



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

CAMPUS D'ALCOI

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO DE 100 KW EN CUBIERTA,
UBICADA EN POLÍGONO INDUSTRIAL DE
CANASTELL, CRTRA. DE SAN VICENTE –AGOST, 104,
03690 TÉRMINO MUNICIPAL DE SAN VICENTE DEL
RASPEIG, PROVINCIA DE ALICANTE**

TRABAJO FINAL DE GRADO

MACOS MARTÍNEZ CRESPO

CONVOCATORIA SEPTIEMBRE DE 2017

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| 1. MEMORIA DESCRIPTIVA | 5 |
| 1.1 RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS | 6 |
| 1.2 CONSIDERACIONES GENERALES | 8 |
| 1.3 ANTECEDENTES | 8 |
| 1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO | 9 |
| 1.5 OBJETO DEL PROYECTO | 9 |
| 1.6 DATOS DEL TITULAR DE LA INSTALACIÓN | 9 |
| 1.7 UBICACIÓN | 10 |
| 1.8 ELEMETOS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN | 11 |
| 1.8.1 Módulos Fotovoltaicos | 11 |
| 1.8.1.1 Composición de los módulos | 12 |
| 1.8.2 Configuración del Campo Solar | 13 |
| 1.8.3 Inversores Conectados a Red | 14 |
| 1.8.3.1 Características del Inversor | 14 |
| 1.8.4 Sistema de Fijación de los Módulos | 15 |
| 1.8.4.1 Descripción | 16 |
| 1.8.4.2 Características de la Estructura | 17 |
| 1.9 CÁLCULO DE ENERGÍA | 20 |
| 1.9.1 Energía Generada | 20 |
| 1.9.2 Variación del Sistema con la Temperatura y la Irradiancia | 20 |
| 1.9.3 Rendimiento del Sistema | 22 |
| 1.9.4 Cálculo de la Energía Mediante PVGIS | 22 |
| 1.10 NORMATIVAS Y ORDENANZAS DE APLICACIÓN | 27 |
| 1.11 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA | 29 |
| 1.11.1 Potencia Prevista de la Instalación | 29 |
| 1.11.2 Módulos del Campo Fotovoltaico | 30 |
| 1.11.3 Distribución de la Planta Solar | 32 |
| 1.11.4 Descripción Eléctrica de la Planta Solar | 33 |
| 1.11.5 Circuito de Continua | 34 |
| 1.11.6 Circuito de Alterna | 35 |
| 1.11.7 Acondicionamiento de Potencia | 36 |
| 1.11.8 Líneas de Distribución y Canalizaciones | 39 |
| 1.11.9 Línea de Conexión a Tierra de la Instalación Solar | 39 |

| | | |
|---------|--|----|
| 1.11.10 | Protecciones y Sistema de Medida | 41 |
| 1.11.11 | Control Automático de Vertido 0..... | 42 |
| 1.11.12 | Garantía | 47 |
| 1.12 | BIBLIOGRAFÍA | 48 |
| 2. | CÁLCULOS ELÉCTRICOS | 50 |
| 2.1 | DATOS DE PARTIDA | 51 |
| 2.2 | FÓRMULAS UTILIZADAS | 53 |
| 2.2.1 | Cálculo de Secciones y Protecciones | 60 |
| 2.2.1.1 | Secciones de la Parte de Continua | 61 |
| 2.2.1.2 | Secciones de la Parte de Alterna | 63 |
| 2.2.1.3 | Justificación de Protecciones del Sistema | 65 |
| 2.2.1.4 | Protecciones | 67 |
| 2.2.1.5 | Resumen | 74 |
| 2.2.1.6 | Secciones de las Tomas de Tierra | 75 |
| 3. | CONDICIONES GENERALES..... | 76 |
| 3.1 | OBJETO..... | 77 |
| 3.2 | CONDICIONES GENERALES..... | 77 |
| 3.3 | CONDICIONES FACULTATIVAS LEGALES | 77 |
| 3.4 | SEGURIDAD EN EL TRABAJO | 78 |
| 3.5 | SEGURIDAD PÚBLICA | 79 |
| 3.6 | DATOS DE LA OBRA | 79 |
| 3.7 | REPLANTEO DE LA OBRA | 79 |
| 3.8 | MEJORAS Y VARIACIONES DE LA OBRA | 80 |
| 3.9 | RECEPCIÓN DEL MATERIAL..... | 80 |
| 3.10 | ORGANIZACIÓN | 80 |
| 3.11 | FACILIDADES PARA LA INSPECCIÓN..... | 81 |
| 3.12 | CANALIZACIONES ELÉCTRICAS | 81 |
| 3.13 | IDENTIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES | 81 |
| 3.14 | RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y RIGIDEZ DIELECTRICA | 82 |
| 3.15 | CAJAS DE EMPALME..... | 82 |
| 3.16 | LÍNEA DE CANALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN | 83 |
| 3.17 | INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS..... | 83 |
| 3.18 | FUSIBLES | 84 |
| 3.19 | INTERRUPTORES DIFERENCIALES..... | 84 |
| 3.20 | EQUIPOS DE MEDIDA..... | 85 |
| 3.21 | LÍNEA DE PUESTA A TIERRA..... | 85 |

| | | |
|--------|---|----|
| 3.21.1 | Puesta a Tierra de las Instalaciones Fotovoltaicas | 85 |
| 3.22 | INSPECCIONES Y PRUEBAS EN FÁBRICA | 86 |
| 3.23 | MEDIOS AUXILIARES | 86 |
| 3.24 | EJECUCIÓN DE LAS OBRAS | 86 |
| 3.25 | SUBCONTRATACIÓN DE LAS OBRAS | 87 |
| 3.26 | PLAZO DE EJECUCIÓN | 87 |
| 3.27 | RECEPCIÓN PROVISIONAL | 88 |
| 3.28 | MANTENIMIENTO | 88 |
| 4. | PRESUPUESTO | 89 |
| 4.1 | PRESUPUESTO INSTALACIÓN SOLAR DE 99,9 KW (112,32 KW) | 90 |
| 4.2 | DESGLOSE POR PARTIDAS | 90 |
| 4.2.1 | Módulos Solares | 90 |
| 4.2.2 | Estructura Soporte | 90 |
| 4.2.3 | Inversores | 91 |
| 4.2.4 | Instalación Eléctrica | 91 |
| 4.2.5 | Cuadro de Maniobra para Vertido 0 | 91 |
| 4.2.6 | Proyecto, Visado y Legalización | 91 |
| 5. | PLANOS | 92 |
| 6. | ANEXOS | 93 |

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS

Título del proyecto:

Instalación solar fotovoltaica para autoconsumo de 100 kW en cubierta, ubicada en Polígono Industrial de Canastell, Crtra. De San Vicente –Agost, 104, 03690 término municipal de San Vicente del Raspeig, provincia de Alicante.

Situación:

Polígono Industrial de Canastell, Crtra. De San Vicente –Agost, 104, 03690 término municipal de San Vicente del Raspeig, provincia de Alicante.

Titular:

INDUSTRIA ALMENDRAS LLOPIS S.A.
Pol. Canastell, Crtra. De San Vicente –Agost, 104, 03690
C.I.F. A14837427

Potencia Prevista:

Potencia Nominal 99.00 W
Potencia de Pico 112.320 W

Instalación Fotovoltaica:

Compuesta por 432 paneles fotovoltaicos de 260 Wp de Silicio Policristalino, marca SolarWorld, modelo SW 260 poly

Inversores:

La instalación constará de 12 inversores monofásicos, 6 de los cuales serán del modelo 7000 HV (6,65 kW) y los otros 6 del modelo 10000 TL (10 kW)

Estructura Sujeción de Módulos:

Estructura de aluminio (EN AW 6005A T6), con sujeción a cubierta de chapa metálica mediante tornillería de acero inoxidable.

Punto de Conexión:

En el cuarto de contadores, antes del equipo de medida convencional.

Contrato de Mantenimiento:

A realizar por la empresa instaladora.

Presupuesto:

El presupuesto total asciende a 86.700 Euros.

1.2 CONSIDERACIONES GENERALES

Un sistema fotovoltaico de Autoconsumo de conexión a red, se puede definir como, un sistema de generación fotovoltaica que trabaja en paralelo con la red de la Compañía Eléctrica, para alimentar los consumos eléctricos de un suministro. Es decir, los dos sistemas de generación están conectados entre sí, de forma que ambos suministran electricidad a las cargas.

En un sistema de Autoconsumo Sin Vertido a Red, además existe un sistema de monitorización permanente, de forma que cuando se rebasa cierto nivel de producción respecto a los consumos, actúa sobre la generación desconectándola antes de que ésta alimente a la Red Eléctrica de Distribución. De forma que la instalación nunca afecta directamente a la Red Eléctrica.

La normativa actual permite dicho tipo de instalaciones quedando reguladas en el marco del R.E.B.T. en su ITC-BT 40, punto 4.3. Interconectadas, y con el R.D. 1699/2011. No existiendo todavía claridad suficiente sobre si dicho R.D. 1699/2011 es el desarrollo normativo de la ITC-BT 40 punto 4.3., o bien sólo es el desarrollo para aquellas instalaciones que también vierten a la Red. En cualquier caso, la presente instalación se ajustará a ambas normativas.

1.3 ANTECEDENTES

El agotamiento de muchos recursos vitales para nuestra especie a consecuencia de su dilapidación o de su destrucción, fruto de comportamientos conscientes o inconscientes, orientados por la búsqueda de beneficios particulares a corto plazo, constituye uno de los más preocupantes problemas de la actual situación de emergencia planetaria.

Por ello, es esencial buscar la forma de reemplazar los medios tradicionales de obtención de energía, por otros que estén en consonancia con el medio ambiente, y no representen una amenaza a largo plazo para nosotros y nuestro medio ambiente.

Además de las energías primarias (petróleo, carbón y gas natural), que son fuentes susceptibles de agotamiento y que además contribuyen a deteriorar el medio ambiente, existen otro tipo de energías más seguras y menos contaminantes.

Se trata de las energías renovables, y son aquellas que producen electricidad a partir del sol, el viento, y el agua.

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Por todo lo mencionado en el apartado anterior, INDUSTRIA ALMENDRAS LLOPIS S.A. en su emplazamiento de Polígono Canastell (Alicante), ha decidido realizar una instalación de autoconsumo, mediante energía solar fotovoltaica, de forma que, en la medida de lo posible, el consumo de dicha industria sea abastecido desde una instalación generadora ubicada en el mismo emplazamiento, reduciendo así la dependencia con la red eléctrica de la compañía.

Para ello, en la cubierta de la nave industrial donde se ubica, se instalarán los módulos fotovoltaicos de generación eléctrica. Configurando el campo solar, produciendo la corriente a partir de la luz del sol. Esperando obtener beneficios tanto medioambientales, ahorrando emisión de gases contaminantes y causantes del efecto invernadero, así como de ahorro económico al reducir la dependencia del suministro externo.

1.5 OBJETO DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene por objeto la descripción y estudio de la instalación solar fotovoltaica fija sobre cubierta, que se pretende instalar en el techo de la nave indicada. Definiendo todas las partes de la instalación, así como sus características técnicas, con el objetivo de poner en práctica los conocimientos adquiridos en el grado de Ingeniería Eléctrica.

Con este proyecto trataremos de justificar el uso de energías renovables, tanto por razones medioambientales como económicas.

Además, todo el proyecto estará adaptado a la legislación vigente, pudiendo así solicitar a los Organismos competentes la autorización reglamentaria para su completa legalización.

1.6 DATOS DEL TITULAR DE LA INSTALACIÓN

Titular: INDUSTRIA ALMENDRAS LLOPIS S.A.

Domicilio Social: POLÍGONO CANASTELL, CARRETERA DE SAN VICENTE – AGOST, 104, 03690 (ALICANTE)

C.I.F.: A14837427

1.7 UBICACIÓN

Ubicación:

La instalación está prevista en la cubierta de la nave situada en POLÍGONO INDUSTRIAL DE CANASTELL, CARRETERA DE SAN VICENTE –AGOST, 104, 03690 Término Municipal de San Vicente del Raspeig (Alicante).

Coordenadas:

38°24'13.1"N 0°32'25.4"W

Referencia Catastral:

4937818YH1543N0001SX



1.8 ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN

Los componentes principales que configuran la instalación y definen las características de la misma son los siguientes:

- Módulos fotovoltaicos
- Sistema de fijación a la cubierta
- Inversos de conversión de CC a CA, y conexión a la red interior
- Instalación eléctrica
- Sistema de monitorización para realizar la desconexión en caso de verter energía a la red

Tras realizar un estudio de la cubierta en cuestión, en cuanto a superficie, inclinación y orientación, se considera que es posible realizar una instalación de un sistema solar fotovoltaico de 112,32 kWp o 99,9 kW de potencia nominal de producción.

La potencia mencionada se alcanza a través de 432 módulos de tecnología fotovoltaica de silicio Policristalino, conectados a doce inversores monofásicos, seis de los cuales con una potencia nominal de 6,65 kW, y otros seis con 10 kW, unidos en paralelo. Configurando así el total de la instalación solar fotovoltaica, detallada en los siguientes apartados.

1.8.1 Módulos Fotovoltaicos

El panel fotovoltaico seleccionado para esta instalación es el SW 260 Poly. Se trata de una placa solar Alemana de 260 W, de alta eficiencia (15,51%), para conexión a red y autoconsumo. Dicha placa está fabricada con Silicio Policristalino, con esquinas reforzadas y un marco de aluminio. Diseñada para soportar impactos y granizo, así como cargas de viento y nieve.

Este módulo cumple con todos los requisitos de la norma IEC, y sus características son las siguientes:

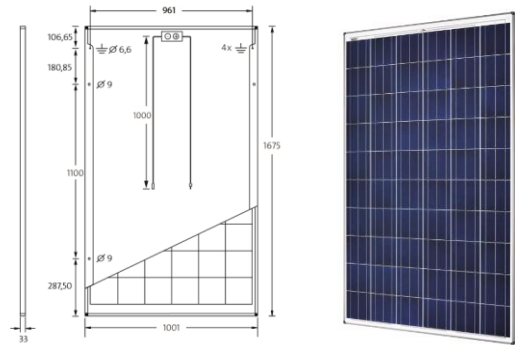
Características Eléctricas:

| | | |
|---------------------------|-----------|---------|
| Potencia Máxima | P_{max} | 260 Wp |
| Tensión Circuito Abierto | U_{oc} | 38.4 V |
| Tensión Máxima de Pico | U_{mpp} | 31.4 V |
| Intensidad Cortocircuito | I_{sc} | 8.94 A |
| Intensidad Máxima de Pico | I_{mpp} | 8.37 A |
| Eficiencia del Módulo | η_m | 15.51 % |

Características calculadas en condiciones STC: 1000W/m², 25°C

Dimensiones Físicas:

| | |
|---------|---------|
| Altura | 1675 mm |
| Anchura | 1001 mm |
| Espesor | 33 mm |
| Peso | 18 Kg |



1.8.1.1 Composición de los módulos

EVA (Etileno-Vinil-Acetato): Es el encapsulante.

Tedlar: Material formado por tres capas Tedlar-Poliéster-Tedlar, es el responsable de la estanqueidad del módulo por su cara posterior. El tedlar protege al poliéster de los efectos de degradación que la luz solar tiene sobre éste.

Vidrio: Es de bajo contenido en hierro para mejorar su transmisividad. Templado para ser resistente a impactos.

Célula Solar: Compuesta de silicio Policristalino.

Marcos: Perímetro protector del panel, compuesto de aluminio, y haciendo de soporte del panel.

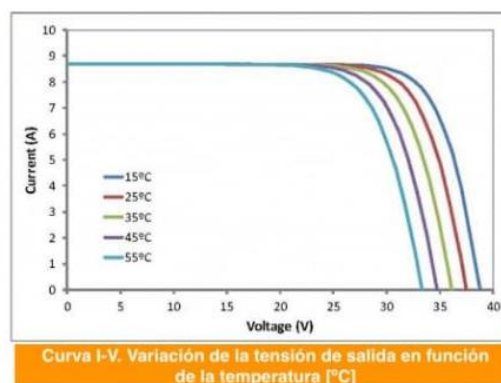
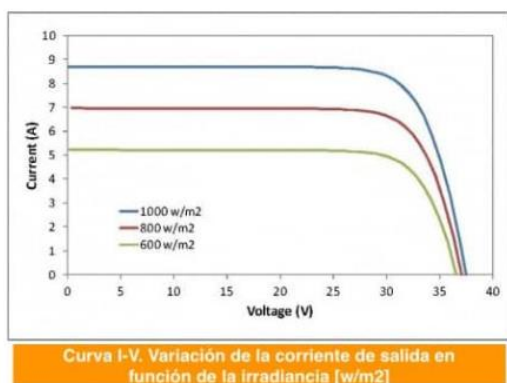
Los materiales se colocan en el siguiente orden: Vidrio-EVA-Células-EVA-Tedlar

Características del módulo:

| | |
|------------------------|---------------------------------------|
| Células por módulo | 60 |
| Tipo de célula | Silicio Policristalino |
| Dimensión de la célula | 165 _{mm} x 165 _{mm} |
| IP | 65 |
| Conector | H40 |

Variación de la tensión e intensidad respecto a irradiancia y temperatura:

Para realizar el cálculo de las tensiones de circuito abierto (U_{oc}) y máxima potencia (U_{mpp}) con variaciones de temperatura, para valores mínimos de $-10^{\circ}C$, y valores máximos de $65^{\circ}C$, debemos tener en cuenta las siguientes gráficas:



1.8.2 Configuración del Campo Solar

Teniendo en cuenta que disponemos de dos tipos de inversores, seis del tipo 7000 HV y seis del tipo 10000 TL, se han definido dos configuraciones distintas, con las cuales se consigue un campo solar con un total de 432 módulos de 260 W. Las características son las siguientes:

| Tipo de Serie | Nº de Módulos en Serie | $U_{oc} -10^{\circ}C$ (V) | $U_{mpp} 65^{\circ}C$ (V) | $I_{mpp} 25^{\circ}C$ (V) | $I_{sc} 25^{\circ}C$ (A) |
|---------------|------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| 1 | 15 | 638,49 | 374,49 | 8,37 | 8,94 |
| 2 | 14 | 595,93 | 349,52 | 8,37 | 8,94 |

El campo fotovoltaico se cableará con cable especialmente diseñado para este tipo de aplicaciones solares, con la denominación RV-K, de doble envoltente y para un uso en exteriores. Para el cálculo de la sección a utilizar se establece una caída máxima del 1% sobre la tensión máxima de trabajo a $65^{\circ}C$ de célula ($U_{mpp} 65^{\circ}C$).

