85 ºC) y humedad (5% a 95%). Por su diseño y construcción deberán garantizar la máxima fiabilidad posible en funcionamiento y garantizar el mínimo mantenimiento requerido durante la vida útil del sistema.

3) Cada módulo deberá llevar marcado permanentemente y de manera destacada en una placa de características técnicas el cumplimiento de la norma IEC 61215 y IEC61730 y la ANSI correspondiente. Figurarán las especificaciones de número de serie de módulos fotovoltaicos, así como también debe proporcionarse la temperatura nominal de funcionamiento de célula (NOCT) y se indicará la pérdida de porcentaje de potencia en

función de la temperatura. La pérdida de potencia en porcentaje no será superior a 0,4% por grados Celsius (° C) lejos de la STC.

4 La intensidad de la corriente - características de tensión (curvas I-V) se facilitarán a 5ºC, 25ºC, 45ºC y 65ºC durante un mínimo de cinco diferentes niveles de irradiancia entre 200 W/m^2 y 1000 W/m^2.

5 Las células solares dentro de los módulos deberán estar protegidos de la tensión mecánica y la humedad a través de la encapsulación en un material plástico de alta claridad que es lo suficientemente flexible como para permitir las dilataciones y contracciones. Este material deberá estar libre de burbujas y grietas.

6 La superficie frontal de la encapsulación de módulos fotovoltaicos deberá estar protegido con vidrio de seguridad templado de alta transparencia de bajo contenido en hierro y puede tener un recubrimiento antirreflectante aplicado por el fabricante. La cubierta de vidrio tendrá una fuerte resistencia a los choques pesados, estrés térmico y cargas de viento.

7 Los módulos fotovoltaicos deben estar certificados de resistencia a un aumento de la carga mecánica distribuida de 5400 Pa en la superficie frontal de vidrio (viento, la nieve y el hielo).

8 La lámina fotovoltaica (solar/parte trasera células + vidrio/encapsulante) estarán rodeados con una estructura metálica de acero inoxidable o aleación de aluminio. El bastidor se colocará para proteger los bordes de la tapa del cristal de los módulos fotovoltaicos y para facilitar apoyo y montaje.

9 La construcción del marco de cada módulo fotovoltaico será la adecuada para permitir contracciones térmicas y expansiones de la cubierta de cristal del módulo FV.

10 Para evitar la corrosión galvánica debido a la acción electrolítica entre los diferentes materiales, cualquier contacto entre metales diferentes en el marco del módulo fotovoltaico debe estar completamente aislado eléctricamente.

11 Los componentes eléctricos activos dentro de cada módulo fotovoltaico deberán estar aislados eléctricamente de la carcasa de metal (marco), la cubierta posterior y la superficie del cristal frontal. El aislamiento debe soportar 1500 voltios de CC entre los cables en cortocircuito de salida del módulo y la estructura metálica y la parte trasera y las cubiertas delanteras.

4.2.- INVERSORES Y COMBINER STRINGS DC.

Los inversores se instalarán en colgados de las estructuras portantes de paneles solares en el exterior protegidos con un material resistente a la intemperie con el grado de protección IP65.

Podran ser inversores multi-strings o inversor de único string unido a un combiner strigs box monitorizado.

El inversor deberá cumplir como mínimo los siguientes requisitos mínimos y sus correspondientes normas internacionales ANSI:

- Electrical safety.
- Safety of power converters for use in photovoltaic power systems
- Specifications for degrees of protection provided by enclosures
- Quality Management systems
- Occupational Health and Safety Management System

Debido a la naturaleza del proyecto, los inversores estarán equipados con una protección contra el polvo. En todos los casos y en todos los tipos de operación, la suma de las salidas de las estaciones del inversor estará limitada a la capacidad instalada total a nivel MVA. Con el fin de cumplir con cualquier requisito de conexión, así como las normas y reglamentos nacionales.

Cada inversor debe estar equipado con un microprocesador integrado basado registrador de datos de control. El inversor proporcionará las siguientes funciones:

- Modificación de los límites de los parámetros de funcionamiento del Sistema a través del teclado o sistema de control.
- La desconexión del inversor cuando la tensión de corriente continua esté fuera del rango especificado.
- El control del estado de la red (subtensión, sobretensión, interrupción de fase, frecuencia) y en caso de avería, poner fuera de servicio.

Cada inversor puede comunicarse con el sistema de control de funcionamiento de la planta de energía fotovoltaica a través de Ethernet, RS485, wifi y RS232 (para cables más cortos) puertos.

Los datos de los Strings, almacenados en la estación podrán ser descargados y almacenados. Estos Strings de conexiones estarán protegidos a través de fusibles tipo cuchilla. Estos fusibles tipo cuchilla deberán cumplir todas las leyes aplicables y las normas técnicas.

Los inversores deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Garantía de al menos 5 años
- Certificados de Conformidad CE.
- Certificados de Conformidad según red de distribución a la que conecten.
- Eficiencia máxima no menor a 98%.
- La distorsión armónica total será inferior al 3%
- Conformidad con el rango de operación del módulo y la máxima tensión del sistema.

Se conectará a tierra para evitar cualquier fenómeno de degradación de potencial inducida (PID).

Los cuadros de strings estarán construidos y se instalarán como medida de equipamiento y tendrán el marcado CE, el UL, y además las siguientes características:

- Instalación exterior
- IP≥54
- Resistencia UV
- Libre de halógenos
- Protección de aislamiento
- Protección contra sobretensiones
- Etiquetados y codificados todo el cableado.
- Temperatura -25 °C to +60 °C
- Humedad relativa entre -5 a 95 %
- Estarán conectados al Sistema de monitorización con el interface RS485 equivalente o superior
- Intensidad de corriente de string (max. 2 strings por canal de medida)

Todos los cuadros deben montarse para que sean accesibles y tengan una distancia mínima de 300 mm entre la parte inferior de la carcasa y el suelo.

Los fusibles de los strings deberán estar sobredimensionados un 50%.

4.3.- CABLEADO DE BT

Los conductores de aluminio o cobre enterrados y/o aéreos de CC dimensionados para cumplir con los códigos aplicables y los requisitos de rendimiento del sistema, serán utilizados entre los módulos fotovoltaicos y los cuadros de strings de los inversores. Y los conductores de aluminio o cobre enterrados de CA en B.T. dimensionados para cumplir con los códigos aplicables y los requisitos de rendimiento del sistema se utilizarán desde los inversores hasta el Cuadro General de B.T.

El sistema de cableado de CA de B.T. se compone de una zanja conjunta para el cable de alimentación de CA de baja tensión directamente enterrada junto con cables de datos para la monitorización de los inversores y las estaciones meteorológicas y recopilación de datos.

Los componentes eléctricos activos dentro de cada módulo fotovoltaico deberán estar aislados eléctricamente de la carcasa de metal (marco), la cubierta posterior y la superficie del cristal frontal. El aislamiento debe soportar 1500 voltios de CC entre los cables en cortocircuito de salida del módulo y la estructura metálica y la parte trasera y las cubiertas delanteras.

<u>- Cables de Corriente Continua</u>

El cableado deberá cumplir con las normas apropiadas tal y como se detalla a continuación:

- Aislamiento de conductores de 1500 V.
- Las pruebas en cables de fibra ópticas y eléctricas en caso de incendio
- Cálculo de la capacidad nominal de corriente continua de cables (100% factor de carga)
- Ser resistentes a la radiación ultravioleta (UV) así como al ozono
- Tener una mejor Resistencia al fuego y con baja emisión de humos;
- Trabajar en un amplio rango de temperaturas; y
- Tener una mejor resistencia a la fricción;
- Ser instalado en la base de los soportes de la parte posterior de la estructura (norte), a fin de no estar directamente expuesto a la radiación solar;

La sección de estos conductores nunca debe ser menor a 4mm^2, siendo recomendable 6 mm^2.

Los métodos de tendido y conexionado de este cable que serán empleados cumplen con las buenas prácticas de la industria, las ataduras de cables utilizadas serán adecuadas a los objetivos y permitiendo la dilatación o deformación de los cables. Los conectores de cable cumplirán al menos los requisitos de la calificación internacional de protección IP67 según se define en la norma correspondiente.

- Cables de Corriente Alterna

Los cables de corriente alterna de BT, cumplirán con la siguiente normativa ANSI:

- Aislamiento de conductores 1000 V para B.T.
- Todo el equipo debe estar diseñado para minimizar el efecto corona u otras descargas eléctricas, para cumplir con ANSI standards y cualquier compatibilidad electromagnética (EMC) standards.

Además tendrán en consideración las siguientes características:

- Pantalla semiconductora
- Aislamiento XLPE
- Pantalla de aislamiento semiconductora
- Cubierta interior de PVC
- Cubierta exterior de PVC

4.4.- ZANJAS PARA CABLES

Los requisitos técnicos para zanjas deberán estar en línea con lo siguiente:

- Los cables de baja tensión estarán enterrados a una profundidad adecuada (al menos 800 mm desde la parte más alta del tubo y/o cubierta del conductor).

- En las zanjas con cable de Puesta a Tierra, el conductor de tierra estará tendido en la parte más baja de las zanjas.
- En las zanjas con cables de comunicaciones, estos cables estarán instalados a una distancia de 30cm de cualquier cable de potencia.

Las canalizaciones, salvo casos de fuerza mayor, se ejecutarán en terrenos de dominio público, bajo las aceras o calzadas, evitando ángulos pronunciados. El trazado será lo más rectilíneo posible, paralelo en toda su longitud a bordillos o fachadas de los edificios principales.

Antes de comenzar los trabajos, se marcarán en el pavimento las zonas donde se abrirán las zanjas, marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejen llaves para la contención del terreno. Si ha habido posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios a las fincas construidas, se indicarán sus situaciones con el fin de tomar precauciones debidas.

Antes de proceder a la apertura de zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Se estudiará la señalización de acuerdo con las normas municipales y se determinarán las protecciones precisas tanto de la zanja como de los pasos que sean necesarios para los accesos a los portales, comercios, garajes, etc., así como las chapas de hierro que hayan de colocarse sobre la zanja para el paso de vehículos.

Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar.

Apertura de zanjas:

Las zanjas se harán verticales hasta la profundidad escogida, colocándose en los casos en que la naturaleza del terreno lo haga preciso.

Se procurará dejar un paso de 50 cm. entre la zanja y las tierras extraídas, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja.

Se deben tomar todas la precauciones precisas para no tapar con tierras registro de gas, teléfono, bocas de riego, alcantarillas, etc.

Durante la ejecución de los trabajos en la vía pública se dejarán pasos suficientes para vehículos peatones, así como los accesos a los edificios comercios y garajes. Si es necesario interrumpir la circulación se precisará una autorización especial.

Las dimensiones mínimas de las zanjas serán las siguientes:

- Profundidad de 60 cm y anchura de 40 cm. Para canalizaciones de baja tensión bajo la acera.