Los conductores de los circuitos de corriente continua se tenderán desde las estructuras de fijación de los módulos, hasta la ubicación de los inversores, agrupados en cubierta por bandeja, y en el interior, conducidos por bandeja y canal protectora de PVC con tapa.

Las series irán cableadas de forma independiente hasta su conexión con los inversores.

1.8.3 Inversores Conectados a Red

Como se ha mencionado anteriormente tenemos doce inversores de la marca SMA, los cuales están distribuidos de la siguiente forma:

- Para las series tipo 1 tenemos seis inversores, modelo 7000 HV. Cada serie conecta con un inversor, haciendo un total de seis series. Dicho inversor tiene una potencia nominal de salida de 6,65 kW.
- Para las series tipo2 tenemos los otros seis inversores, modelo 10000 TL. Cada serie también, conecta con un inversor, con un total de seis series. Dicho inversos tiene una potencia nominal de salida de 10 kW.

Para la conexión de las doce series, se hará de forma alternativa, con el objetivo de que el conjunto resulte en una instalación trifásica equilibra. Esto se consigue conectando a cada fase dos inversores de 6,65 kW y dos más de 10 kW, haciendo un total de 33.3 kW de potencia nominal de salida por fase.

Los inversores cumplen con las normativas establecidas en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre, por el cual se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de 100 kW o menos.

Esto implica, y así se recoge en los certificados emitidos por el fabricante, que son adecuados para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico es capaz de proporcionar a lo largo del día.

1.8.3.1 Características del Inversor

A continuación se detallan las características fundamentales de los dos tipos de inversores:

- Potencia nominal: 6.7 kW
- Potencia pico: 8.4 kWp
- Tensión máxima: 800 V
- Intensidad máxima: 23 A

- Tensión mínima: 335 V
- Monitorización de red: ENS
- Entradas MPP: 1
- Entradas CC: 4
- Protección IP: 65
- Transformador
- Display
- Eficiencia: 96%
- Garantía: 5 años
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador MPP
- Certificación de directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica
- Certificación de directivas comunitarias de Compatibilidad Electromagnética
- Protección contra cortocircuitos en alterna
- Protección contra sobretensiones
- Desconexión con tensión de red fuera de rango
- Desconexión con frecuencia de red fuera de rango
- Protección contra perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de red, etc.
- Separación galvánica o sistema equivalente

1.8.4 Sistema de Fijación de los Módulos

La cubierta de la nave tiene una inclinación propia de 10°, y puesto que la inclinación óptima para la ubicación en estudio es de 35°, se instalará una estructura que aporte los 25° restantes a los módulos fotovoltaicos, consiguiendo así la inclinación deseada. Con esto quedan fijados los 432 paneles fotovoltaicos que componen la instalación generadora.

Así pues, vamos a proceder a desarrollar en este apartado una descripción detallada de la estructura de fijación a emplear.

1.8.4.1 Descripción

La planta solar se instala sobre la cubierta de la nave, la cual está constituida por una estructura de hormigón prefabricada y acabada con un panel tipo sándwich.

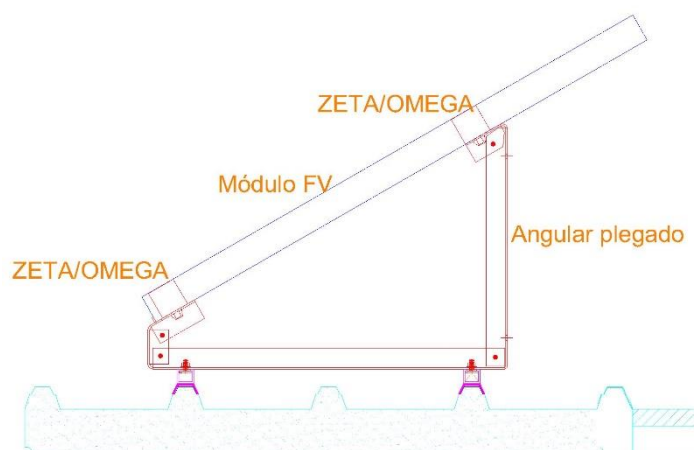
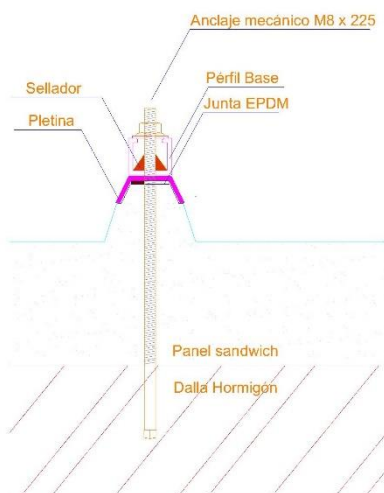
Debido a este tipo de cubierta se ha seleccionado una estructura que se adapte a las particularidades de la misma, con un sistema compuesto por:

- Anclaje Mecánico
- Perfil Base
- Angular y Accesorios de Sujeción de Módulos

El panel sándwich será perforado por las crestas, y se anclará a la correa de hormigón. La colocación de los anclajes de tipo químico se realizará siguiendo las instrucciones del fabricante.

Con el objetivo de ajustar la ubicación de los módulos solares, previamente se utilizará un perfil base que se instalará sobre cada greca, perpendicular a las correas de hormigón. Este perfil de aluminio se apoyará sobre una pletina que permitirá un reparto de cargas sobre la zona de la cubierta afectada, y el adecuado montaje de los módulos.

La impermeabilización se realizará utilizando juntas de tipo EPDM, así como selladores elásticos resistentes a los agentes climatológicos.



1.8.4.2 Características de la Estructura

Normativa:

La estructura diseñada se realizará de acuerdo a la normativa vigente, CTE DB SE de seguridad estructural, asegurando su seguridad, y la integridad de las personas frente a las cargas de viento, así como la carga de nieve que debe soportar en su conjunto. La normativa de aplicación es la siguiente:

Real Decreto 314/2006, de 17 de Marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, aplicándose las exigencias básicas desarrolladas en los documentos básicos siguientes:

- DB SU Seguridad de Utilización
- DB HE Ahorro de Energía
- DB SE Seguridad estructural
- DB SE-AE Acciones en la edificación
- DB SE-C Cimientos
- DB SE-A Acero
- EHE Instrucción de hormigón estructural
- EAE Instrucción de acero estructural
- Eurocódigo 9: Proyecto de estructuras de aluminio

Características del Aluminio:

El sistema de montaje seleccionado es de perfilera en aluminio. La utilización del aluminio permite adaptarse con facilidad a cualquier tipo de cubierta, y ofrecer las máximas garantías de durabilidad e impermeabilización.

La ligereza del aluminio permite reducir las cargas de peso en las cubiertas, el aluminio presenta una excelente resistencia a la corrosión atmosférica en un medio marino, urbano e industrial. Bajo la influencia del oxígeno del aire, el aluminio se cubre de una capa de alúmina que lo protege de forma natural contra la corrosión.

El aluminio utilizado será la aleación 6063-T6, debido a su facilidad de extrusión, unas características mecánicas adecuadas y un excelente comportamiento natural en ambiente rural e industrial.

Composición:

La composición química del aluminio está definida por los siguientes valores en tanto por cien (%):

| | |
|--------------|------------|
| Si | 0.2 – 0.6 |
| Fe | 0.35 |
| Cu | 0.1 |
| Mn | 0.1 |
| Mg | 0.45 – 0.9 |
| Cr | 0.1 |
| Zn | 0.1 |
| Ti | 0.1 |
| Otros | 0.15 |
| Al | El resto |

Características Físicas y Mecánicas Principales:

| | |
|---|-------------------------------|
| Carga de rotura | 215 N/mm ² |
| Límite elástico | 170 N/mm ² |
| Densidad | 2,70 kg/dm ³ |
| Coefficiente de dilatación por °C (20° – 100°) | 23,5 x 10 ⁻⁶ |
| Conductividad térmica | 201 W/Mk y 0,48 cal/cm s °C |
| Resistividad | 3.3 μ Ω x cm ² /cm |
| Módulo elástico | 68.600 N/mm ² |

Como anclaje se ha seleccionado un tornillo mecánico del fabricante FISCHER, concretamente el FAZ 8/160.

La tornillería será de acero inoxidable austenítico de tipo A2-70. A continuación se adjunta una tabla con las características químicas, mecánicas y físicas del material utilizado:

CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS

| Tipo | DIN ISO 3506 | C % | Si % | Mn % | Cr % | Mo % | Ni % | Otros % |
|--------------|--------------|-----------|------|------|---------|---------|--------|---------|
| Austenítico | (A2) 1.4301 | 0,1 | 1,0 | 2,0 | 15+20 | -- | 8,0+19 | -- |
| Austenítico | (A4) 1.4401 | 0,08 | 1,0 | 2,0 | 16+18,5 | 2,0+3,0 | 10+15 | -- |
| Ferrítico | (F1) 1.4016 | 0,12 | 1,0 | 1,0 | 15+18 | -- | 1,0 | -- |
| Martensítico | (C1) 1.4006 | 0,09+0,15 | 1,0 | 1,0 | 11,5+14 | -- | 1,0 | -- |

Otros tipos de acero sobre demanda

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

| Tipo | DIN ISO 3506 | Clase de Resistencia | Rm mín N/mm ² | Rp (0.2) mín N/mm ² | AL mín |
|--------------|--------------|----------------------|-----------------------------|-----------------------------------|--------|
| Austenítico | (A2) 1.4301 | 50 | 500 | 210 | 0,6 d |
| Austenítico | (A4) 1.4401 | 70 | 700 | 450 | 0,4 d |
| | | 80 | 800 | 600 | 0,3 d |
| Ferrítico | (F1) 1.4016 | 45 | 450 | 250 | 0,2 d |
| | | 60 | 600 | 410 | |
| Martensítico | (C1) 1.4006 | 50 | 500 | 250 | 0,2 d |
| | | 70 | 700 | 410 | 0,2 d |

Rm = Carga de Rotura Rp = Limite elástico AL = Alargamiento mínimo

VALORES CALCULADOS DE PAR DE APRIETE, CARGA DE ROTURA Y LÍMITE ELÁSTICO

| | Clase de resistencia | M3 | M4 | M5 | M6 | M8 | M10 | M12 | M14 | M16 | M20 |
|---------------------------------|----------------------|-----|-----|------|------|------|------|------|------|-------|-------|
| Par de Apriete Recomendado (Nm) | 80 | 1,2 | 2,7 | 5,4 | 9,3 | 22 | 44 | 76 | 121 | 187 | 364 |
| | 70 | 0,9 | 2 | 4,1 | 7 | 17 | 33 | 57 | 91 | 140 | 273 |
| Carga de Trabajo (KN) | 80 | 2 | 3,4 | 5,5 | 7,8 | 14,3 | 22,6 | 32,8 | 44,8 | 61,2 | 95,5 |
| | 70 | 1,5 | 2,6 | 4,2 | 5,9 | 10,7 | 17 | 24,7 | 33,7 | 46,9 | 71,7 |
| Carga de Rotura (KN) | 80 | 4 | 7 | 11,3 | 16,1 | 29,2 | 46,6 | 67,4 | 92 | 125,6 | 196 |
| | 70 | 3,5 | 6,1 | 9,9 | 14 | 25,6 | 40,6 | 59 | 80,5 | 109,9 | 171,5 |
| Limite Elástico (KN) | 80 | 3 | 5,3 | 8,5 | 12 | 21,9 | 34,8 | 50,5 | 69 | 94,2 | 147 |
| | 70 | 2,2 | 3,9 | 6,4 | 9 | 16,4 | 26,1 | 37,9 | 51,8 | 70,6 | 110,4 |

PROPIEDADES FÍSICAS A 20° C

| | AISI | Densidad | | Resistividad | Coeficiente de expansión | | Conductividad térmica | | Calor específico | | Dureza HB(30) |
|--------------|------|--------------------|--------------------|---------------------|--------------------------|----------------------|-----------------------|----------|------------------|----------|---------------|
| | | Kg/dm ³ | lb/in ³ | 10 ⁻⁸ Ωm | 10 ⁻⁶ /°C | 10 ⁻⁶ /°F | W/m°C | BTU/ft°F | J/Kg°C | BTU/lb°F | mín |
| Austeníticos | 304 | 7,97 | 0,29 | 0,72 | 16,5 | 9,4 | 15 | 8,7 | 500 | 0,12 | 130 |
| | 316 | 7,97 | 0,29 | 0,75 | 16,0 | 9,2 | 13,5 | 7,8 | 500 | 0,12 | 130 |
| Martensítico | 410 | 7,73 | 0,28 | 0,60 | 11,0 | 6,1 | 26 | 14,5 | 460 | 0,11 | 140 |
| Ferrítico | 430 | 7,73 | 0,28 | 0,60 | 11,0 | 6,1 | 22 | 12,7 | 460 | 0,11 | 130 |

TOLERANCIAS Y CONDICIONES TÉCNICAS DE SUMINISTRO

| Normas | Descripción |
|----------------|---|
| DIN / ISO 4759 | Tolerancias para tornillos y tuercas con Ø rosca de 1,6 a 150 mm. |
| DIN / ISO 3289 | Ensayo de recepción. |
| DIN / ISO 3506 | Condiciones técnicas de suministro. |
| DIN / ISO 8992 | Exigencias generales para tornillos y tuercas. |
| DIN 267 | Tolerancias y clases de resistencia. Parte 2 y 3. |

La estructura además de soportar las placas, tiene la función de orientar los paneles fotovoltaicos. La estructura permitirá orientar los paneles hacia el SUR, siguiendo la orientación del edificio con un margen de $20,77^\circ$, y con una inclinación de 25° , tal y como se ha mencionado anteriormente, y asegurando un margen entre filas suficiente para que no incidan sombras sobre ningún panel, tomando como guía para realizar los cálculos el solsticio de invierno, concretamente el 21 de Diciembre.

1.9 CÁLCULO DE ENERGÍA

1.9.1 Energía Generada

Para realizar el cálculo de la energía que genera la instalación solar fotovoltaica situada en la cubierta de la nave indicada, tendremos en cuenta numerosos factores como son la orientación e inclinación propia de la cubierta, la radiación solar, condiciones climatológicas, potencia instalada del campo fotovoltaico, potencia nominal del inversor, así como su rendimiento interno y todas las pérdidas intrínsecas de la instalación. Además de elementos externos a la instalación, como pueden ser las condiciones del suministro eléctrico sobre el que se vierte la producción.

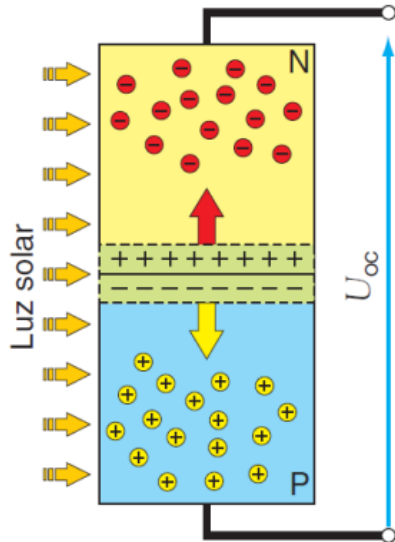
En nuestro caso de autoconsumo éste último factor es muy relevante, ya que el sistema se adapta al consumo, y una vez que éste demande menos potencia de la que proporciona el sistema, se producirá un corte de suministro por parte del mismo, con el objetivo de evitar verter la energía excedente a la Red de Distribución. De forma que aun pudiendo haber producción, la energía no llegaría a generarse.

1.9.2 Variación del Sistema con la Temperatura y la Irradiancia

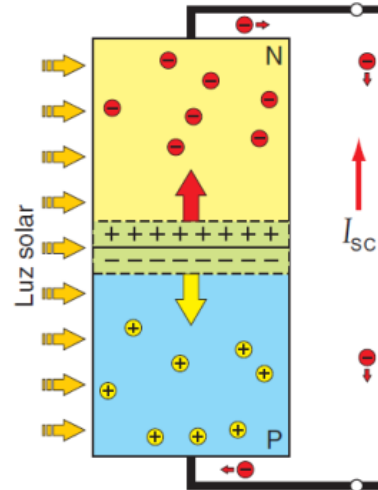
Las condiciones de funcionamiento de una célula fotovoltaica tales como la irradiación y la temperatura afectan directamente a la tensión, intensidad y potencia generada por la misma y es conveniente saber cómo afectan estas condiciones en el comportamiento de una célula solar.

Los valores más afectados por estas variaciones son:

- La tensión de circuito abierto U_{oc}
- La corriente de cortocircuito I_{sc}

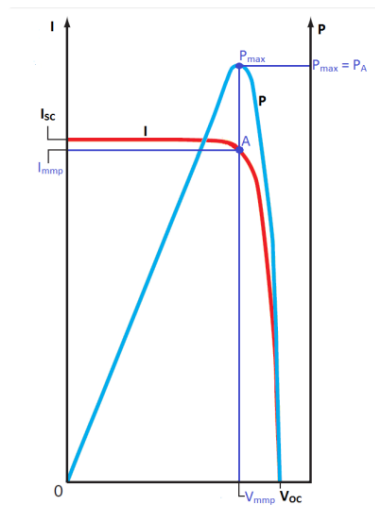


Célula solar en circuito abierto.