- Profundidad de 80 cm y anchura de 60 cm. Para canalizaciones de baja tensión bajo calzada

Canalizaciones:

Los cruces de vías públicas o privadas se realizarán con tubos ajustándose a las siguientes condiciones:

- Se colocará en posición horizontal y recta y estarán hormigonados en toda su longitud
- Deberá preverse para futuras ampliaciones uno o varios tubos de reserva dependiendo el número de la zona y situación del cruce (en cada caso se fijará el número de tubos de reserva)
- Los extremos de los tubos en los cruces llegarán hasta los bordillos de las aceras, debiendo construirse en los extremos un tabique para su fijación.
- En las salidas, el cable se situará en la parte superior del tubo, cerrando los orificios con yeso.
- Siempre que la profundidad de zanja bajo la calzada sea inferior a 60 cm. En el caso de B.T: se utilizarán chapas o tubos de hierro u otros dispositivos que aseguren una resistencia mecánica equivalente, teniendo en cuenta que dentro del mismo tubo deberán colocarse las tres fases y neutro.
- Los cruces de vías férreas, cursos de agua, etc., deberán proyectarse con todo detalle.

Cuando en una zanja coincidan cables de distintas tensiones se situarán en bandas horizontales a distinto nivel de forma que en cada banda se agrupen cables de igual tensión.

La separación entre dos cables multipolares o ternas de cabales unipolares dentro de una misma banda será como mínimo de 20 cm.

La profundidad de las respectivas bandas de cables dependerá de las tensiones, de forma que la mayor profundidad corresponda a la mayor tensión.

Cable directamente enterrado:

En el lecho de la zanja irá una capa de arena de 10 cm. De espesor sobre la que se colocará el cable. Por encima del cable irá otra capa de arena de 10 cm. De espesor. Ambas capas cubrirán la anchura total de la zanja.

La arena que se utilice para la protección de cables era limpia, suelta y áspera, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, para lo cual se tamizará o lavará

convenientemente si fuera necesario. Se empleará arena de mina o de río indistintamente, siempre que reúna las condiciones señaladas anteriormente y las dimensiones de los granos serán de 2 a 3 mm como máximo.

Cuando se emplee la arena procedente de la misma zanja, además de necesitar la aprobación del Director de Obra será necesario su cribado.

Los cables deben estar enterrados a profundidad no inferior a 0,6 m, excepción hecha en el caos en que se atraviesen terrenos rocosos. Salvo casos especiales los eventuales obstáculos deben ser evitados pasando los cables por debajo de los mismos.

Todos los cables deben tener una protección (ladrillos, medias cañas tejas, losas de piedra, etc. formando bovedillas) que sirva para indicar su presencia durante eventuales trabajos de excavación.

Cable entubado:

El cable en parte o en todo su recorrido irá en el interior de tubos de cemento, fibrocemento, fundición de hierro, materiales plásticos, etc., de superficie interna lisa siendo su diámetro interior no inferior a 1,6 veces el diámetro del cable o del haz de cables.

Los tubos estarán hormigonados en todo su recorrido o simplemente con sus uniones recibidas con cemento, en cuyo caso, para permitir su unión correcta, el fondo de la zanja en la que se alojen deberá ser nivelada cuidadosamente después de echar una capa de arena fina o tierra cribada.

Se debe evitar posible acumulación de agua o de gas a lo largo de la canalización situando convenientemente pozos de escape en relación al perfil altimétrico.

En los tramos rectos, cada 15 o 20 m. según el tipo de cables, para facilitar su tendido se dejarán calas abiertas de una longitud mínima de 2 m. en las que se interrumpirá la continuidad de la tubería.

Una vez tendido el cable, estas calas se taparán recubriendo previamente el cable con canales o medios tubos, recibiendo sus uniones con cemento.

En los cambios de dirección se construirán arquetas de hormigón o ladrillo, siendo sus dimensiones mínimas las necesarias para que el radio de curvatura de tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable. No se admitirán ángulos inferior a 90º y aún éstos se limitarán a los indispensables. En general, los cambios de dirección se harán con ángulos grandes, siendo la longitud mínima (perímetro) de la arqueta de 2 metros.

En la arqueta, los tubos quedarán a unos 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 taponarán con yeso de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo. La arqueta se rellenará con arena hasta cubrir el cable como mínimo.

La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.
Las arquetas podrán ser registrables o cerradas. En el primer caso deberán tener tapa metálica o de hormigón armado, provisto de argollas o ganchos que faciliten su apertura. En el fondo de estas arquetas será permeable de forma que permita la filtración del agua de lluvia.
Si las arquetas no son registrables se cubrirán con los materiales necesarios.

Cruzamientos y paralelismos:

El cruce de líneas subterráneas con ferrocarriles o vías férreas deberá realizarse siempre bajo tubo. Dicho tubo rebasará las instalaciones de servicio en una distancia de 1,50 m.
En el caso de cruzamientos entre dos líneas eléctricas subterráneas directamente enterradas, la distancia mínima a respetar será de 0,20 m.
El cruzamiento entre cables de energía y conducciones metálicas enterradas no debe efectuarse sobre la proyección vertical de las uniones no soldadas de la misma conducción metálica. No deberá existir ningún empalme sobre el cable de energía a una distancia inferior a 1 m.
La mínima distancia entre la generatriz del cable de energía y la de la conducción metálica no debe ser inferior a 0,30 m. Además, entre el cable y la conducción debe estar interpuesta una plancha metálica de 8 mm de espesor como mínimo u otra protección mecánica equivalente, de anchura igual al menos al diámetro de la conducción y de todas formas no interior a 0,50 m.
Análoga medida de protección debe apilarse en el caso de que no sea posible tener el punto de cruzamiento a distancia igual o superior a 1 m. de su empalme del cable.
En el paralelismo entre cables de energía y conducciones metálicas enterradas se debe mantener en todo caso una distancia mínima en proyección horizontal:

En el paralelismo entre cables de energía y conducciones metálicas enterradas se debe mantener en todo caso una distancia mínima en proyección horizontal de:

- 0,50 m para gaseoductos.
- 0,30 m par otras conducciones.

Siempre que sea posible, en las instalaciones nuevas la distancia entre proyección horizontal entre cables de energía y las conducciones metálicas enterradas colocadas paralelamente entre sí no debe ser inferior a:

- 3 m en el caso de conducciones a presión máxima igual o superior a 25 atm; dicho mínimo se reduce a 1 m. en el caso en que el tramo de conducción interesado esté contenida en una protección de no más de 100 m.
- 1 m. en el caso de conducciones a presión máxima inferior a 25 atm.

En el caso de cruzamiento entre líneas eléctricas subterráneas y líneas de telecomunicación subterránea, el cable de energía debe, normalmente, estar situado por debajo del cable de telecomunicación. La distancia mínima entre el la generatriz externa de cada uno de los dos cables no debe ser inferior a 0,50 m. El cable colocado superiormente debe estar protegido por un tubo de hierro de 1 m de largo como mínimo y de tal forma que se garantice la distancia entre las generatrices exteriores de los cables, en las zonas no protegidas, sea mayor que la mínima establecida en el caso de paralelismo, que se indica a continuación, medida en proyección horizontal. Dicho tubo de hierro debe estar protegido contra l corrosión y presentar una adecuada resistencia mecánica; su espesor no será inferior a 2 mm.

En donde por justificadas exigencias técnicas no pueda ser respetada la mencionada distancia mínima, sobre el cable inferior debe ser aplicada una protección análoga a la indicada para el cable superior. En todo caso la distancia mínima entre los dos dispositivos de protección no debe ser inferior a 0,10 m. El cruzamiento no debe efectuarse en correspondencia con una conexión del cable de telecomunicación, y no debe haber empalmes sobre el cable de energía a una distancia inferior a 1 m.

En el caso de paralelismo entre líneas eléctricas subterráneas y líneas de telecomunicación, y no debe haber empalmes sobre el cable de energía a una distancia inferior a 1 m.

En el caso de paralelismo entre líneas eléctricas subterráneas y líneas de telecomunicación subterráneas, estos cables deben estar a la mayor distancia posible entre sí. En donde existan dificultades técnicas importantes, se pueden emitir, excepto en lo indicado posteriormente, una distancia mínima en proyección horizontal, entre los puntos más próximos de las generatrices de los cables, no inferior a 0,50 m en cables interurbanos o a 0,30 m. en cables urbanos.

Se puede admitir incluso una distancia mínima de 0,15 m a condición de que el cable de energía sea fácil y rápidamente separado, y eficazmente protegido mediante tubos de hierro de adecuada resistencia mecánica y 2 mm de espesor como mínimo, protegido contra la corrosión. En el caso de paralelismo con cables de telecomunicación interurbana, dicha protección se refiere también a estos últimos

Estas protecciones pueden no utilizarse, respetando la distancia mínima de 0,15 m, cuando el cable de energía se encuentra en una cota inferior a 0,50 m respecto del cable de telecomunicación.

Las reducciones mencionadas no se aplican en el caso de paralelismo con cable coaxiales, para los cuales es taxativa la distancia mínima de 0,50 m respecto del cable de telecomunicación.

En el caso de galerías practicables, la colocación de los cables de energía y de telecomunicación se hace sobre apoyos diferentes, con objeto de evitar cualquier posibilidad de contacto directo entre los cables.

4.5.- PIRANÓMETRO

Piranómetro con una tolerancia de medida de +2% será usado para medir la radiación incidente sobre el plano con el mismo ángulo con el que están instalados los módulos en el campo fotovoltaico. Todos los piranómetros deberán ajustarse a las normas internacionales. Cada piranómetro debe estar acompañado de su certificado de calibración individual suministrado por el fabricante.

Los piranómetros serán conectados a la instalación de acuerdo con las instrucciones de instalación de los fabricantes.

Los piranómetros deben ser calibrados de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes, el mantenimiento de los cuales será realizado como parte de las actividades de operación y mantenimiento, incluyendo la recalibración de acuerdo con los requisitos de los fabricantes.

Los piranómetros proporcionarán datos de irradiación. La cifra media de irradiación del piranómetro (E) se utilizará en el análisis del funcionamiento de la planta. Se debe tener en cuenta que tanto la tolerancia como la incertidumbre de medición de la luz sobre el área de estudio no debe ser mayor de ± 2%.

Cada piranómetro se ubicará en una posición no sombreada en todo momento del año, orientado hacia el sur y en el plano de la matriz de los paneles solares fotovoltaicos.

4.6.- DISPOSITIVO ANTIVERTIDO A LA RED

El dispositivo antivertido tiene que cumplir lo que dispone el ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y deberá estar certificado y aprobado.

Deberá contar con la aprobación de la compañía suministradora, así como de las protecciones prescritas en las condiciones técnicas que emita dicha compañía para esta instalación.