Célula solar en cortocircuito.

Una vez conocidos estos valores, cabe destacar que la célula tiene un punto de funcionamiento de máxima potencia (P_{mmp}), que se define por el producto de la tensión e intensidad de máxima potencia ($U_{mmp} \times I_{mmp}$)



La potencia máxima en **condiciones estándar de medida (CEM) o Standard Test Conditions (STC)**, que son: temperatura de la célula **25°C**, irradiancia **1000 W/m²** y AM (masa de aire) **1,5**, también se denomina **potencia de pico de la célula**.

En el caso de nuestra instalación, según el fabricante, nuestros módulos fotovoltaicos presentan las siguientes pérdidas:

| | |
|------------------------|----------|
| U_{oc} | -0.31%/K |
| I_{sc} | 0.051%/K |
| P_{mmp} | -0.41%/K |

1.9.3 Rendimiento del Sistema

Por otro lado, para calcular la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, se deben tener en cuenta las siguientes pérdidas, cuyo valor habrá que descontar de las tablas de irradiancia, y que se denominan *Rendimiento energético de la instalación o performance ratio (PR)*:

| Concepto | Porcentaje (%) |
|--|----------------|
| Temperatura | 9 |
| Cableado | 1 |
| Dispersión de parámetros y suciedad | 4 |
| Seguimiento del punto de máxima potencia | 1 |
| Eficiencia energética del inversos | 3 |
| Otros | 2 |

Esto nos da un total de pérdidas del **20 %**, lo cual se coincide con el performance ratio (**PR**) típico de **0,8** para instalaciones con inversor.

1.9.4 Cálculo de la Energía Mediante PVGIS

En este apartado realizaremos el cálculo de la energía total que entregará la planta por medio de un programa llamado PVGIS.

En el cuál introduciendo datos como la ubicación de la instalación, azimut, inclinación de los módulo, potencia instalada, etc. Nos dará los siguientes resultados:

Rendimiento del sistema FV conectado a red

PVGIS estimación de la producción de electricidad solar

Lugar: 38°24'13" Norte, 0°32'25" Oeste, Elevación: 133 m.s.n.m,

Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-classic

Potencia nominal del sistema FV: 112.3 kW (silicio cristalino)

Pérdidas estimadas debido a la temperatura y niveles bajos de irradiancia: 11.3% (utilizando la temperatura ambiente)

Pérdidas estimadas debido a los efectos de la reflectancia angular: 2.7%

Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 14.0%

Pérdidas combinadas del sistema FV: 25.8%

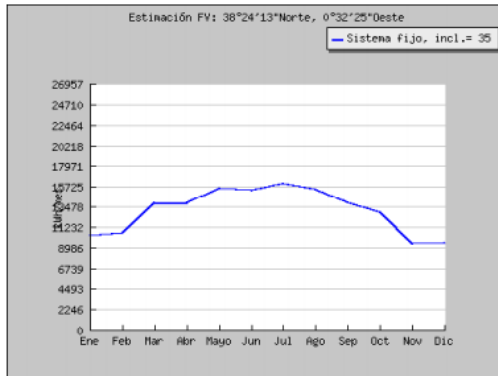
| Sistema fijo: inclinación=35 grados, orientación=20 grados | | | | |
|---|--------|--------|------|------|
| Mes | Ed | Em | Hd | Hm |
| Ene | 330.00 | 10200 | 3.77 | 117 |
| Feb | 378.00 | 10600 | 4.36 | 122 |
| Mar | 448.00 | 13900 | 5.30 | 164 |
| Abr | 464.00 | 13900 | 5.58 | 167 |
| Mayo | 501.00 | 15500 | 6.09 | 189 |
| Jun | 511.00 | 15300 | 6.30 | 189 |
| Jul | 517.00 | 16000 | 6.47 | 200 |
| Ago | 497.00 | 15400 | 6.22 | 193 |
| Sep | 465.00 | 14000 | 5.72 | 171 |
| Oct | 415.00 | 12900 | 5.01 | 155 |
| Nov | 312.00 | 9350 | 3.63 | 109 |
| Dic | 307.00 | 9520 | 3.51 | 109 |
| Año | 429.00 | 13000 | 5.17 | 157 |
| Total para el año | | 157000 | | 1890 |

Ed: Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh)

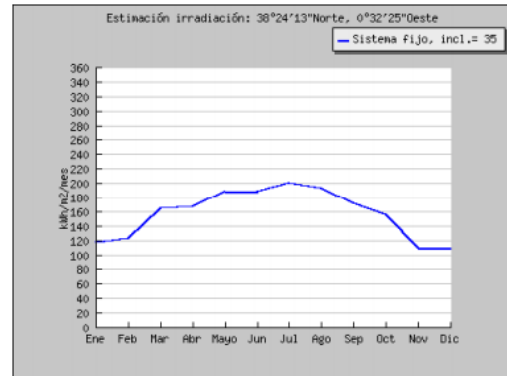
Em: Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh)

Hd: Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

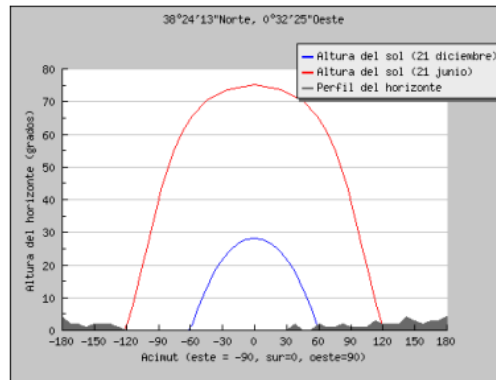
Hm: Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²)



Producción mensual de energía de un sistema FV con ángulo fijo



Irradiación mensual sobre un plano con ángulo fijo



Perfil del horizonte con la trayectoria solar para el solsticio de invierno y verano

Irradiación global en el emplazamiento seleccionado

Lugar: 38°24'13" Norte, 0°32'25" Oeste, Elevación: 133 m.s.n.m,

El ángulo de inclinación óptimo es: 35 grados

Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.0 %

| Mes | Hh | Hopt | H(35) | lopt | T24h | NDD |
|------|------|------|-------|------|------|-----|
| Ene | 2320 | 3880 | 3880 | 62 | 10.8 | 175 |
| Feb | 3090 | 4470 | 4470 | 54 | 10.7 | 138 |
| Mar | 4360 | 5380 | 5380 | 41 | 13.1 | 71 |
| Abr | 5290 | 5610 | 5610 | 25 | 16.3 | 21 |
| Mayo | 6370 | 6080 | 6080 | 13 | 19.1 | 1 |
| Jun | 6900 | 6280 | 6280 | 5 | 23.0 | 0 |
| Jul | 6920 | 6440 | 6440 | 9 | 25.9 | 0 |
| Ago | 6110 | 6240 | 6240 | 20 | 26.3 | 0 |
| Sep | 4940 | 5790 | 5790 | 36 | 23.2 | 2 |
| Oct | 3720 | 5120 | 5120 | 50 | 19.7 | 15 |
| Nov | 2390 | 3730 | 3730 | 59 | 14.7 | 129 |
| Dic | 2070 | 3620 | 3620 | 64 | 11.2 | 173 |
| Año | 4550 | 5230 | 5230 | 35 | 17.9 | 725 |

Hh: Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m2/día)

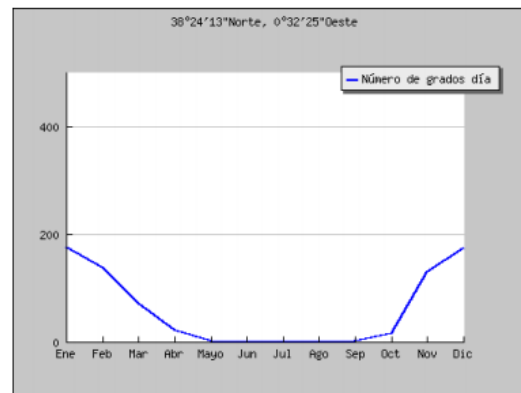
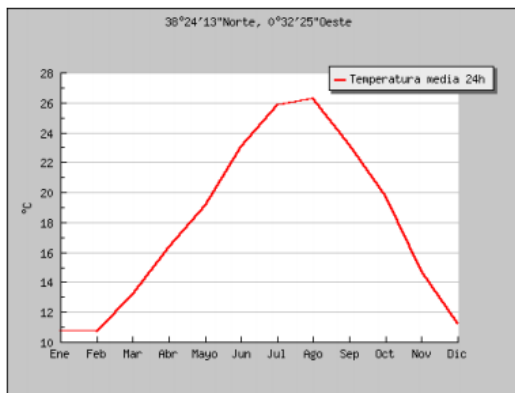
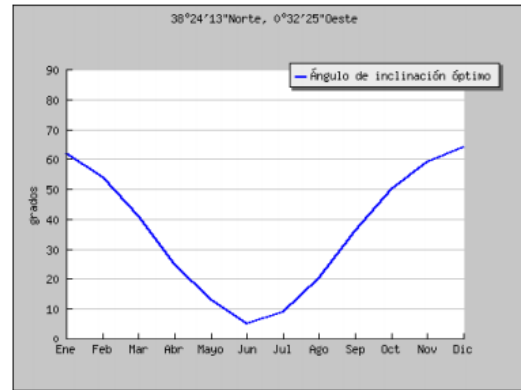
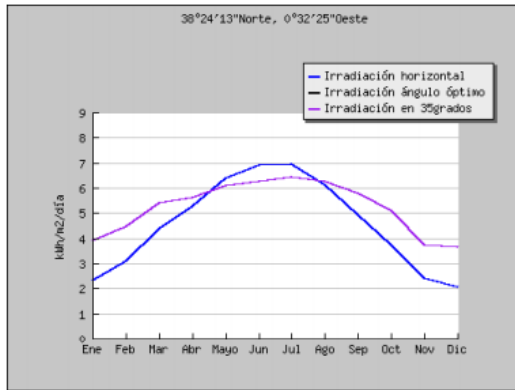
Hopt: Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m2/día)

H(35): Irradiación sobre plano inclinado:35grados (Wh/m2/día)

lopt: Inclinación óptima (grados)

T24h: Temperatura media diaria (24h) (°C)

NDD: Número de grados día de calefacción (-)



Conclusiones:

La instalación solar fotovoltaica objeto de estudio, con 112,32 kWp, con una orientación de 20,77° y una inclinación de 35°, obtenemos los siguientes resultados:

TOTAL ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA DEL SISTEMA
157.000 kWh

1.10 **NORMATIVAS Y ORDENANZAS DE APLICACIÓN**

- Reglamento Electrotécnico de B.T. (Aprobado por R.D. 842/2002, de 2 de agosto de 2002, publicado en el B.O.E. de 18/09/2002, y las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC, a partir de ahora) BT01 a BT51. En particular la ITC-BT 40: Instalaciones Generadoras de Baja Tensión.
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 "Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos", del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.
- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, (BOE n. 285 de 28/11/97).
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- 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
- 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 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 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Decreto 177/2005, de 18 de noviembre, del Consell de la Generalitat, por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica.
- Corrección de errores del Decreto 177/2005, de 18 de noviembre, del Consell de la Generalitat, por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica, publicado en el DOGV nº 5146, de 30/11/05).
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Ley 7/2007, de 9 de julio de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental
- Reglamento de Calificación Ambiental.
- DECRETO 2414/1961, de 30 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.
- Ley 6/2014, de 25 de julio, de Prevención, Calidad y Control ambiental de Actividades en la Comunitat Valenciana.
- Decreto 54/1990, de 26 de marzo, del Consell de la Generalitat Valenciana, por el que se aprueba el nomenclátor de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas, en cumplimiento de lo establecido en el artículo primero de la Ley 3/1989, de 2 de mayo, sobre actividades calificadas.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Orden de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales
- R.D. 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo. Y R.D. 486/1997 de 14 de abril de 1997 sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Según el vigente Plan General de Ordenación Urbana, y Ordenanzas.

- Reglamento de Acometidas Eléctricas (Aprobado por R.D. 2944/1982 de 15 de octubre, BOE 12/11/1982).
- Normas UNE de obligado cumplimiento.
- Normas particulares de la empresa suministradora.
- Cualquier otra Normativa o Reglamentación aplicables a éste tipo de instalaciones.

1.11 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

En este apartado vamos a detallar el desarrollo que tienen las siguientes partes:

- Potencia prevista de la instalación
- Módulos del campo fotovoltaico
- Distribución de la planta solar
- Descripción eléctrica de la planta solar
- Circuito de continua
- Circuito de alterna
- Acondicionamiento de potencia
- Líneas de distribución y canalizaciones
- Línea de conexión a tierra de la instalación solar fotovoltaica
- Protecciones y sistema de medida
- Control automático de vertido 0

1.11.1 Potencia Prevista de la Instalación

| | |
|------------------------------------|------------|
| Potencia nominal de la instalación | 99,9 kW |
| Potencia instalada del sistema | 112,32 kWp |
| Monofásica | No |
| Trifásica | Sí |

1.11.2 Módulos del Campo Fotovoltaico

Aunque ya han sido descritos en apartados anteriores, indicamos ahora su características principales, tanto eléctricas como mecánicas.



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

| | | |
|------------------------------------|-----------|---------------|
| | | 260 Wp |
| Maximum power | P_{max} | 260 Wp |
| Open circuit voltage | U_{oc} | 38.4 V |
| Maximum power point voltage | U_{mpp} | 31.4 V |
| Short circuit current | I_{sc} | 8.94 A |
| Maximum power point current | I_{mpp} | 8.37 A |
| Module efficiency | η_m | 15.51 % |

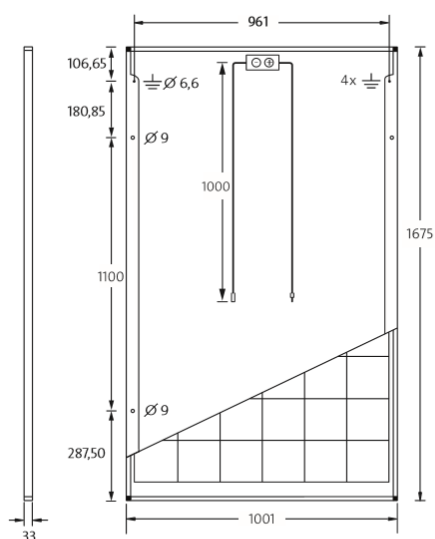
Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power controlled)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

| | | |
|------------------------------------|-----------|---------------|
| | | 260 Wp |
| Maximum power | P_{max} | 192.4 Wp |
| Open circuit voltage | U_{oc} | 34.8 V |
| Maximum power point voltage | U_{mpp} | 28.5 V |
| Short circuit current | I_{sc} | 7.35 A |
| Maximum power point current | I_{mpp} | 6.76 A |

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 100% (+/-2%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.



COMPONENT MATERIALS

| | |
|-------------------------|----------------------------------|
| Cells per module | 60 |
| Cell type | Poly crystalline |
| Cell dimensions | 156 mm x 156 mm |
| Front | Tempered safety glass (EN 12150) |
| Back | film, white |
| Frame | Clear anodized aluminum |
| J-Box | IP65 |
| Connector | H4 |

DIMENSIONS / WEIGHT

| | |
|---------------|---------|
| Length | 1675 mm |
| Width | 1001 mm |
| Height | 33 mm |
| Weight | 18.0 kg |

THERMAL CHARACTERISTICS

| | |
|--------------------------------|-----------|
| NOCT | 46 °C |
| TK I_{sc} | 0.051 %/K |
| TK U_{oc} | -0.31 %/K |
| TK P_{mpp} | -0.41 %/K |

PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

| | |
|-------------------------------------|-----------------------------|
| Power sorting | -0 Wp / +5 Wp |
| Maximum system voltage SC II | 1000 V |
| Maximum reverse current | 25 A |
| Load / dynamic load | 5.4 / 2.4 kN/m ² |
| Number of bypass diodes | 3 |
| Operating range | -40°C bis +85°C |



1.11.3 Distribución de la Planta Solar

Distribución de los módulos:

Teniendo en cuenta que el total de superficie útil de la cubierta de la nave donde se pretende realizar la instalación es de 2627 m², dicha instalación ocupará aproximadamente 721 m², lo que viene a ser el 27% de la capacidad de la cubierta, pero para calcular la superficie real ocupada es conveniente incluir los espacios entre filas, espacio que existe debido a la distancia necesaria que hay entre ellas, para así, evitar sombras en los momentos del año con peor previsión, el cuál como se ha mencionado anteriormente, coincide con el solsticio de invierno. Con lo que si añadimos este espacio obtenemos que la instalación ocupa un total de 1985,6 m², aproximadamente el 75% del espacio disponible.

Como vemos la ocupación sufre un significativo aumento, dejando poco espacio para futuras ampliaciones en la misma cubierta, al añadir el espacio entre filas. Esto se debe a la distancia obtenida en el cálculo de sombras detallado en apartados posteriores, la cual tiene un valor de 3,16 m.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, y sabiendo que la orientación de la nave es la que se refleja en el plano de situación, la distribución ha sido escogida como la mejor opción para aprovechar y optimizar el espacio en la medida de lo posible. La cuál está planteada de la siguiente forma:

Teniendo la cubierta dividida en dos partes bien diferenciadas, partidas por una recta que atraviesa dicha cubierta y recorre su parte más larga, dejando dos zonas con las mismas dimensiones. Desde dicha recta hacia izquierda y derecha parten cada una de las zonas, con un desnivel de 10°. Dicho esto, en cada zona se ubican los módulos por filas de 16, y de principio a final en la parte izquierda, tomando como referencia el plano de fachada, se instalan 13 filas de idénticas proporciones, y en la zona derecha se instalan 14 filas siguiendo el mismo criterio.