4.7.- PUESTAS A TIERRA

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tales que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.
- La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias extremas.
- Contemplen los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

Tomas de tierra:

Para la toma de tierra se puede utilizar electrodos formados por:

- barras, tubos;
- pletinas, conductores desnudos;
- placas;
- anillos o mallas metálicas constituidos por los elementos anteriores o sus combinaciones;
- armaduras de hormigón enterradas; con excepción de las armaduras pretensazas;
- otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21022.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

Conductores de tierra:

La sección de los conductores de tierra, cuando estén enterrados, deberá estar de acuerdo con los valores indicados en la tabla siguiente. La sección no será inferior a la mínima exigida para los conductores de protección.

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión	Igual a conductores	16 mm^2 Cu/a6 mm^2 Acero galvanizado
No protegido contra la corrosión	25 mm^2 Cu/ 50 mm^2 hierro	25 mm^2 Cu/ 50 mm^2 Hierro

* *La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente.*

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra debe extremarse el cuidado para que resulten eléctricamente correctas. Debe cuidarse, en especial, que las conexiones, no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.

Bornes de puesta a tierra:

En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne principal de tierra, al cual deben unirse los conductores siguientes:

- Los conductores de tierra.
- Los conductores de protección.
- Los conductores de unión equipotencial principal
- Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

Debe preverse sobre los conductores de tierra y en lugar accesible, un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra correspondiente. Este dispositivo puede estar combinado con el borne principal de tierra, debe ser desmontable necesariamente por medio de un útil, tiene que ser mecánicamente seguro y debe asegurar la continuidad eléctrica.

Conductores de protección:

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla siguiente:

Sección de conductores fase (mm^2)	Sección conductores de protección (mm^2)
Sf <= 16	Sf
16 < Sf <= 35	16
Sf>35	Sf/2

En todos los casos, los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de:

- 2,5 mm^2 si los conductores de protección disponen al menos de una protección mecánica.
- 4 mm^2 si los conductores de protección no disponen de una protección mecánica.

Como conductores de protección pueden utilizarse:

- conductores en los cables multiconductores, o
- conductores aislados o desnudos que posean una envolvente común con los conductores activos, o
- conductores separados desnudos o aislados.

Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección. Las masas de los equipos a unir con los conductores de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección.

4.8.- APARAMENTA DE MANDO Y PROTECCIÓN

Cuadros eléctricos

Todos los cuadros eléctricos serán nuevos y se entregarán en obra sin ningún defecto. Estarán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de

acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos.

La protección contra corrientes de defecto hacia tierra se hará por circuito o grupo de circuitos según se indica en el proyecto, mediante el empleo de interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada, según ITC-BT-24.

Los cuadros serán adecuados para trabajo en servicio continuo. Las variaciones máximas admitidas de tensión y frecuencia serán del + 5% sobre el valor nominal.

Interruptores automáticos

En el origen de la instalación y lo más cerca posible del punto de alimentación a la misma, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omnipolar, así como dispositivos de protección contra sobre intensidades de cada uno de los circuitos que parten de dicho cuadro.

La protección contra sobre intensidades para todos los conductores (fases y neutro) de cada circuito se hará con interruptores magnetotérmicos o automáticos de corte omnipolar, con curva térmica de corte para la protección a sobrecargas y sistema de corte electromagnético para protección a cortocircuitos.

Fusibles

Los fusibles serán de alta capacidad de ruptura, limitadores de corriente y de acción lenta cuando vayan instalados en circuitos de protección de motores.

Los fusibles de protección de circuitos de control o de consumidores óhmicos serán de alta capacidad ruptura y de acción rápida.

Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán construidos de tal forma que no se pueda proyectar metal al fundirse.

Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominal de trabajo

No serán admisibles elementos en los que la reposición del fusible pueda suponer un peligro de accidente. Estará montado sobre una empuñadura que pueda ser retira fácilmente de las base.

Prensaestopas y etiquetas

Los cuadros irán completamente cableados hasta las regletas de entrada y salida.

Se proveerán prensaestopas para todas las entradas y salidas de los cables del cuadro; los prensaestopas serán de doble cierre para cables armados y de cierre sencillo para cables sin armar.

Todos los aparatos y bornes irán debidamente identificados en el interior del cuadro mediante número que correspondan a la designación del esquema. Las etiquetas serán marcadas de forma indeleble y fácilmente legible.

En la parte frontal del cuadro se dispondrán etiquetas de identificación de los circuitos, constituidas por placas de chapa de aluminio firmemente fijadas a los paneles frontales, impresas al horno, con fondo negro mate y letreros y zonas de estampación en aluminio pulido. El fabricante podrá adoptar cualquier solución para el material de las etiquetas, su soporte y la impresión, con tal de que sea duradera y fácilmente legible.

En cualquier caso, las etiquetas estarán marcadas con letras negras de 10 mm de altura sobre fondo blanco.

4.9.-CONTROL

Se realizarán cuantos análisis, verificaciones, comprobaciones, ensayos, pruebas y experiencias con los materiales, elementos o partes de la instalación que se ordenen por el Técnico Director de la misma, siendo ejecutados en laboratorios que designe la dirección, con cargo a la contrata.

Antes de su empleo en la obra, montaje o instalación, todos los materiales a emplear, cuyas características técnicas, así como las de su puesta en obra, han quedado ya especificadas en apartados anteriores, serán reconocidos por el Técnico Director o persona en la que éste delegue, sin cuya aprobación no podrá procederse a su empleo. Los que por mala calidad, falta de protección o aislamiento u otros defectos no se estimen admisibles por aquél, deberán ser retirados inmediatamente. Este reconocimiento previo de los materiales no constituirá su recepción definitiva, y el Técnico Director podrá retirar en cualquier momento aquellos que presenten algún defecto no apreciado anteriormente, aún a costa, si fuera preciso, de deshacer la instalación o montaje ejecutados con ellos. Por tanto, la responsabilidad del contratista en el cumplimiento de las especificaciones de los materiales no cesará mientras no sean recibidos definitivamente los trabajos en los que se hayan empleado.