Quedando así la siguiente distribución:

Zona izquierda: 14 filas de 16 módulos cada una (208 módulos)

Zona derecha: 13 filas de 16 módulos cada una (224 módulos)

TOTAL: 432 Módulos distribuidos en toda la cubierta

Distribución de red eléctrica:

En cuanto a la distribución eléctrica, ésta tenía que quedar dentro de los límites que nos marcan los módulos e inversores seleccionados. En el caso que nos ocupa, con la agrupación de los módulos por cada inversor, se cumple con las condiciones eléctricas de máxima y mínima tensión, y de máxima corriente admisible por los inversores SMA, tanto del modelo 7000 H, como para el modelo 10000 TL.

Por tanto, que cada una de estas agrupaciones se haya realizado en dos series de 15 módulos cada una para el inversor 7000 HV, y de tres series de 14 módulos cada una para el inversor 10000 TL, se debe tanto a la posibilidad de admitir la tensión resultante, como a la optimización, en cuanto a pérdidas por caída de tensión, que supone realizar un campo solar con la mayor tensión posible, y en cuanto a la simplificación de la misma al no duplicar circuitos.

1.11.4 Descripción Eléctrica de la Planta Solar

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea también inferior al 1 %, criterio tomado de ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica). Que recomienda valores inferiores a los admitidos por el IDAE.

Debiendo cumplir con lo especificado en las normativas establecidas en el Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre de 2011, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Así como lo dispuesto en el R.E.B.T. ITC-B.T. 40.

Como principio general se ha de asegurar, un grado de aislamiento eléctrico de tipo Clase II en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión).

Por consiguiente, quedan incorporadas todas las seguridades eléctricas prescritas tanto por R.E.B.T., aplicable en el presente caso, como por el Real Decreto específico antes mencionado.

1.11.5 Circuito de Continua

En la presente instalación los módulos se conectan como se mencionado anteriormente, de la siguiente forma:

- Dos series de 15 módulos que conectan a los inversores 7000 HV
- Tres series de 14 módulos que conectan a los inversores 10000 TL

Todas las conexiones en serie se realizarán mediante conectores de exterior, que vienen de fábrica del tipo H4.

Con dicha configuración, los datos de salida I_{sc} y U_{oc} de cada una de las dos series para cada inversor serán, según se ha mencionado anteriormente:

| Tipo de Serie | Nº de Módulos en Serie | $U_{oc} -10C^{\circ}$ (V) | $U_{mpp} 65^{\circ}C$ (V) | $I_{mpp} 25^{\circ}C$ (V) | $I_{sc} 25^{\circ}C$ (A) |
|---------------|------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| 1 | 15 | 638,49 | 374,49 | 8,37 | 8,94 |
| 2 | 14 | 595,93 | 349,52 | 8,37 | 8,94 |

El Cuadro 1, o de continua, de protecciones, sito junto al inversor, estará compuesto por cuadro con portafusibles, y fusibles de protección de 10x38gG 20 y 32 A, 1000V. Con salida hacia el inversor con cable de 4 mm².

Los inversores se ubicarán en la cubierta de la nave, situado cada inversor junto a su serie, estando éstos en intemperie, con una protección IP 65.

Los fusibles de protección del lado de continua en el Cuadro 1 hacen también la función de seccionadores manuales de corriente, un portafusibles, con dos fusibles, uno por polo, para cada serie. Tal y como se ha dicho, desde cada portafusible-seccionador se conecta a la entrada de continua del inversor mediante cable de 4 mm².

Toda la parte de continua está realizada con elementos de protección tipo Clase II.

1.11.6 Circuito de Alterna

La salida de la corriente ondulada y preparada para su vertido a la red en trifásica, a falta de realizar la conexión de éstos en el cuadro 2, desde cada uno de los inversores se realiza mediante cable RV-K 0,6/1 kV 2x70 mm² + TT, hasta el Cuadro 2, de protecciones del lado de alterna.

Para monofásica, en dicho Cuadro 2 se protege las líneas con unos magnetotérmicos, de 230V 2P 32 A/50 A, según el inversor, y poder de corte para el magnetotérmico de más de 6 kA. Y un automático general de agrupación de 4x160 A, 4P. Aparamenta de la marca Terasaki montada a fondo de placa de armario metálico de 1000x800x300mm.

La salida del Cuadro 2 hasta las protecciones situadas en el cuarto de medida, se realizan con un tipo de cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV, de sección 3x120 mm² + TT + 1x70 mm². Y protegiendo la línea con un Interruptor Automático General de 4x160 A, 4P, y un Interruptor Diferencial de 160 A, 4P y 30 mA de sensibilidad.

Por tanto, finalmente la conexión en el Cuadro de Baja Tensión del cuarto de medida se realiza en Baja Tensión.

| Tipo de suministro a la red interna | BAJA TENSIÓN |
|-------------------------------------|--|
| Longitud de la línea | 21 m |
| Factor de potencia salida inversor | 1 |
| Potencia de salida | 99,9 kW |
| Caída de tensión admisible | 1 % |
| Conductor | Cobre |
| Designación | RZ1-K (AS) 0,6/1 kV |
| Composición | 4x(1x120 mm ²)+TT 70 mm ² |
| Línea | Bajo tubo enterrado |

1.11.7 Acondicionamiento de Potencia

Como se ha mencionado anteriormente, se han seleccionado dos modelos de inversores de conexión a red de la marca SMA, de tipo monofásicos, con 6 de ellos modelo 7000 HV, de 6,65 kW nominales, y los otros seis modelos 10000 TL, de 10 kW de nominales. Conectados de forma alternativa de la forma, dos inversores de cada modelo por fase, teniendo 4 inversores conectados a cada fase, con una potencia nominal de 33,3 kW nominales, y formando así un sistema trifásico equilibrado de 99,9 kW de potencia. A continuación se detallan las características técnicas de los inversores:

SUNNY TRIPower
10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL



Rentable

- Rendimiento máximo del 98,3 %
- Último refinamiento de software con el registro de AWP OptiTrack Global Peak de SMA
- 7 años de garantía

Seguro

- Triple protección por la función OptiConnect
- Fuente de string eléctrico
- Detección automática de fallos de string con supervisión continua. Desconexión de sobretensión de CC integrada (tipo II)

Flexibilidad

- Tensión de entrada de CC hasta +1.200 V
- Funciones de gestión de red integradas
- Sistema de conexión de CC SUNCONNECT

Sencillo

- Inyección activa
- Conexión sin cables en necesidad de mantenimiento
- Sistema de conexión de CC SUNCONNECT
- Anillo de conexión de T42 oculto

SMC 7000HV



- **Eingangsspannung bis 800 V**
- **Hocheffizientes Kühlsystem OptiCool**
- **Galvanische Trennung**
- **Integrierter DC-Lasttrennschalter ESS**
- **Weltweiter SMA-Service und SMA-Hotline**
- **Umfassendes SMA-Garantieprogramm**

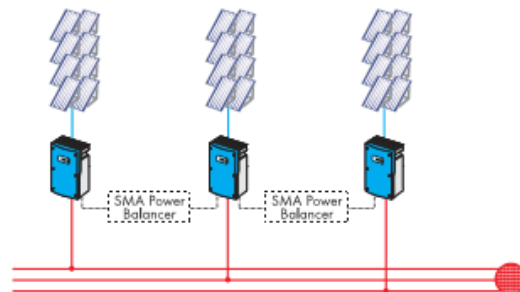
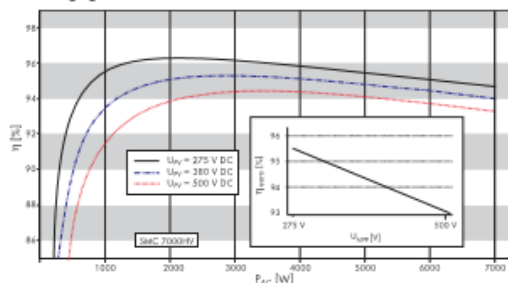
Sunny Mini Central
Das Kraftpaket mit galvanischer Trennung

| Datos técnicos | Sunny Tripower 10000TL | Sunny Tripower 12000TL |
|---|--|---|
| Entrada (CC) | | |
| Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$) | 10200 W | 12250 W |
| Tensión de entrada máx. | 1000 V | 1000 V |
| Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada | 320 V - 800 V / 600 V | 380 V - 800 V / 600 V |
| Tensión de entrada mín. / tensión de entrada de inicio | 150 V / 188 V | 150 V / 188 V |
| Corriente máx. de entrada, entrada A / entrada B | 22 A / 11 A | 22 A / 11 A |
| Corriente máx. de entrada por string (entrada A ² / entrada B ²) | 33 A / 12,5 A | 33 A / 12,5 A |
| Número de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP) | 2 / A:4; B:1 | 2 / A:4; B:1 |
| Salida (CA) | | |
| Potencia asignada (@ 230 V, 50 Hz) | 10000 W | 12000 W |
| Potencia aparente de CA máxima | 10000 VA | 12000 VA |
| Tensión nominal de CA | 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V | 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V |
| Rango de tensión nominal de CA | 160 V - 280 V | 160 V - 280 V |
| Frecuencia de red de CA / rango | 50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz | 50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz |
| Frecuencia / tensión asignada de red | 50 Hz / 230 V | 50 Hz / 230 V |
| Corriente máx. de salida | 16 A | 19,2 A |
| Factor de potencia a potencia asignada | 1 | 1 |
| Factor de desfase ajustable | 0 inductivo ... 0 capacitivo | 0 inductivo ... 0 capacitivo |
| Fases de inyección / conexión | 3 / 3 | 3 / 3 |
| Rendimiento | | |
| Rendimiento máx. / europeo | 98,1 % / 97,7 % | 98,1 % / 97,7 % |
| Dispositivos de protección | | |
| Punto de desconexión en el lado de entrada | ● | ● |
| Monitorización de toma a tierra / de red | ● / ● | ● / ● |
| Descargador de sobretensión de CC del tipo II | ○ | ○ |
| Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica | ● / ● / - | ● / ● / - |
| Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal | ● | ● |
| Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1) | I / III | I / III |
| Datos generales | | |
| Dimensiones (ancho / alto / fondo) | 665 / 690 / 265 mm (26,2 / 27,2 / 10,4 in) | 665 / 690 / 265 mm (26,2 / 27,2 / 10,4 in) |
| Peso | 59 kg (130,07 lb) | 59 kg (130,07 lb) |
| Rango de temperatura de servicio | -25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F) | -25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F) |
| Emisiones de ruido, típicas | 51 dB(A) | 51 dB(A) |
| Autoconsumo nocturno | 1 W | 1 W |
| Topología / Principio de refrigeración | Sin transformador / OptiCool | Sin transformador / OptiCool |
| Tipo de protección (según IEC 60529) | IP65 | IP65 |
| Clase climática (según IEC 60721-3-4) | 4K4H | 4K4H |
| Valor máximo permitida para la humedad relativa (sin condensación) | 100 % | 100 % |
| Características | | |
| Conexión de CC / Conexión de CA | SUNCLIX / Borne de conexión por resorte | SUNCLIX / Borne de conexión por resorte |
| Pantalla | Gráfico | Gráfico |
| Interfaz: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect | ○ / ● / ○ | ○ / ● / ○ |
| relé multifunción / Power Control Module | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | ● / ○ / ○ / ○ / ○ |
| Certificados y autorizaciones (otros a petición) | AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/3, IEC 61727 (MEA/PEA), IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDEAR-N 4105 | |
| Modelo comercial | STP 10000TL-10 | STP 12000TL-10 |

Technische Daten Sunny Mini Central 7000HV

| | SMC 7000HV | |
|--|-------------------------------|--|
| Eingang (DC) | | |
| Max. DC-Leistung | 7500 W | |
| Max. DC-Spannung | 800 V | |
| PV-Spannungsbereich, MPPT | 335 V - 560 V | |
| Max. Eingangsstrom | 23 A | |
| Anzahl MPP-Tracker | 1 | |
| Max. Stringanzahl (parallel) | 4 | |
| Ausgang (AC) | | |
| AC-Nennleistung | 6650 W | |
| Max. AC-Leistung | 7000 W | |
| Max. Ausgangsstrom | 31 A | |
| AC-Nennspannung / Bereich | 220 V - 240 V / 180 V - 260 V | |
| AC-Netzfrequenz (selbstinstellend) / Bereich | 50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz | |
| Leistungsfaktor (cos ϕ) | 1 | |
| AC-Anschluss / Power Balancing | einphasig / ● | |
| Wirkungsgrad | | |
| Max. Wirkungsgrad | 96,1 % | |
| Euro-eta | 95,3 % | |
| Schutzeinrichtungen | | |
| DC-Verpolungsschutz | ● | |
| DC-Lasttrennschalter ESS | ○ | |
| AC-Kurzschlussfestigkeit | ● | |
| Erdschlussüberwachung | ● | |
| Netzüberwachung (SMA grid guard 2) | ● | |
| Galvanisch getrennt / integrierter allstromsensitiver RCD | ●/- | |
| Allgemeine Daten | | |
| Maße (B / H / T) in mm | 468 / 613 / 242 | |
| Gewicht | 65 kg | |
| Betriebstemperaturbereich | -25 °C ... +60 °C | |
| Eigenverbrauch: Betrieb (Standby) / Nacht | <7 W / 0,25 W | |
| Geräuschentwicklung | k. A. | |
| Topologie | NF Transformator | |
| Kühlkonzept | OptiCool | |
| Montageort: innen / außen (IP65) | ●/● | |
| Ausstattung | | |
| DC-Anschluss: MC3 / MC4 / Tyco / Schraubklemme | ○/●/○/- | |
| AC-Anschluss: Schraubklemme / Steckverbinder | ●/- | |
| LCD-Display | ● | |
| Deckelfarbe: rot / blau / gelb / arizonorange / ozeanblau / melonengelb / weiß-aluminium | ●/○/○/○/○/○/○ | |
| Schnittstellen: Powerline / RS232 / RS485 / Funk | -/○/○/○ | |
| Garantie: 5 Jahre / 10 Jahre | ●/○ | |
| Zertifikate und Zulassungen | www.SMA.de | |
| ● Serienausstattung ○ Optional - Nicht lieferbar | Angaben bei Nennbedingungen | |

Wirkungsgradkurve



1.11.8 Líneas de Distribución y Canalizaciones

Como se ha venido indicando, la distribución del cableado que vierte la generación de producción fotovoltaica, se realiza en canal por la pared de la nave y bajo tubo enterrado hasta el Cuadro de B.T. del Centro de Transformación.

1.11.9 Línea de Conexión a Tierra de la Instalación Solar

De forma genérica se establece en el REBT ITC-BT-40 que las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de dicha instalación no superen los valores establecidos en la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

En concreto la instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. En concreto:

- La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre 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.
- La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.
- Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Como se ha indicado ésta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

La instalación presenta separación galvánica entre el campo fotovoltaico y la red de distribución de baja tensión por medio de una unidad de monitorización de corriente de fallo que incorporan los inversores seleccionados.

La estructura soporte, y con ella los módulos, se conectarán a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Además el sólo hecho de amarrar los módulos a la estructura no se considera una puesta a tierra eficaz de los mismos, debido a que el tratamiento superficial de ambos elementos dificulta una conexión eléctrica fiable. De ahí que los paneles dispongan de un taladro para la conexión del conductor de tierra. Este taladro se diferencia de los demás en que no está tratado superficialmente (galvanizado), ofreciendo así una mejor conexión eléctrica. A esta misma tierra se conectarán también las masas metálicas de la parte de alterna (fundamentalmente el inversor). Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, como ya se mencionó.

Por otro lado, la configuración eléctrica de la instalación será flotante, garantizándose la protección frente a contactos indirectos mediante la utilización de cableado, cajas y conexiones de clase II así como con el vigilante de aislamiento CC que incorpora el inversor.

Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora. Considerándose que las redes de tierra son independientes cuando el paso de la corriente máxima de defecto por una de ellas no provoca en la otra diferencia de tensión, respecto a la tierra de referencia, superiores a 50 V.

Dado que el conductor de tierra debe unir eléctricamente todos los marcos entre sí, y éstos con la estructura, el conductor de tierra en las estructuras será cable de cobre aislado de 4 mm². Asimismo también la conexión del marco con el conductor de tierra se efectúa mediante cable aislado de tierra de 4 mm².

Las instalaciones de toma de tierra, seguirán las normas establecidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus instrucciones complementarias.

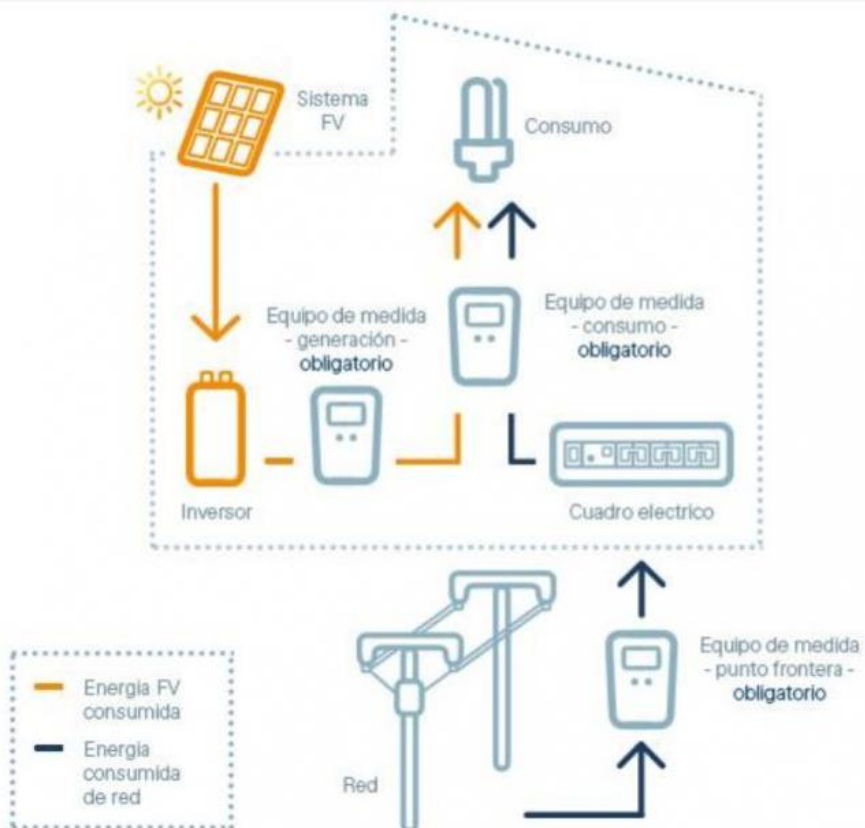
Considerando que cualquier fuga eléctrica a tierra puede provocar tensiones de contacto peligrosas para el cuerpo humano, todas las partes metálicas de la instalación deberán estar unidas de forma equipotencial.

Para ello, se unirán todos los conductores, tanto de las estructuras como de los marcos, hasta la toma de tierra, creando de esta forma una red equipotencial de tierra.

Se comprobará la resistencia de la red de tierra resultante en la instalación, no superando desde el borne de puesta a tierra el valor de los requisitos generales indicados en la ITC-BT-24 y los requisitos particulares de las Instrucciones Técnicas aplicables a cada instalación.

1.11.10 Protecciones y Sistema de Medida

| Ubicación | Descripción | Unidades |
|------------------|---------------------------|----------|
| Cuadro 1 | Fusible 12 A | 30 |
| | Fusible 20 A | 6 |
| | Fusible 32 A | 6 |
| Cuadro 2 | Int. Automático 32 A 2P | 6 |
| | Int. Automático 50 A 2P | 6 |
| | Int. Automático 160 A 4P | 1 |
| Cuadro de Medida | Int. Automático 160 A 4P | 1 |
| | Int. Diferencial 160 A 4P | 1 |



1.11.11 Control Automático de Vertido 0

Como se ha mencionado anteriormente, y debido a la ausencia de posibilidad de realizar un balance neto con la compañía suministradora, por motivos que recoge el Real Decreto 900/2015, se ha optado por realizar un control automático que asegure el no vertido de energía a la red eléctrica. Dicho control se realizará por medio de un CPD-0, un controlador de potencia detallado a continuación:



Descripción:

El CDP-0 es un controlador dinámico de potencia por desplazamiento del punto de trabajo del campo solar, que permite regular el nivel de generación de un inversor en una instalación fotovoltaica, en función del consumo del usuario. El CDP-0 tiene por objetivo ajustar el nivel de producción de energía de uno o varios inversores en una instalación fotovoltaica al consumo del usuario. De esta forma, se consigue eliminar la inyección de potencia a la red en aquellas regiones en las que no está permitido.

La principal ventaja del CDP-0 es que al incorporar drivers de las principales marcas de inversores, la regulación de la producción fotovoltaica se puede hacer de forma muy precisa, a diferencia de otros métodos más antiguos donde el control se hace por relés y por tanto solo se pueden ajustar unos pocos valores de potencia.

Principio de Funcionamiento:

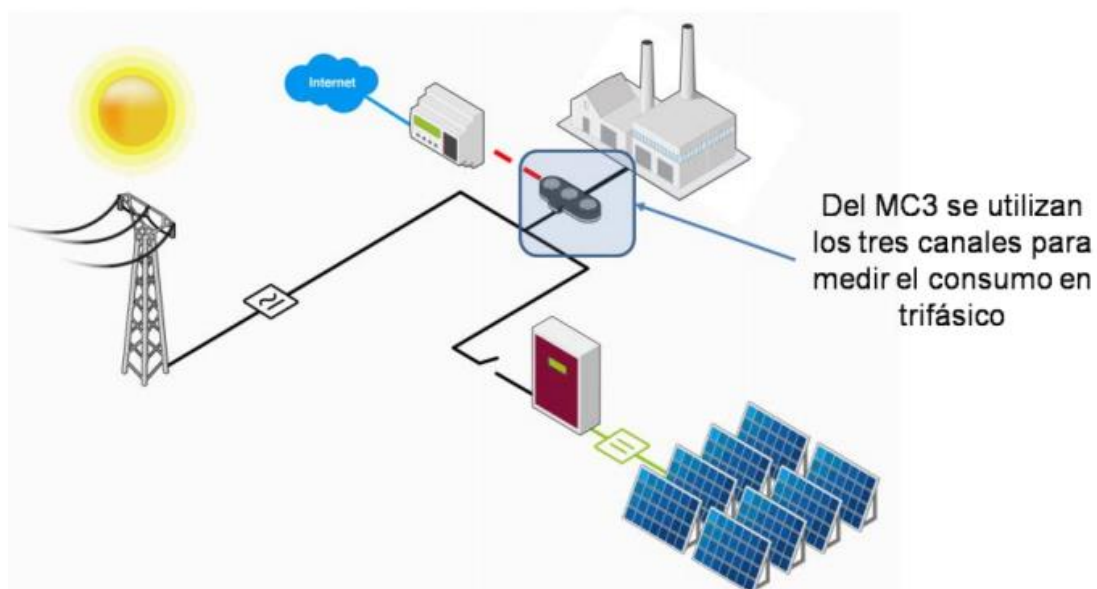
El CDP mide la tensión y la corriente del usuario, y con estos valores calcula la potencia consumida. En el caso de que la potencia generada por el inversor sea distinta a la consumida, el equipo modifica la consigna de trabajo del inversor para adecuarla en todo momento a las necesidades de la instalación.

Algunas de las principales características del CDP-0 son:

- Gestionar las principales marcas de inversores* y varios inversores por instalación
- Monitorización vía web (Smartphone, Tablet o PC)
- Datalogger y descarga de fichero .csv con datos históricos de consumos vía web
- Múltiples opciones de regulación vía web
- Pantalla con información de consumo, producción FV y consumo de red
- Posibilidad de utilización de analizadores de redes para aumentar información
- Doble protección contra inyección a red
- Comunicaciones Modbus/TCP para integración en SCADA

Conexión Trifásica:

Dispone de tres canales de medida de tensión (**VL1**, **VL2** y **VL3**) y de tres canales de medida de corriente (**IL1**, **IL2** e **IL3**), y mediante la ayuda de un transformador de corriente MC3, medirá la potencia trifásica consumida por el usuario.



En este tipo de conexión al tratarse de una instalación trifásica, cada una de los canales de medida **VL1**, **VL2** y **VL3** se conectan a su correspondiente fase de la red trifásica.

MC3:

Transformadores de corriente especialmente diseñados para instalar encima de un interruptor

Conexión de Varios Inversores:

En nuestro caso, al tener varios inversores, el cable de comunicaciones debe ir del terminal “IN” del primer inversor, al terminal “OUT” del siguiente inversor. Y así sucesivamente hasta llegar al último inversor, el cual debe tener siempre el terminal de final de bus en el conector “IN”

El cable de comunicaciones entre inversores es un cable pin a pin con conector RJ45 en ambos extremos.



Si hay conjuntos múltiples de 3 inversores monofásicos conectados a una red trifásica, ocupándose cada uno de una fase, la configuración ha de ser la siguiente:

- Inversores conectados a la fase 1: números de periférico entre 00-32
- Inversores conectados a la fase 2: números de periférico entre 33-65
- Inversores conectados a la fase 3: números de periférico entre 66-98

En nuestro caso la configuración como se refleja en los planos es la siguiente:

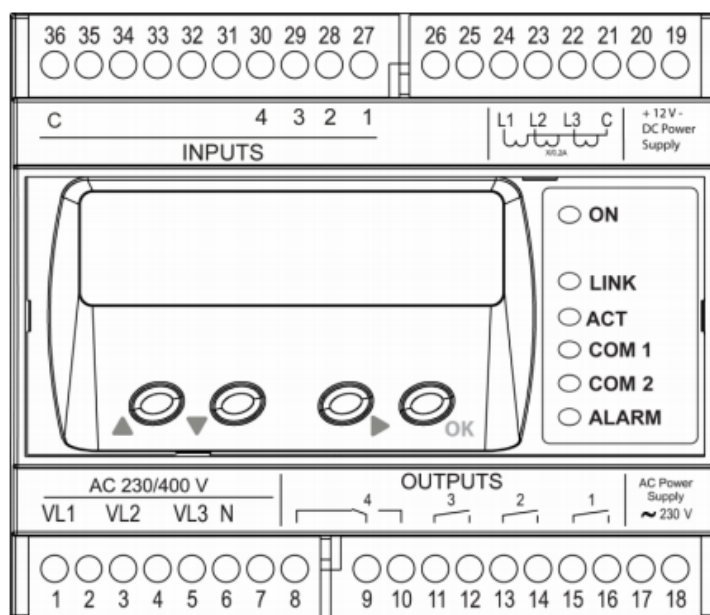
| Serie | Configuración |
|-------|---|
| 1 | 7000 HV – 7000 HV – 10000 TL – 10000 TL |
| 2 | 7000 HV – 7000 HV – 10000 TL – 10000 TL |
| 3 | 7000 HV – 7000 HV – 10000 TL – 10000 TL |

Características Técnicas:

Características técnicas

| | | |
|--|---|------------------------------------|
| Circuito alimentación | Tensión nominal (Tolerancia) | 230 Vc.a. (80...115%) |
| | Frecuencia | 50...60 Hz |
| | Consumo | 6 VA |
| | Tensión nominal | 12 Vc.c. |
| | Consumo | 6 W |
| Circuito de medida de tensión | Margen de medida | 10...300 Vc.a. |
| | Frecuencia | 50...60 Hz |
| Circuito de medida de corriente | Corriente nominal | .../250 mA |
| | Corriente máxima | .../300 mA |
| Clase de precisión | Potencia | 0,5% |
| | Energía | 1,0% |
| Salidas de relé | Número | 4 |
| | Tipo | Libre de potencial |
| | Corriente máxima de maniobra | 6 A |
| Comunicaciones | Interfaz de usuario | Ethernet |
| | Comunicación con el inversor | RS-232, RS-485, RS-422 |
| | Comunicación con otro equipos | RS-485 |
| Características mecánicas | Dimensiones | 6 módulos DIN |
| | Material | Plástico UL94 - V0 Autoextinguible |
| | Peso | 250 gr |
| Condiciones ambientales | Temperatura de trabajo | -25...+70 °C |
| | Humedad relativa | 95% sin condensación |
| Normas | Seguridad de equipos eléctricos de medida y control IEC 61010-1:2010 , compatibilidad electromagnética IEC 61000-6-2:2005 , y IEC 61000-6-4:2011 | |

| Bornes del equipo | |
|--|-------------------------------------|
| 1: Medida de tensión VL1 | 17: Alimentación alterna |
| 3: Medida de tensión VL2 | 18: Alimentación alterna |
| 5: Medida de tensión VL3 | 19: Alimentación continua (-) |
| 6: Neutro de medida de tensión | 20: Alimentación continua (+) |
| 8: Relé de corriente inversa 4 / Relé auxiliar 4 (NC) | 21: Común medida corriente |
| 9: Relé corriente inversa 4 / Relé auxiliar 4 (COM) | 22: Medida corriente L3 |
| 10: Relé corriente inversa 4 / Relé auxiliar 4 (NA) | 23: Medida corriente L2 |
| 11: Relé auxiliar 3 | 24: Medida corriente L1 |
| 12: Relé auxiliar 3 | 28: Entrada digital 1 |
| 13: Relé auxiliar 2 | 29: Entrada digital 2 |
| 14: Relé auxiliar 2 | 30: Entrada digital 3 |
| 15: Relé auxiliar 1 | 31: Entrada digital 4 |
| 16: Relé auxiliar 1 | 36: Común de las entradas digitales |



1.11.12 Garantía

Respecto a las placas solares, la garantía abarca dos años para defectos de fabricación, hasta el 90% de la potencia de salida durante 10 años, y el 80% de dicha potencia hasta los 25 años. El inversor así como el controlador de potencia también tiene un periodo de garantía de dos años.

Sin embargo, el uso indebido de las instalaciones, así como hechos externos a las mismas, no quedan incluidos dentro de las garantías. Es por ello que se debe incluir un apartado de mantenimiento donde se contrate un seguro de daños y pérdida de ahorros que pudiera afrontar los gastos que se originasen de forma imprevista.

1.12 BIBLIOGRAFÍA

Variación parámetros de la placa solar con la temperatura

<https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>

Panel solar alemán 260W – SolarWorld SW 260 Poly

<https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/solarworld/solarworld-sw260-poly/>

Programa medición de ángulos

<https://www.geogebra.org/m/YhMm8vgX>

<https://www.youtube.com/watch?v=hjWmPgw4lg>

Relación entre kW y kWp

<http://www.solarweb.net/forosolar/aspectos-tecnicos/12925-kwp-vs-kw-relacion-ellos.html>

Cálculo de sombras

<https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/18/calculo-de-la-distancia-minima-entre-placas-solares/>

Real Decreto autoconsumo

<http://www.solarmat.es/blog/real-decreto-de-autoconsumo-aclaremos-como-queda-el-asunto/>

RESUMEN Real Decreto 900/2015

<https://www.cambioenergetico.com/blog/breve-resumen-del-rd-9002015-autoconsumo/>

Cálculo de Umpp y Uoc con la variación de Temperatura

<http://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/10223/Annexos.pdf?sequence=5>

Rendimiento del Sistema

<http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-es-11.pdf>

PVGIS

<https://www.youtube.com/watch?v=lJgJjpKoG1U>

Sistema de Inyección 0

<http://www.efimarket.com/circutor-cdp-0-inyeccion-cero>

<http://www.efimarket.com/media/pdf/CPD-0%20manual%20instrucciones.pdf>

<http://docs.circutor.com/docs/M028E0201-01.pdf>

2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

En este apartado se detallan todos los cálculos necesarios para definir el campo solar fotovoltaico.

2.1 DATOS DE PARTIDA

| Descripción | Detalle |
|-----------------------|------------------|
| Empresa Distribuidora | Iberdrola |
| Corriente Continua | Según la serie |
| Serie 1 | 374,49 V, 8,37 A |
| Serie 2 | 349,52 V, 8,37 A |
| Placa Solar | SW 260 |
| Corriente Alterna | Trifásica |
| Forma de Onda | Sinusoidal |
| Frecuencia | 50 HZ |
| Tensión Simple | 230 V |

Las caídas de tensión en los sistemas fotovoltaicos no están reguladas de forma específica por el REBT, que impone unos mínimos generales. No obstante, las peculiaridades de las instalaciones fotovoltaicas, exigen perder la menor energía posible, consiguiendo los máximos beneficios por la venta de ésta.

Por tanto, tanto IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético), como ASIF (Asociación de Industriales Fotovoltaicos), recomiendan unas menores caídas de tensión admisibles, en este tipo de circuitos, como se puede observar en las siguientes tablas.

Valores para Continua:

| Reglamentación | Caída de Tensión Máxima (%) | Caída de Tensión Recomendada (%) |
|----------------|-----------------------------|----------------------------------|
| REBT 2002 | No indicada | No indicada |
| IDAE | 1,5 | 1,5 |
| ASIF | 1,5 | 1 |

Valores para Alterna:

| Reglamentación | Caída de Tensión Máxima (%) | Caída de Tensión Recomendada (%) |
|----------------|--------------------------------|-------------------------------------|
| REBT 2002 | 1,5 | 1,5 |
| IDAE | 2 | 2 |
| ASIF | 0,5 | 0,5 |

En nuestro caso, en la medida de lo posible nos atenderemos al más restrictivo, la cual la recomendación de ASIF, y en ningún caso se sobrepasará lo indicado por el REBT.

A continuación se comprueba la compatibilidad de los inversores con los módulos:

Inversor SMA 7000 HV:

| | |
|-------------------|-------------|
| Rango MPP | 335 – 560 V |
| Tensión Máxima | 800 V |
| Intensidad Máxima | 23 A |

Inversor SMA 10000 TL:

| | |
|-------------------|-------------|
| Rango MPP | 320 – 800 V |
| Tensión Máxima | 1000 V |
| Intensidad Máxima | 33 A |

Parámetros de Trabajo de los Módulos:

| Tipo de Serie | Nº de Módulos en Serie | U_{oc} -10°C (V) | U_{mpp} 65°C (V) | I_{mpp} 25°C (V) | I_{sc} 25°C (A) |
|---------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|
| 1 | 15 | 638,49 | 374,49 | 8,37 | 8,94 |
| 2 | 14 | 595,93 | 349,52 | 8,37 | 8,94 |

La tensión normal de trabajo se encuentra dentro de los rangos MPP del inversor.

La máxima tensión esperable en la zona es en ambos casos inferior a la tensión máxima de cada uno de los inversores donde conectan.

En la entrada de los dos equipos, tanto el que conecta dos como el que conecta tres series la intensidad del campo solar es inferior a la intensidad máxima de los inversores.

2.2 FÓRMULAS UTILIZADAS

Las líneas de las instalaciones interiores o receptoras cumplirán las prescripciones indicadas en la ITC-BT-19.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.
- Criterio de la caída de tensión.
- Criterio de la intensidad de cortocircuito.

En nuestro caso, tal y como se ha indicado, nos basaremos en el Criterio de Caída de Tensión, verificando posteriormente que la línea calculada también cumple con los otros dos criterios.

Para tal fin utilizamos el cálculo de caídas de tensión mediante valores unitarios. Y tomando como criterio el más restrictivo de ASIF del 1 %.