5.- OBRA CIVIL

La obra civil incluye la construcción de los siguientes elementos:

El establecimiento de todas las vías de acceso necesarias para construir y mantener la planta, incluyendo el acceso permanente a las subestaciones de la planta y de conformidad con los requisitos del contrato de arrendamiento y servidumbres.

Restablecimiento de los caminos de acceso se llevará a cabo según lo requiera el propietario de un estado no es peor que antes de la iniciación de obras o de acuerdo con las autoridades locales;

- Preparación del Terreno: desbroce, nivelación y formación de pendiente de evacuación de pluviales;
- Cualquier trabajo de obra civil adicional que surja y se requiera durante la ejecución;
- Instalación de edificios Temporales (p.e., oficinas del Contratista, vestuarios, etc.);
- Caminos y Aparcamiento Temporales;

Todos estos trabajos de construcción se harán de acuerdo con las normas de aplicación y las instrucciones de la Dirección Facultativa.

5.1.- PREPARACIÓN DEL TERRENO

Todos los movimientos de tierra se llevarán a cabo según las prescripciones de proyecto.

En primer lugar se procederá a la limpieza y desbroce del terreno hasta eliminar cualquier elemento vegetal sobre el mismo. A continuación se procederá a la nivelación de la finca, que se llevará a cabo de modo que las tierras sean compensadas (excavación igual a relleno) y así no será necesario el transporte a vertedero de las tierras sobrantes ni se requerirán tierras de préstamo.

Para evitar en embalsamiento del agua de lluvia, al terreno resultante se le dotará de una ligera pendiente superficial de modo que por escorrentía superficial el agua se elimine de la zona de paneles solares a una velocidad muy lenta con el fin de que no se produzca erosión por escorrentía.

Una vez obtenida la rasante definitiva, se procederá a la compactación de todo el terreno antes del inicio de los trabajos, de modo que el tránsito durante la ejecución de la obra sea lo mejor posible y se reduzcan las posibilidades de accidentes laborales.

5.2.- CIMENTACIONES

Todas las cimentaciones de los edificios deben ser diseñados de acuerdo con la normativa aplicable y prescripciones de los fabricantes de los edificios. Las bases y subbases deberán ser capaces de transferir todas las combinaciones de carga reales, incluidas las fuerzas horizontales y de levantamiento, de manera segura al suelo de soporte según lo recomendado por el informe geotécnico o lo prescrito en este proyecto.

Estos elementos serán realizados en hormigón de la calidad indicada que serán armados con las cuantías de acero calculada y presupuestada por el proyectista.

5.3.- ESTRUCTURA SOPORTE

Las estructuras estarán hechas de aluminio y acero galvanizado y se ajustará a la normativa aplicable y al Código Técnico de la Edificación como elementos estructurales que son.

La base metálica de apoyo para los paneles será de perfiles de acero galvanizado en caliente, con un espesor mínimo según normativa aplicable o por el aluminio apropiado de alta resistencia y aleación de acuerdo con la norma indicada para la mejor protección contra la corrosión de la construcción. Se puede utilizar una combinación con estos materiales para la construcción de bases de apoyo. Todas las conexiones entre ellos los pernos, tuercas serán de acero inoxidable y serán apretados con llave dinamométrica al par prescrito por el fabricante según los cálculos de la estructura para este emplazamiento.

5.4.- ACCESOS Y CAMINOS EN OBRA

Los caminos de acceso facilitarán el acceso a la planta solar. Los caminos internos de la planta solar, permitirán el acceso a todos los inversores, el edificio de control, el centro de transformación y el centro de seccionamiento. Tienen que poder ser utilizados por los vehículos necesarios para la operación y mantenimiento de la planta. Habrá acceso permanente desde la vía pública al edificio central. Más específicamente:

- Acceso y general a la planta;
- Los recorridos internos deberán cumplir con las regulaciones de emergencia y contra incendios, incluyendo ancho, radios de giro y dispondrán de un camino perimetral junto al vallado de cerramiento. Estos caminos deberán ejecutarse para resistir la erosión de tal manera que requieran reparación y mantenimiento mínimos durante la esperanza de vida del proyecto y tendrán o excederán los 25 años de vida del proyecto;
- Estas vías interiores deberán ser al menos 3 metros de ancho para permitir el paso de vehículos de mantenimiento y operación.
- Todos los servicios subterráneos (conductos, cables, etc.), tendrán una protección adecuada para evitar daños en todos los cruces de tránsito de vehículos;

5.5.- ENSAYOS PARA HINCADO ESTRUCTURAS PULL-OUT

El objetivo de los ensayos Pull Out test es evaluar el comportamiento de los perfiles empleados en las estructuras soporte de las mesas o paneles de una instalación fotovoltaica, en base a las características de los diferentes tipos de terreno existentes.

Las pruebas de carga en este tipo de estructuras se planifican con el objetivo de comprobar el comportamiento de los elementos trabajando en condiciones similares a las de servicio,

los cuales acompañados de un seguimiento de deformaciones y cargas resultan de gran eficacia para el estudio de elementos estructurales.