Las fórmulas a emplear son las siguientes:

Sistema Trifásico:

$$I = \frac{P_c}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = (A)$$

$$e = \sqrt{3} \cdot I \cdot \left[\left(\frac{L \cdot \cos \varphi}{k \cdot S \cdot n} \right) + \left(\frac{X_u \cdot L \cdot \sin \varphi}{1000 \cdot n} \right) \right] = (V)$$

Sistema Monofásico y Corriente Continua:

$$I = \frac{P_c}{U \cdot \cos \varphi} = (A)$$

$$e = 2 \cdot I \cdot \left[\left(\frac{L \cdot \cos \varphi}{k \cdot S \cdot n} \right) + \left(\frac{X_u \cdot L \cdot \sin \varphi}{1000 \cdot n} \right) \right] = (V)$$

Donde:

- Pc = Potencia de Cálculo en Watios.
- L = Longitud de Cálculo en metros.
- e = Caída de tensión en Voltios.
- K = Conductividad.
- I = Intensidad en Amperios.
- U = Tensión de Servicio en Voltios (Trifásica o Monofásica).
- S = Sección del conductor en mm².
- Cos φ = Coseno de φ . Factor de potencia. En Corriente continua, Cos φ = 1.
- n = N° de conductores por fase.
- Xu = Reactancia por unidad de longitud en m Ω /m.

Formula Conductividad Eléctrica:

$$K = 1/\rho$$

$$\rho = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 20)]$$

$$T = T_0 + [(T_{max} - T_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{max}}\right)^2]$$

Donde:

K = Conductividad del conductor a la temperatura T.

ρ = Resistividad del conductor a la temperatura T.

ρ_{20} = Resistividad del conductor a 20°C.

$$\text{Cu} = 0.018$$

$$\text{Al} = 0.029$$

α = Coeficiente de temperatura:

$$\text{Cu} = 0.00392$$

$$\text{Al} = 0.00403$$

T = Temperatura del conductor (°C).

T₀ = Temperatura ambiente (°C):

$$\text{Cables enterrados} = 25^\circ\text{C}$$

$$\text{Cables al aire} = 40^\circ\text{C}$$

T_{max} = Temperatura máxima admisible del conductor (°C):

$$\text{XLPE, EPR} = 90^\circ\text{C}$$

$$\text{PVC} = 70^\circ\text{C}$$

I = Intensidad prevista por el conductor (A).

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor (A).

Fórmulas Sobrecargas:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

Donde:

I_b = Intensidad utilizada en el circuito

I_z = Intensidad admisible de la canalización según la norma UNE 20-460/5-523

I_n = Intensidad nominal del dispositivo de protección. Para los dispositivos de protección regulables, I_n es la intensidad de regulación escogida

I_2 = Intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección. En la práctica I_2 se toma igual:

- A la intensidad de funcionamiento en el tiempo convencional, para los interruptores automáticos (1,45 I_n como máximo).
- A la intensidad de fusión en el tiempo convencional, para los fusibles (1,6 I_n).

Fórmulas Cortocircuito:

$$I_{pccI} = \frac{C_t \cdot U}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot Z_t}$$

Donde:

- I_{pccI} = Intensidad permanente de c.c. en inicio de línea en kA.
- C_t = Coeficiente de tensión.
- U: Tensión trifásica en V.
- Z_t = Impedancia total en mΩ/m, aguas arriba del punto de c.c. (sin incluir la línea o circuito en estudio).

$$I_{pccF} = \frac{C_t \cdot U_f}{2 \cdot Z_t}$$

- I_{pccF} = Intensidad permanente de c.c. en el final de la línea en kA.
- C_t = Coeficiente de tensión.
- U_f = Tensión monofásica en V.
- Z_t = Impedancia total en mΩ/m, incluyendo la propia de la línea o circuito (por tanto es igual a la impedancia en origen más la propia del conductor o línea).

Impedancia Total hasta el punto de cortocircuito:

$$Z_t = (R_t^2 + X_t^2)^{1/2}$$

Siendo:

- $R_t = R_1 + R_2 + \dots + R_n$ (suma de las resistencias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.)
- $X_t = X_1 + X_2 + \dots + X_n$ (suma de las reactancias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.)
- $R = L \cdot 1000 \cdot CR / K \cdot S \cdot n$ (mΩ/m)
- $X = X_u \cdot L / n$ (mΩ/m)
- R: Resistencia de la línea en mΩ/m
- X: Reactancia de la línea en mΩ/m
- L: Longitud de la línea en m
- CR: Coeficiente de resistividad, extraído de condiciones generales de c.c.
- K: Conductividad del metal
- S: Sección de la línea en mm²
- X_u : Reactancia de la línea, en mΩ/m por metro.
- n = n° de conductores por fase.

$$t_{mcicc} = C_c \cdot \frac{S^2}{I_{pccF}^2}$$

Siendo:

t_{mcicc} = Tiempo máximo en segundos que un conductor soporta una I_{pcc}

C_c = Constante que depende de la naturaleza del conductor y de su aislamiento.

S : Sección de la línea en mm².

I_{pccF}^2 = Intensidad permanente de c.c. en fin de línea en A.

$$t_{ficc} = \frac{Cnt. Fusible}{I_{pccF}^2}$$

Siendo:

- t_{ficc} = Tiempo de fusión de un fusible para una determinada intensidad de cortocircuito.
- I_{pccF} = Intensidad permanente de c.c. en fin de línea en A.

$$L_{max} = \frac{0,8 \cdot U_F}{2 \cdot I_{F5} \cdot \sqrt{((1,5/K \cdot S \cdot n)^2 + (\frac{X_2}{n} \cdot 1000)^2)}}$$

Siendo:

- L_{max} = Longitud máxima de conductor protegido a c.c. (m) (para protección por fusibles)
- UF: Tensión de fase (V)
- K: Conductividad
- S: Sección del conductor (mm²)
- Xu: Reactancia por unidad de longitud (mΩ/m). En conductores aislados suele ser 0,1.
- n = nº de conductores por fase
- $C_t = 0,8$: Es el coeficiente de tensión.
- $C_R = 1,5$: Es el coeficiente de resistencia.
- I_{F5} = Intensidad de fusión en amperios de fusibles en 5 sg.

Curvas Interruptores Automáticos con Relé Electromagnético:

| | |
|---------------|--------------|
| Curva B | IMAG = 5 In |
| Curva C | IMAG = 10 In |
| Curvas D y MA | IMAG = 20 In |

Y comprobando finalmente que cumpla con los otros criterios de Intensidad Admisible, según la siguiente tabla:

*Tabla A
Intensidad max. admisible (A) en el conductor de cobre (cable unipolar RZ1-K)
(en función de la sección del cable y del tipo de instalación)*

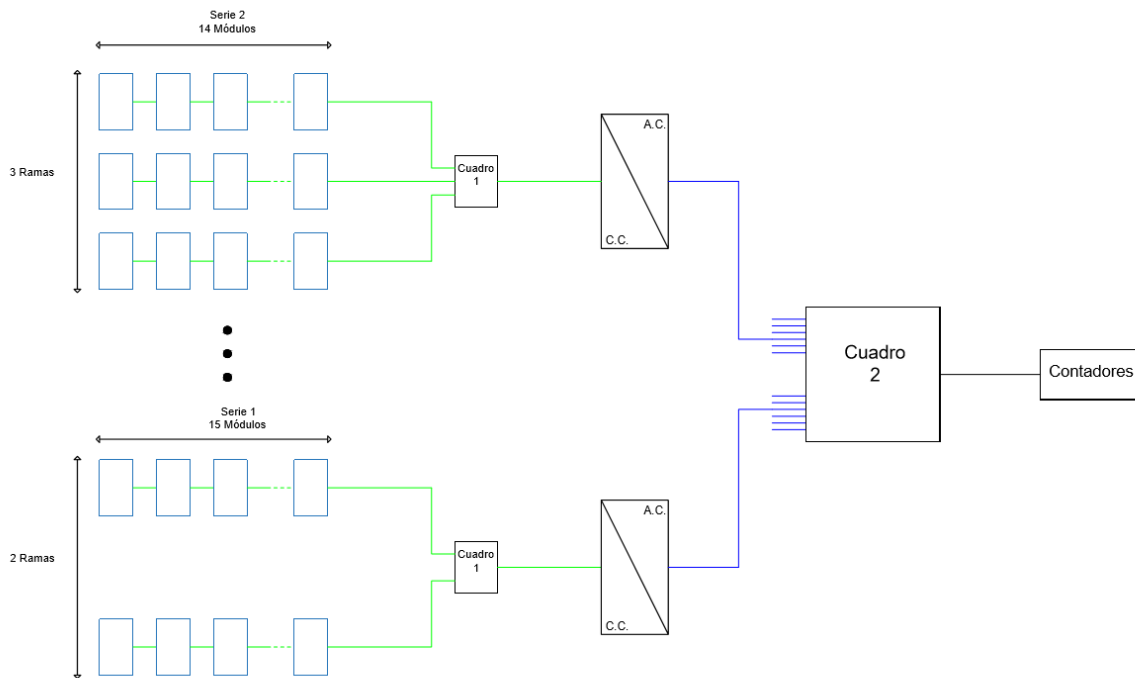
| tipo de instalación | Sección nominal del conductor (Cu), mm ² | | | | | | | | | | |
|--|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 10 | 16 | 25 | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 |
| tubos empotrados en pared de obra ⁽¹⁾ | | | | | | | | | | | |
| tubos en montaje superficial canal protectora | 60 | 80 | 106 | 131 | 159 | 202 | 245 | 284 | 338 | 386 | 455 |
| conductos cerrados de obra de fábrica | | | | | | | | | | | |
| tubos enterrados ⁽²⁾ | 77 | 100 | 128 | 152 | 184 | 224 | 268 | 304 | 340 | 384 | 440 |

Nota 1: Según tabla 1 de la ITC-19, método B, columna 8, temperatura ambiente 40 °C,
Nota 2: ITC-BT 07 Apto. 3.1.2.1 y factor de corrección 0,8 según aptdo. 3.1.3

Estas ecuaciones son las que se han utilizado en el cálculo de las líneas, ya sea en el cálculo por caída de tensión admisible o por calentamiento de los conductores. Por lo tanto, en dicho apartado, sólo se indicarán los parámetros propios de las líneas, longitud, potencia transportada, caída de tensión admisible, etc., y se han aplicado las ecuaciones citadas, directamente, sin necesidad de escribir los cálculos numéricos.

2.2.1 Cálculo de Secciones y Protecciones

En éste apartado se justifica mediante cálculos la elección de las secciones y protecciones tanto de la parte de continua como la de alterna. La siguiente figura representa el esquema de la instalación con todas las partes a calcular:



2.2.1.1 Secciones de la Parte de Continua

Caída de Tensión

Del tipo de circuito en continua que tenemos en la presente instalación, se obtiene la sección de cableado, aplicando las fórmulas para la peor serie, de cada inversor, en cuanto a distancias más largas cumpliendo con la condición de tener una caída de tensión inferior al 1%. Cálculos en la siguiente página.

Sobrecarga

Como vemos en la siguiente tabla, se cumplen las condiciones de cálculo por capacidad térmica:

| Tramo | $I_b \leq I_z$ |
|--------------------|----------------|
| Serie 1 – Cuadro 1 | $8,37 \leq 33$ |
| Serie 2 – Cuadro 1 | $8,37 \leq 33$ |

| Tramo | $I_b \leq I_z$ |
|------------------------------|-----------------|
| Cuadro 1 - Inversor 7000 HV | $16,74 \leq 45$ |
| Cuadro 1 - Inversor 10000 TL | $25,11 \leq 45$ |

Todo ello calculado a partir de los siguientes elementos:

- Cable **XZ1FA3Z – K (AS) 1,8 kV, DC 06/1 kV AC**. Con una sección de 4 mm², 45 A de intensidad máxima admisible.

TRAMO 1

| MODELO | INVERSOR | DISTANCIA HASTA CUADRO 1 (m) | Umpp (V) | I cálculo (A) | C.D.T. (V) | C.D.T. (%) | Sección (mm2) | I. Máx. Adm (A) | Tensión con C.D.T. (V) |
|----------|----------|------------------------------|----------|---------------|------------|------------|---------------|-----------------|------------------------|
| 7000 HV | 1 | 31 | 471 | 8,37 | 2,92 | 0,62 | 4 | 45 | 468,08 |
| | 2 | 25 | | | 2,35 | 0,50 | 4 | 45 | 468,65 |
| | 3 | 27 | | | 2,54 | 0,54 | 4 | 45 | 468,46 |
| | 4 | 29 | | | 2,73 | 0,58 | 4 | 45 | 468,27 |
| | 5 | 30 | | | 2,82 | 0,60 | 4 | 45 | 468,18 |
| | 6 | 31 | | | 2,92 | 0,62 | 4 | 45 | 468,08 |
| 10000 TL | 1 | 39 | 439,6 | 8,37 | 3,67 | 0,83 | 4 | 45 | 435,93 |
| | 2 | 24 | | | 2,26 | 0,51 | 4 | 45 | 437,34 |
| | 3 | 27 | | | 2,54 | 0,58 | 4 | 45 | 437,06 |
| | 4 | 34 | | | 3,20 | 0,73 | 4 | 45 | 436,40 |
| | 5 | 27 | | | 2,54 | 0,58 | 4 | 45 | 437,06 |
| | 6 | 24 | | | 2,26 | 0,51 | 4 | 45 | 437,34 |

TRAMO 2

| MODELO | INVERSOR | DISTANCIA HASTA INVERSOR | Umpp (V) | I cálculo (A) | C.D.T. (V) | C.D.T. (%) | C.D.T. Total (V) | C.D.T. Total (%) | Tensión con C.D.T. (V) |
|----------|----------|--------------------------|----------|---------------|------------|------------|------------------|------------------|------------------------|
| 7000 HV | 1 | 1 | 471 | 8,37 | 0,26 | 0,06 | 3,18 | 0,68 | 467,82 |
| | 2 | 1 | | | 0,26 | 0,06 | 2,62 | 0,56 | 468,38 |
| | 3 | 1 | | | 0,26 | 0,06 | 2,80 | 0,60 | 468,20 |
| | 4 | 1 | | | 0,26 | 0,06 | 2,99 | 0,64 | 468,01 |
| | 5 | 1 | | | 0,26 | 0,06 | 3,09 | 0,66 | 467,91 |
| | 6 | 1 | | | 0,26 | 0,06 | 3,18 | 0,68 | 467,82 |
| 10000 TL | 1 | 1 | 439,6 | 8,37 | 0,20 | 0,05 | 3,87 | 0,88 | 435,73 |
| | 2 | 1 | | | 0,20 | 0,05 | 2,46 | 0,56 | 437,14 |
| | 3 | 1 | | | 0,20 | 0,05 | 2,74 | 0,62 | 436,86 |
| | 4 | 1 | | | 0,20 | 0,05 | 3,40 | 0,77 | 436,20 |
| | 5 | 1 | | | 0,20 | 0,05 | 2,74 | 0,62 | 436,86 |
| | 6 | 1 | | | 0,20 | 0,05 | 2,46 | 0,56 | 437,14 |

Misma sección TRAMO 1
Conductividad Cu 995 = 44

2.2.1.2 Secciones de la Parte de Alterna

En aplicación de todo lo estipulado en el apartado anterior, tendremos que las secciones para la parte de alterna son:

Datos

- Trifásica 400 = V
- Monofásica = 230 V
- $\cos \varphi = 0,8$

Resultados obtenidos para las distintas ramas y nudos en la siguiente página.

Sobrecarga

Como vemos en la siguiente tabla, se cumplen las condiciones de cálculo por capacidad térmica:

| Tramo | $I_b \leq I_z$ |
|------------------------------|------------------|
| Inversor 7000 HV – Cuadro 2 | $28,21 \leq 244$ |
| Inversor 10000 TL – Cuadro 2 | $43,47 \leq 244$ |

| Tramo | $I_b \leq I_z$ |
|-----------------------|---------------------|
| Cuadro 2 – Contadores | $180,46 \leq 240,8$ |

Utilizados en el último tramo, un factor de 1,25 de sobredimensionado, según recoge la ITC BT 40, así como un PR de 0,8.

Todo ello calculado a partir de los siguientes elementos:

- Cable **RV – K 0,6/1 KV**. Con una sección de 70 mm², 244 A de intensidad máxima admisible.
- Cable **RZ1 – K (AS) 0,6/1 KV**. Con una sección de 120 mm², 301 A de intensidad máxima admisible.

TRAMO 3

| MODELO | INVERSOR | DISTANCIA HASTA CUADRO 2 (m) | Tensión (V) | I cálculo (A) | C.D.T. (V) | C.D.T. (%) | Sección (mm ²) | I. Máx. Adm (A) | Tensión con C.D.T. (V) |
|----------|----------|------------------------------|-------------|---------------|------------|------------|----------------------------|-----------------|------------------------|
| 7000 HV | 1 | 27,4 | 230 | 28,91 | 0,51 | 0,22 | 70 | 244 | 229,49 |
| | 2 | 37 | | | 0,69 | 0,30 | 70 | 244 | 229,31 |
| | 3 | 46 | | | 0,86 | 0,38 | 70 | 244 | 229,14 |
| | 4 | 56 | | | 1,05 | 0,46 | 70 | 244 | 228,95 |
| | 5 | 66 | | | 1,24 | 0,54 | 70 | 244 | 228,76 |
| | 6 | 76 | | | 1,43 | 0,62 | 70 | 244 | 228,57 |
| 10000 TL | 1 | 82 | 230 | 43,47 | 2,32 | 1,01 | 70 | 244 | 227,68 |
| | 2 | 67 | | | 1,89 | 0,82 | 70 | 244 | 228,11 |
| | 3 | 53 | | | 1,50 | 0,65 | 70 | 244 | 228,50 |
| | 4 | 43 | | | 1,21 | 0,53 | 70 | 244 | 228,79 |
| | 5 | 29 | | | 0,82 | 0,36 | 70 | 244 | 229,18 |
| | 6 | 20 | | | 0,56 | 0,25 | 70 | 244 | 229,44 |

TRAMO 4

| Distancia (M) | Tramo | Tensión (V) | I cálculo (A) | C.D.T. (V) | C.D.T. (%) | Sección (mm ²) | I. Máx. Adm (A) | Tensión con C.D.T. (V) |
|---------------|---------------------------------|-------------|---------------|------------|------------|----------------------------|-----------------|------------------------|
| 21 | Cuadro 2 - Contadores de medida | 400 | 144,33 | 1,72 | 0,43 | 120 | 301 | 398,28 |

2.2.1.3 Justificación de Protecciones del Sistema

Si bien la normativa de protección contra contactos directos e indirectos para instalaciones generadoras solares fotovoltaicas no es clara, es posible establecer, que para tensiones superiores a 75 V, como es la instalación proyectada, se dispondrán de las siguientes protecciones:

- Todos los elementos de la instalación deben tener aisladas las partes activas, colocando barreras o envolventes sobre las mismas, poniendo obstáculos entre las personas y las partes activas o poniendo éstas fuera del alcance de las personas por alejamiento.
- Se debe disponer de señalización de peligro de contactos eléctricos en las cercanías del generador fotovoltaico y en los puntos donde haya riesgo de contactos con las partes activas de la instalación.
- En el caso de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas, en las que existe separación galvánica entre el sistema fotovoltaico y la red de alterna, que es el caso de las instalaciones en España, y por tanto de la que nos ocupa, se configura la red de generación en c.c. como flotante o Aislada de Tierra, configuración IT, es decir dejando ambos polos aislados de tierra.

Esta configuración supone en sí misma, un elevado nivel de protección, ya que en el contacto involuntario de una persona con una parte activa, la corriente que circula a tierra a través suyo es únicamente la corriente capacitiva determinada por la capacidad entre la instalación y tierra, corriente que suele alcanzar muy pocos mA.

- El aislamiento queda reforzado al estar ésta compuesta de elementos de doble aislamiento, también llamada de Clase II.

Esta medida de protección que de por sí sería suficiente según el REBT, no es recomendable como único sistema de protección contra contactos directos e indirectos, por la dificultad de garantizar que toda la instalación sea de clase II no sólo al principio sino a lo largo de su vida de funcionamiento.

Por tanto, se recomienda para reforzar el aislamiento usar módulos de Clase II, y que los cables sean unipolares o bipolares de doble aislamiento 0,6/1kV así como el resto de los componentes del sistema (cajas, armarios, etc.).

- La propiedad de ser red aislada sólo se puede asegurar si se realiza una vigilancia permanente del aislamiento con un elemento de sensibilidad adecuada, vigilando toda la parte de c.c.. Se considera un nivel adecuado de vigilancia 100 ohmios/V, es decir para el sistema que nos ocupa la tensión es de 353,16 V de c.c., tensión de circuito abierto a la temperatura de operación mínima, debe actuar la detección si el aislamiento baja de 35,3 kohm. Y según especificaciones del fabricante SMA, la desconexión se realiza con valores más altos, por tanto cumplen.

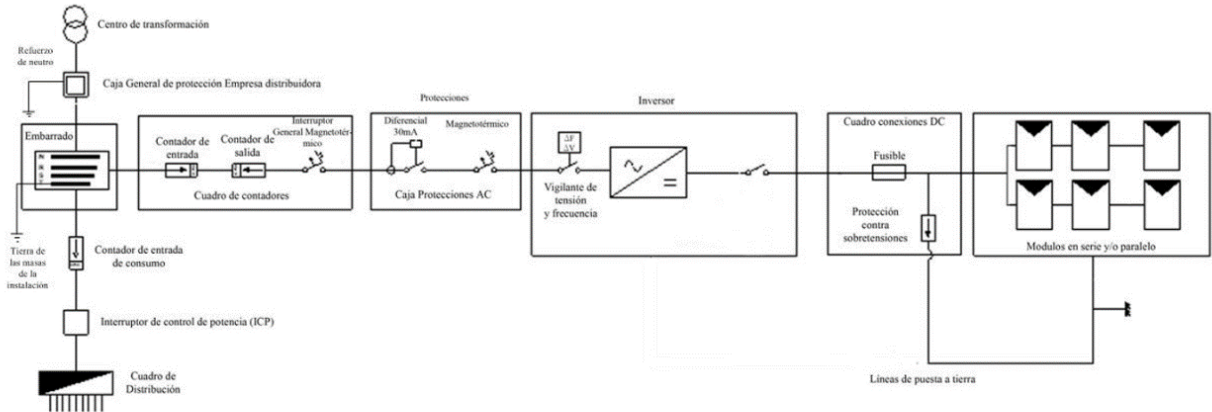
◆ Para la protección más adecuada contra contactos directos e indirectos en la parte de c.a. de la instalación fotovoltaica es aconsejable configurar esta parte como Puesta el Neutro a Tierra, configuración TT (como suele ser habitual en nuestras redes de BT), y la instalación de un interruptor diferencial que recomienda en cada caso el REBT.

En cuanto a la parte de continua, dejar el sistema de corriente continua aislado de tierra con algún sistema de detección de una primera derivación a tierra, junto con las protecciones y especificaciones técnicas indicadas en el real decreto de aplicación, y el en Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas complementarias, proporcionan un adecuado sistema de protección para las instalaciones fotovoltaicas cubiertas.

Caso que se cumple en esta instalación, al disponer los inversores de detector corriente de defecto. Una falta de aislamiento, pone automáticamente el sistema a tierra, ya que, primero, se deja de producir corriente alterna, con lo que la anomalía se hace más evidente y segundo, el poner a tierra el sistema de c.c. en algún punto, disminuye en parte el riesgo de accidente en un posible segundo contacto.

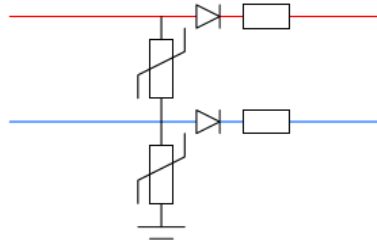
2.2.1.4 Protecciones

Muchas de las protecciones anteriores suelen ir incluidas en el inversor. El esquema de protecciones más usual se puede observar en las siguientes gráficas



Cuadro 1

También llamadas cajas de nivel, en la cual se realizan las conexiones de las series, junto a cada inversor. En él se encuentran las siguientes protecciones:



- En la unión de ramas suele haber un cambio de sección. Suelen utilizarse como punto de protección para la red de continua
- Con la protección fusible es suficiente si el inversor lleva protección frente a sobretensiones.
- De todos modos para evitar daños en el inversor se suele poner protección frente a sobretensiones entre polos y entre polos y tierra.
- También es recomendable poner diodos antirretorno

Selección de Fusible Serie 1 y 2:

Fusible ubicado en el final de cada serie, antes de la conexión paralelo de las mismas.

Condición 1:

Serie 1 y 2

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$8,94 \leq 12 \leq 45$$

Condición 2:

Serie 1 y 2

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$1,9 \cdot I_n \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$22,8 \leq 65,25$$

Selección de Fusible Cuadro 1:

Fusible situado después de la conexión paralelo de cada serie.

Condición 1:

Serie 1

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$17,88 \leq 20 \leq 45$$

Serie 2

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$26,82 \leq 32 \leq 45$$

Para la parte de continua no se ha tenido en cuenta la protección contra cortocircuito, ya que el mismo no llega a ser lo suficientemente alto por las características de la instalación y se considera más una sobrecarga.

Condición 2:

Serie 1

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$32 \leq 65,25$$

Serie 1

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$51,2 \leq 65,25$$

Selección de Interruptor Magnetotérmico Cuadro 2:

Situado en el Cuadro 2, protegiendo la salida de cada inversor

Sobrecarga

Condición 1:

Inversor Tipo 7000 HV

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$29 \leq 32 \leq 244$$

Inversor Tipo 10000 TL

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$43 \leq 50 \leq 244$$

Condición 2:

Inversor Tipo 7000 HV

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$51,2 \leq 354$$

Inversor Tipo 10000 TL

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$80 \leq 354$$

Cortocircuito

Para éste apartado vamos a tener en cuenta una $I_{CC} = 12$ kA, en la parte de alterna

Además, antes se debe conocer el valor de $I_{CC.Mín}$, así como los valores de impedancia de la línea en el punto con más longitud:

| MODELO | INVERSOR | DISTANCIA HASTA CUADRO 2 (m) | Req red (Ω) | Req (Ω) | Icc Mín (A) |
|----------|----------|------------------------------|----------------------|------------------|-------------|
| 7000 HV | 1 | 27,4 | 0,033 | 0,047 | 2472 |
| | 2 | 37 | | 0,050 | 2310 |
| | 3 | 46 | | 0,053 | 2176 |
| | 4 | 56 | | 0,056 | 2045 |
| | 5 | 66 | | 0,060 | 1928 |
| | 6 | 76 | | 0,063 | 1824 |
| 10000 TL | 1 | 82 | | 0,065 | 1767 |
| | 2 | 67 | | 0,060 | 1917 |
| | 3 | 53 | | 0,055 | 2083 |
| | 4 | 43 | | 0,052 | 2219 |
| | 5 | 29 | | 0,047 | 2444 |
| | 6 | 20 | | 0,044 | 2614 |

| Modelo | Distancia | Req línea (Ω) |
|--------|-----------|------------------------|
| Medida | 21 | 0,004 |

Como vemos la $I_{CC.Mín} = 1767$ A

Condición 1:

$$I_{rm} \leq I_{cc \text{ Mín}}$$

$$5 * I_n \leq I_{cc \text{ Mín}}$$

$$800 \leq 1767$$

Condición 2:

$$I_{cc \text{ Máx}} \leq \text{Poder de corte}$$

$$12000 \leq 15000$$

Interruptor elegido con curva B

Comprobación de la sección por cortocircuito

$$t = \frac{(K \cdot S)^2}{I_{cc}^2}$$

$$t = \frac{(143 \cdot 70)^2}{12000^2} = 0,7 \text{ s}$$

$$0,1 \text{ s} \leq 0,7 \text{ s}$$

Selección de Interruptor Automático General

Situado en el cuarto de contadores, junto al diferencial general, y después de la línea que sale del cuadro 2.

Sobrecarga

Condición 1:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$144,33 \leq 160 \leq 301$$

Condición 2:

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$256 \leq 436,45$$

Cortocircuito

Para éste apartado vamos a tener en cuenta una $I_{CC} = 12$ kA, en la parte de alterna

Además, antes se debe conocer el valor de $I_{CC.Mín}$, así como los valores de impedancia de la línea en el punto con más longitud:

| Modelo | Distancia | Req línea (Ω) | Req red (Ω) | Req (Ω) | Icc Mín (A) |
|--------|-----------|------------------------|----------------------|------------------|-------------|
| Medida | 21 | 0,004 | 0,033 | 0,077 | 2974 |

Condición 1:

$$I_{rm} \leq I_{cc\ Mín}$$

$$5 * I_n \leq I_{cc\ Mín}$$

$$800 \leq 2974$$

Condición 2:

$$I_{CC\ Máx} \leq \text{Poder de corte}$$

$$12000 \leq 50000$$

Interruptor elegido con curva B

Comprobación de la sección por cortocircuito

$$t = \frac{(K \cdot S)^2}{I_{CC}^2}$$
$$t = \frac{(143 \cdot 120)^2}{12000^2} = 2,04 \text{ s}$$
$$0,1 \text{ s} \leq 2,04 \text{ s}$$

Selección de Diferencial General

Situado en el cuadro de medida, después del Interruptor Automático General.

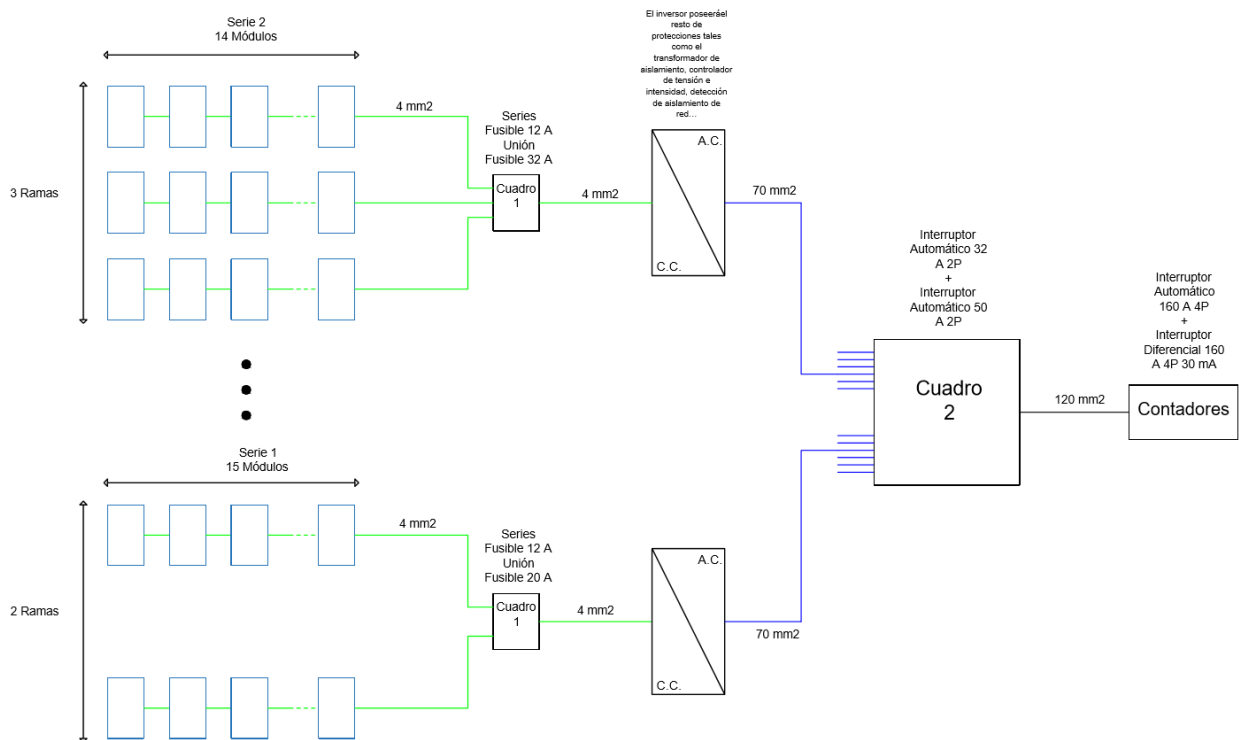
Condición 1:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$144,33 \leq 160 \leq 301$$

Condición 2:

Sensibilidad = 30 mA

2.2.1.5 Resumen



Así quedan descritas todas las protecciones a instalar en el sistema, con la descripción y unidades descritas en la tabla siguiente:

| Ubicación | Protección | Descripción | Unidades |
|---------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|----------|
| Serie 1 y 2 | Fusible | 10x38 mm, 1000 V, DC, 12 A | 30 |
| Unión Serie 1 | Fusible | 10x38 mm, 1000 V, DC, 20 A | 6 |
| Unión Serie 2 | Fusible | 10x38 mm, 1000 V, DC, 32 A | 6 |
| Cuadro 2 Inversor 7000 HV | Interruptor Automático | 32 A, 2P, 15 kA | 6 |
| Cuadro 2 Inversor 10000 TL | Interruptor Automático | 50 A, 2P, 15 kA | 6 |
| Cuadro de Medida | Interruptor Automático General | 160 A, 4P, 50 kA | 1 |
| Cuadro de Medida | Interruptor Diferencial | 160 A, 4P, 30 mA | 1 |

2.2.1.6 Secciones de las Tomas de Tierra

La sección de los conductores de protección será igual a la fijada por la siguiente tabla, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación.

| Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²). | Sección mínima de los conductores de protección (mm ²). |
|---|---|
| $S \leq 16$ | S (*) |
| $16 < S \leq 35$ | 16 |
| $S > 35$ | S/2 |
| (*) Con un mínimo de : | |
| 2,5 mm ² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica. | |
| 4 mm ² si los conductores de protección no forman parte de la canalización y no tienen una protección mecánica. | |

Por tanto, eligiendo una sección del cableado de tierra según corresponda con la tabla anterior para cada una de las secciones calculadas en los puntos anteriores, cumplirán con lo establecido según REBT.

3. CONDICIONES GENERALES

3.1 OBJETO

Este Pliego de Condiciones determina los requisitos a que se debe ajustar la ejecución de instalaciones de la planta solar cuyas características técnicas estarán especificadas en el correspondiente Proyecto.

3.2 CONDICIONES GENERALES

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del Trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio familiar y de vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, siempre que no lo modifique el presente Pliego de Condiciones.

Todos los materiales a emplear en la presente instalación serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como el Código Técnico de la Edificación, y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán esmeradamente, con arreglo a las buenas prácticas de las instalaciones eléctricas, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, y cumpliendo estrictamente las instrucciones recibidas por la Dirección Facultativa.

3.3 CONDICIONES FACULTATIVAS LEGALES

Las obras del Proyecto, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se regirán por lo especificado en:

- a) Reglamentación General de Contratación según Decreto 3410/75, de 25 de noviembre.
- b) Pliego de Condiciones Generales para la Contratación de Obras Públicas aprobado por Decreto 3854/70, de 31 de diciembre.
- c) Artículo 1588 y siguientes del Código Civil, en los casos que sea procedente su aplicación al contrato de que se trate.
- d) Decreto de 12 de marzo de 1954 por el que se aprueba el Reglamento de Verificaciones eléctricas y Regularidad en el suministro de energía.
- e) Real Decreto 3275/1982 de 12 de Noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, así como las Ordenes de 6 de julio de 1984, de 18 de octubre de 1984 y de 27 de noviembre de 1987, por las que se aprueban y actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias sobre dicho reglamento.