Se realizarán los ensayos de los cuatro tipos de Pull Out Test: ensayos de tracción, ensayos de carga lateral, ensayos de compresión y ensayos con suelo saturado aplicando los procedimientos de las normas ASTM D3966-07 y ASTM D3689-07.

-ASTM D3966-07: Métodos de prueba estándar para cimentaciones profundas bajo carga lateral.

-ASTM D3689-07: Métodos de prueba estándar para cimentaciones profundas bajo carga de tracción axial estática

Cuatro tipos de ensayos Pull Out:

-ENSAYOS DE TRACCIÓN:

Los ensayos de tracción (VERTICAL LOAD TEST) consisten en la aplicación de cargas verticales de tiro sobre el perfil, por medio de una garra y un polipasto (con objeto de fijar los escalones de carga). Como procedimiento general, se aplican los incrementos de carga previstos, con registro de los datos de desplazamiento obtenidos en cada nivel de carga y descarga. Las cargas se aplican a una altura predeterminada, del orden de 1,50 m. La deformación se mide en la parte inferior de cada perfil.

-ENSAYOS DE CARGA HORIZONTAL:

Los ensayos de carga horizontal (HORIZONTAL LOAD TEST) consisten en la aplicación de cargas horizontales de tiro sobre el perfil, desde un punto fijo por medio de un tensor de trinquete. Como procedimiento general, se aplican los incrementos de carga previstos, con registro de los datos de desplazamiento obtenidos en cada nivel de carga y descarga. Las cargas se aplican a una altura del orden de 1,00 m. La deformación se mide en la parte inferior de cada perfil, aunque en algunos procedimientos, en la parte superior e inferior.

-ENSAYOS DE COMPRESIÓN:

Los ensayos de compresión (COMPRESSION LOAD TEST) consisten en la aplicación de cargas verticales en el perfil contra el suelo, por medio de una bomba hidráulica. Como procedimiento general, se aplican los incrementos de carga previstos, con registro de los datos de desplazamiento vertical obtenidos en cada nivel de carga y descarga. Las cargas se aplican a una altura predeterminada, del

orden de 1,50 m. La deformación se mide en la parte inferior de cada perfil, a no ser que exista un procedimiento específico.

-ENSAYOS DE SATURACIÓN DEL SUELO:

Los ensayos de saturación del suelo consisten en inundar la base del perfil para saturar el suelo y luego realizar los ensayos. El volumen de agua utilizado para inundar las bases de los perfiles se define de acuerdo con las características del terreno.

Los ensayos se realizarán por laboratorio homologado y su número será según:

Variedad litológica	Nº ensayos
Terreno normal	$N = 9{,}6 \; x \; A^{0.50}$
Terreno Heterógeneo	$N = 1{,}31 \; x \; 9{,}6 \; x \; A^{0.50}$
Terreno Homogéneo	$N = \frac{9{,}6 \; x \; A^{0.50}}{1{,}65}$

Siendo
N = Número total de ensayos a realizar (tracción, compresión y carga lateral)
S = Superficie en planta de la zona ocupada por los paneles en la parcela

No obstante la Dirección Facultativa podrá optimizar/reducir/aumentar el número de ensayos según las características geotécnicas del terreno y su homogeneidad. Con objeto de validar los resultados de los pull-out, una vez se conocen las acciones sobre la estructura, se calcularán las deformaciones del terreno frente a ellas, mediante un cálculo de elementos finitos (Plaxis).

6.- PRUEBAS DE LA PLANTA

El contratista, a su cargo deberá realizar la lista de verificación trabajo, de conformidad con el proyecto en cumplimiento de lo recogido en el mismo.

Una vez que ha obtenido el resultado positivo en sus pruebas internas, convocará a la Dirección Facultativa, a la propiedad y se procederá a verificar la finalización satisfactoria del suministro de los componentes y el trabajo mediante la realización de las siguientes pruebas y comprobaciones:

6.1.- PRUEBA DE FIN DE LOS TRABAJOS

La prueba de Finalización de tareas consiste en una inspección visual de todos los componentes de la Planta de energía solar asegurándose de que:

I. Cada componente está libre de daños visibles que puedan afectar a la seguridad del personal y la vida funcional del componente;

II. El uso de materiales e instalaciones es adecuado para el entorno en el que está instalado el componente;

III. Cada componente es de fácil acceso para las operaciones establecidas por los servicios de operación y mantenimiento;

IV. La instalación eléctrica y mecánica se ha realizado de acuerdo con proyecto de ejecución;

V. La disponibilidad de la instalación y de la calibración de todos los equipos de protección y señalización.;

VI. La disponibilidad de los esquemas eléctricos, manuales de seguridad y libros de uso de la misma, tomando en cuenta que el contratista está obligado a proporcionar los manuales de mantenimiento completo para cada uno de los equipos que ha suministrado;

VII. La identificación de los fusibles, interruptores, circuitos, cuadros, celdas, etc.;

VIII. El etiquetado correcto de los cables y las juntas, series de módulos, cajas de conexiones, inversores y estructuras de apoyo, de forma indeleble e inalterable a la intemperie;

IX. La correcta ejecución de las conexiones eléctricas;

X. Cada componente ha sido instalado de acuerdo con las directrices de los fabricantes y las prescripciones de proyecto;

XI. La existencia de las protecciones necesarias contra descargas eléctricas debido a los daños en el aislamiento de partes activas (contacto indirecto);

XII. La existencia de pruebas eléctricas y certificados que corroboren la conformidad con las leyes vigentes y normas técnicas recogidas en el proyecto.;

XIII. La existencia de pruebas en fábrica, informes de calidad y certificados del fabricante, de cada uno de los componentes importantes.

Las inspecciones visuales son aplicables en todos los componentes de la planta, incluyendo la línea de conexión de alta tensión y sus equipos asociados. Las siguientes items como mínimo serán objeto de inspección visual:

a) Estructura de soportación

b) Los módulos fotovoltaicos y la instalación de CC de red, arquetas, cableado, cajas eléctricas y dispositivos de protección

c) El sistema de monitoreo (incluyendo los sensores ambientales, como piranómetros, termopares y el registrador de datos de comunicación) está completamente terminado

d) Las conexiones internas e interconexiones con instalaciones externas, la instalación de baja tensión, incluidos los equipos de protección y equipos de interconexión

e) Inversores (incluyendo la estructura de montaje mural y protección mecánica de impactos)

f) Etiquetado de equipos, planos as-built y la señalización de seguridad y salud

g) Obras civiles incluyendo el vallado perimetral

Nota: Todos los elementos y equipos mencionados anteriormente deben estar instalados en la obra para que esta inspección pueda llevarse a cabo.

Esta Prueba de Finalización de trabajos se considerará superada si todos los ítems superan su inspección conforme a lo aquí recogido.

Si algunos de los elementos comprobados de la lista de trabajos aún están pendientes de ejecución, el propietario y el contratista con el visto bueno de la dirección de obra; podrán optar por firmar el certificado de terminación de trabajo para la planta, reconociendo, en un documento adjunto, la existencia de actividades pendientes de la lista de trabajo y el establecimiento de un plazo razonable para la terminación de las dichas actividades.

6.2.- PRUEBAS DE PUESTA EN MARCHA

Como mínimo, el Contratista llevará a cabo las siguientes pruebas funcionales:

I.- Para todas las series, la continuidad eléctrica y las conexiones entre los módulos fotovoltaicos:

- Strings fotovoltaico - circuito abierto medición de la tensión
- Strings fotovoltaico - medición de corriente
- Prueba de aislamiento fotovoltaico
- La continuidad de la puesta a tierra de protección y / o cables de conexión equipotencial
- Prueba de polaridad

II.- La puesta en marcha de los inversores debe seguir el protocolo del fabricante descrita en el manual de instalación del inversor, como mínimo, deberá incluir:

- Comprobar el cableado del inversor de conformidad con los diagramas esquemáticos, verificando que las conexiones de los cables son firmes,
- Controlar la tensión de CC y la polaridad,

- Verificar la tensión de red de CA;

III. Todos los inversores están instalados y operando de acuerdo con las especificaciones del fabricante y están correctamente calibrados, además de que comunican con la red de datos;

IV. Prueba y certificación de los sistemas de instalación y conexión eléctrica a tierra para garantizar el cumplimiento de las normas aplicables.

V. Pruebas de operación a los sistemas de Protección mediante ensayos de acuerdo con la norma;

VI. El sistema de control y supervisión, incluyendo la sincronización de los equipos para todos los parámetros de entrada.;

VII. pruebas de puesta en servicio del centro de transformación si lo hubiera, con Autorizacion Administrativa;

VIII. Equipamiento de conexión, medida y protección, así como otros aparatos de control deberán ser probados para asegurar un funcionamiento correcto y que están instalados correctamente;

IX. Las pruebas de los cables de alta tensión para garantizar la conformidad con la legislación aplicable y las normas de la compañía distribuidora.

X. Regulación y calibrado del equipo antivertido para comprobar que el vertido de energía a la red de distribución es cero.

XI. Los boletines de la instalación eléctrica en baja tensión, firmado por instalador autorizado y debidamente diligenciados en el Servicio Provincial de Industria

XII. Los planos As-built de las instalaciones y obras realmente ejecutadas, incluyendo coordenadas X, Y, Z de todos los puntos relevantes

XIV. Certificados de seguridad de las estructuras portantes expedido por el fabricante e instalador de la misma, junto con su certificado de garantía y los cálculos mecánicos finales.

XV. Certificados de garantía de todos los equipos, expedidos por el fabricante de los mismos junto con el instalador homologado para su instalación y puesta en marcha.

6.3.- PRUEBAS DE ACEPTACIÓN DE LA OBRA

Este chequeo se considera superado cuando:

I La planta está eléctrica y mecánicamente completa

II El equipo antivertido funciona correctamente y es aceptado y validado por la Compañía Distribuidora

III El sistema de monitorización está completo y en funcionamiento y la planta puede ser monitorizada de forma remota;

IV Todos los inversores están operando de acuerdo con especificaciones del fabricante y se calibran y comunican correctamente con el sistema de monitorización de la planta;

V Todas las pruebas de aislamiento se han completado con éxito y todos los cables han superado las pruebas de aislamiento adecuado según las normativas eléctricas aplicables en cada caso;

VI Circuitos de Corriente Continua y Alterna (tensión, corriente y resistencia de aislamiento), las pruebas se han completado con éxito cuando todos los equipos de generación dan resultados de estos valores de acuerdo con las especificaciones del fabricante de cada uno de ellos;

VII Las estaciones meteorológicas y piranómetros están funcionando y sus señales son capaces de ser supervisados por el Sistema de Monitoreo de la planta. La calibración de piranómetros debe ajustarse al certificado expedido por el fabricante;

VII La cantidad de energía producida a lo largo del día se ajusta a los valores teóricos previstos según las condiciones climatológicas del sistema de monitorización y están dentro del margen de tolerancia que se ha previsto para el mismo.