- f) Real Decreto 3151/1968 de 28 de Noviembre, por el que se aprueba el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.
- g) Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002).
- h) Normas particulares y de normalización de la Cía. Suministradora de Energía Eléctrica.
- i) Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos laborales y RD 162/97 sobre Disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

3.4 SEGURIDAD EN EL TRABAJO

El Contratista está obligado a cumplir las condiciones que se indican en el apartado “i” del punto anterior y cuantas en esta materia fueran de pertinente aplicación.

Asimismo, deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos en tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal; los metros, reglas, mangos de aceiteras, útiles limpiadores, etc., que se utilicen no deben ser de material conductor. Se llevarán las herramientas o equipos en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes ni clavos en suelas.

El personal de la Contrata viene obligado a usar todos los dispositivos y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidos para eliminar o reducir los riesgos profesionales tales como casco, gafas, banqueta aislante, etc., pudiendo el Director de Obra suspender los trabajos, si estima que el personal de la Contrata está expuesto a peligros que son corregibles.

El Director de Obra podrá exigir del Contratista, ordenándolo por escrito, el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar la integridad física del propio trabajador o de sus compañeros.

El Director de Obra podrá exigir del Contratista en cualquier momento, antes o después de la iniciación de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de Seguridad Social de todo tipo (afiliación, accidente, enfermedad, etc.) en la forma legalmente establecida.

3.5 SEGURIDAD PÚBLICA

El Contratista deberá tomar todas las precauciones máximas en todas las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El Contratista mantendrá póliza de Seguros que proteja suficientemente a él y a sus empleados u obreros frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., que en uno y otro pudieran incurrir para el Contratista o para terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

3.6 DATOS DE LA OBRA

Se entregará al Contratista una copia de los planos y pliegos de condiciones del Proyecto, así como cuantos planos o datos necesite para la completa ejecución de la Obra.

El Contratista podrá tomar nota o sacar copia a su costa de la Memoria, Presupuesto y Anexos del Proyecto, así como segundas copias de todos los documentos.

El Contratista se hace responsable de la buena conservación de los originales de donde obtenga las copias, los cuales serán devueltos al Director de Obra después de su utilización.

Por otra parte, en un plazo máximo de dos meses, después de la terminación de los trabajos, el Contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos existentes, de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al Director de Obra dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados.

No se harán por el Contratista alteraciones, correcciones, omisiones, adiciones o variaciones sustanciales en los datos fijados en el Proyecto, salvo aprobación previa por escrito del Director de Obra.

3.7 REPLANTEO DE LA OBRA

El Director de Obra, una vez que el Contratista esté en posesión del Proyecto y antes de comenzar las obras, deberá hacer el replanteo de las mismas, con especial atención en los puntos singulares, entregando al Contratista las referencias y datos necesarios para fijar completamente la ubicación de los mismos.

Se levantará por duplicado Acta, en la que constarán, claramente, los datos entregados, firmado por el Director de Obra y por el representante del Contratista.

Los gastos de replanteo serán de cuenta del Contratista.

3.8 MEJORAS Y VARIACIONES DE LA OBRA

No se considerarán como mejoras ni variaciones del Proyecto más que aquellas que hayan sido ordenadas expresamente por escrito por el Director de Obra y convenido precio antes de proceder a su ejecución.

Las obras accesorias o delicadas, no incluidas en los precios de adjudicación, podrán ejecutarse con personal independiente del Contratista.

3.9 RECEPCIÓN DEL MATERIAL

El Director de Obra de acuerdo con el Contratista dará a su debido tiempo su aprobación sobre el material suministrado y confirmará que permite una instalación correcta.

La vigilancia y conservación del material suministrado será por cuenta del Contratista.

3.10 ORGANIZACIÓN

El Contratista actuará de patrono legal, aceptando todas las responsabilidades correspondientes y quedando obligado al pago de los salarios y cargas que legalmente están establecidas, y en general, a todo cuanto se legisle, decrete u ordene sobre el particular antes o durante la ejecución de la obra.

Dentro de lo estipulado en el Pliego de Condiciones, la organización de la Obra, así como la determinación de la procedencia de los materiales que se empleen, estará a cargo del Contratista a quien corresponderá la responsabilidad de la seguridad contra accidentes.

El Contratista deberá, sin embargo, informar al Director de Obra de todos los planes de organización técnica de la Obra, así como de la procedencia de los materiales y cumplimentar cuantas órdenes le de éste en relación con datos extremos.

En las obras por administración, el Contratista deberá dar cuenta diaria al Director de Obra de la admisión de personal, compra de materiales, adquisición o alquiler de elementos auxiliares y cuantos gastos haya de efectuar. Para los contratos de trabajo, compra de material o alquiler de elementos auxiliares, cuyos salarios, precios o cuotas sobrepasen en más de un 5% de los normales en el mercado, solicitará la aprobación previa del Director de Obra, quien deberá responder dentro de los ocho días siguientes a la petición, salvo casos de reconocida urgencia, en los que se dará cuenta posteriormente.

3.11 FACILIDADES PARA LA INSPECCIÓN

El Contratista proporcionará al Director de Obra o Delegados y colaboradores, toda clase de facilidades para los replanteos, reconocimientos, mediciones y pruebas de los materiales, así como la mano de obra necesaria para los trabajos que tengan por objeto comprobar el cumplimiento de las condiciones establecidas, permitiendo el acceso a todas las partes de la obra e incluso a los talleres o fábricas donde se produzcan los materiales o se realicen trabajos para las obras.

3.12 CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

Los cables se colocarán dentro de tubos o canales, fijados directamente sobre las paredes, o bajo tubos enterrados, según se indica en Memoria, Planos y Mediciones.

Antes de iniciar el tendido de las líneas de cada serie en la parte de continua, deberán estar preparadas las necesarias canalizaciones al ejecutar la obra previa. Deberá replantearse sobre ésta en forma visible la situación de las cajas de registro y protección, así como el recorrido de las líneas, señalando de forma conveniente la naturaleza de cada elemento.

3.13 IDENTIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que por conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. Cuando exista conductor neutro en la instalación o se prevea para un conductor de fase su pase posterior a conductor neutro, se identificarán éstos por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. Todos los conductores de fase, o en su caso, aquellos para los que no se prevea su pase posterior a neutro, se identificarán por los colores marrón, negro o gris.

3.14 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y RIGIDEZ DIELECTRICA

La rigidez dieléctrica será tal que, desconectados los aparatos de utilización (receptores), resista durante 1 minuto una prueba de tensión de $2U + 1000 \text{ V}$ a frecuencia industrial, siendo U la tensión máxima de servicio expresada en voltios, y con un mínimo de 1.500 V.

Las corrientes de fuga no serán superiores, para el conjunto de la instalación o para cada uno de los circuitos en que ésta pueda dividirse a efectos de su protección, a la sensibilidad que presenten los interruptores diferenciales instalados como protección contra los contactos indirectos.

3.15 CAJAS DE EMPALME

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Deberán ser de Clase II. En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión.

Los conductos se fijarán firmemente a todas las cajas de salida, de empalme y de paso, mediante contratuerca y casquillos. Se tendrá cuidado de que quede al descubierto el número total de hilos de rosca al objeto de que el casquillo pueda ser perfectamente apretado contra el extremo del conducto, después de lo cual se apretará la contratuerca para poner firmemente el casquillo en contacto eléctrico con la caja.

Los conductos y cajas se sujetarán por medio de clavos Split sobre metal. Los pernos de fijador de tipo tornillo se usarán en instalaciones permanentes, los de tipo de tuerca cuando se precise desmontar la instalación, y los pernos de expansión serán de apertura efectiva. Serán de construcción sólida y capaz de resistir una tracción mínima de 20 kg. No se hará uso de clavos por medio de sujeción de cajas o conductos.

3.16 LÍNEA DE CANALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN

La distribución del cableado deberá permitir un fácil acceso a todas las partes del mismo y la identificación del sistema a que pertenece.

Las canalizaciones que transcurran por el interior de los seguidores, se realizarán mediante tubo rígido de PVC curvable en caliente, o bien tubo flexible de poliamida de sección variable en función del número de cables a alojar. Las derivaciones y conexiones de las líneas se realizarán en cajas estancas de registro.

Los cables serán de aislamiento Clase II, de polietileno reticulado y cubierta de PVC, tipo RV-0,6/1 KV, s/UNE 21-123.

Las conexiones se realizarán de forma segura, con terminales, indicando el número identificador según esquemas.

3.17 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

A la salida de los inversores, 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 sobrecargas de cada uno de los circuitos que parten de dicho cuadro.

La protección contra sobrecargas 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 la protección a cortocircuitos.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de éstos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores utilizados. No obstante, no se exige instalar dispositivos de protección en el origen de un circuito en que se presente una disminución de la intensidad admisible en el mismo, cuando su protección quede asegurada por otro dispositivo instalado anteriormente.

Los interruptores serán de ruptura al aire y de disparo libre y tendrán un indicador de posición. El accionamiento será directo por polos con mecanismos de cierre por energía acumulada. El accionamiento será manual o manual y eléctrico, según se indique en el esquema o sea necesario por necesidades de automatismo. Llevarán marcadas la intensidad y tensión, nominales de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexión.

El interruptor de entrada al cuadro, de corte omnipolar, será selectivo con los interruptores situados aguas abajo, tras él.

3.18 FUSIBLES

Los fusibles serán de alta capacidad de ruptura, limitadores de corriente.

Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán contruidos de tal forma que no se pueda proyectar metal al fundirse. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales 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 retirada fácilmente de la base.

3.19 INTERRUPTORES DIFERENCIALES

En la parte de alterna, la protección contra contactos directos se asegurará adoptando las siguientes medidas:

Protección por aislamiento de las partes activas. Las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.

Protección por medio de barreras o envolventes. Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras. Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para el buen funcionamiento de los equipos, se adoptarán precauciones apropiadas para impedir que las personas o animales domésticos toquen las partes activas y se garantizará que las personas sean conscientes del hecho de que las partes activas no deben ser tocadas voluntariamente.

Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual. Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos.

El empleo de dispositivos de corriente diferencial-residual, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 30 mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios.

La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante "corte automático de la alimentación". Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24 V en locales húmedos.

Se cumplirá la siguiente condición: $R_a \times I_a \times U$, donde:

- R_a es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- I_a es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial-residual asignada.
- U es la tensión de contacto límite convencional (50 ó 24V).

3.20 EQUIPOS DE MEDIDA

Los contadores de energía activa y reactiva estarán homologados por el organismo competente.

La tierra de medida estará unida a la tierra del neutro de Baja Tensión constituyendo la tierra de servicio, que será independiente de la tierra de protección.

En general, para todo lo referente al montaje del equipo de medida, precintabilidad, grado de protección, etc. se tendrán en cuenta lo indicado a tal efecto en la normativa de la compañía suministradora.

3.21 LÍNEA DE PUESTA A TIERRA

3.21.1 Puesta a Tierra de las Instalaciones Fotovoltaicas

En concreto la instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. En concreto:

1. La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre 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.
2. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.
3. Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

No se indica en el R.D. 1699/2011 pero se indica en la normativa, que las masas de la instalación fotovoltaica, así como de las otras masas del lugar, estarán conectadas de forma independiente de los conductores correspondientes a la puesta a tierra del pararrayo o pararrayos del lugar si los hubiera (los conductores provenientes de la instalación captadora de rayos y de derivación se conectarán directamente con la puesta a tierra del edificio o lugar de emplazamiento).

3.22 INSPECCIONES Y PRUEBAS EN FÁBRICA

La aparatamenta se someterá en fábrica a una serie de ensayos para comprobar que están libres de defectos mecánicos y eléctricos.

En particular se harán por lo menos las siguientes comprobaciones:

- Se medirá la resistencia de aislamiento con relación a tierra y entre conductores, que tendrá un valor de al menos 0,50 mohm.
- Una prueba de rigidez dieléctrica, que se efectuará aplicando una tensión igual a dos veces la tensión nominal más 1.000 voltios, con un mínimo de 1.500 voltios, durante 1 minuto a la frecuencia nominal. Este ensayo se realizará estando los aparatos de interrupción cerrados y los cortocircuitos instalados como en servicio normal.
- Se calibrarán y ajustarán todas las protecciones de acuerdo con los valores suministrados por el fabricante.

3.23 MEDIOS AUXILIARES

No se abonarán en concepto de medios auxiliares más cantidades que las que figuren explícitamente consignadas en presupuesto, entendiéndose que en todos los demás casos el costo de dichos medios está incluido en los correspondientes precios del presupuesto.

3.24 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS

Las obras se ejecutarán conforme al Proyecto y a las condiciones contenidas en este Pliego de Condiciones y en el Pliego Particular si lo hubiera y de acuerdo con las especificaciones señaladas en el de Condiciones Técnicas.

El Contratista, salvo aprobación por escrito del Director de Obra, no podrá hacer ninguna alteración o modificación de cualquier naturaleza tanto en la ejecución de la obra en relación con el Proyecto como en las Condiciones Técnicas especificadas.

El Contratista no podrá utilizar en los trabajos personal que no sea de su exclusiva cuenta y cargo. Salvo en el caso de subcontratas.

Igualmente, será de su exclusiva cuenta y cargo aquel personal ajeno al propiamente manual y que sea necesario para el control administrativo del mismo.

El Contratista deberá tener al frente de los trabajos un técnico suficientemente especializado a juicio del Director de Obra.

3.25 SUBCONTRATACIÓN DE LAS OBRAS

Salvo que el contrato disponga lo contrario o que de su naturaleza y condiciones se deduzca que la Obra ha de ser ejecutada directamente por el adjudicatario, podrá éste concertar con terceros la realización de determinadas unidades de obra.

La celebración de los subcontratos estará sometida al cumplimiento de los siguientes requisitos:

- a) Que se dé conocimiento por escrito al Director de Obra del subcontrato a celebrar, con indicación de las partes de obra a realizar y sus condiciones económicas, a fin de que aquél lo autorice previamente.
- b) Que las unidades de obra que el adjudicatario contrate con terceros no exceda del 50% del presupuesto total de la obra principal.

En cualquier caso el Contratista no quedará vinculado en absoluto ni reconocerá ninguna obligación contractual entre él y el subcontratista y cualquier subcontratación de obras no eximirá al Contratista de ninguna de sus obligaciones respecto al Contratante.

3.26 PLAZO DE EJECUCIÓN

Los plazos de ejecución, total y parciales, indicados en el contrato, se empezarán a contar a partir de la fecha de replanteo.

El Contratista estará obligado a cumplir con los plazos que se señalen en el contrato para la ejecución de las obras y que serán improrrogables.

No obstante lo anteriormente indicado, los plazos podrán ser objeto de modificaciones cuando así resulte por cambios determinados por el Director de Obra debidos a exigencias de la realización de las obras y siempre que tales cambios influyan realmente en los plazos señalados en el contrato.

Si por cualquier causa, ajena por completo al Contratista, no fuera posible empezar los trabajos en la fecha prevista o tuvieran que ser suspendidos una vez empezados, se concederá por el Director de Obra, la prórroga estrictamente necesaria.

3.27 RECEPCIÓN PROVISIONAL

Una vez terminadas las obras y a los quince días siguientes a la petición del Contratista se hará la recepción provisional de las mismas por el Contratante, requiriendo para ello la presencia del Director de Obra y del representante del Contratista, levantándose la correspondiente Acta, en la que se hará constar la conformidad con los trabajos realizados, si este es el caso. Dicho Acta será firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente de acuerdo con las especificaciones dadas en el Pliego de Condiciones Técnicas y en el Proyecto correspondiente, comenzándose entonces a contar el plazo de garantía.

3.28 MANTENIMIENTO

El mantenimiento de una instalación fotovoltaica debe asegurar el correcto funcionamiento del sistema, manteniendo las condiciones óptimas que existían en su puesta en marcha inicial y minimizando el riesgo de aparición de averías.

Cuando sea necesario intervenir nuevamente en la instalación, bien sea por causa de averías o para efectuar modificaciones en la misma, deberán tenerse en cuenta todas las especificaciones reseñadas en los apartados de ejecución, control y seguridad, en la misma forma que si se tratara de una instalación nueva. Se aprovechará la ocasión para comprobar el estado general de la instalación, sustituyendo o reparando aquellos elementos que lo precisen, utilizando materiales de características similares a los reemplazados.

Para llevar a cabo dicho mantenimiento se suscribirá un contrato, con una duración mínima inicial de cinco años, donde vendrán definidas las condiciones de operación tanto normal, para el mantenimiento preventivo, como en caso de averías, mantenimiento correctivo. Asimismo, se contratará un seguro de daños, y pérdida de beneficios, en caso de siniestro como por ejemplo; robo, caída de pedrisco, avería de origen eléctrico, etc....., de forma que se siga asegurando la rentabilidad de la instalación.

4. PRESUPUESTO

4.1 PRESUPUESTO INSTALACIÓN SOLAR DE 99,9 KW (112,32 KW)

| Concepto | Descripción | Unidades | Precio Unitario (€) | Precio Total (€) |
|--------------------|--|----------|---------------------|------------------|
| Módulo Solar | SolarWorld SW 260 poly | 432 | 100 | 43200 |
| Estructura Soporte | Soporte de aluminio para fijación a cubierta | 1 | 10500 | 10500 |
| Inversor 7000 HV | Inversor 7000 HV de la marca SMA | 6 | 1200 | 7200 |
| Inversor 10000 TL | Inversor 10000 TL de la marca SMA | 6 | 1400 | 8400 |
| Instalación | Instalación eléctrica, Materiales y Mano de obra | 1 | 14700 | 14700 |
| Cuadro de Maniobra | Cuadro de maniobra para no vertido a red | 1 | 2000 | 2000 |
| Proyecto | Proyecto, visado, legalización de instalación | 1 | 700 | 700 |
| TOTAL | | | | 86700 |

EL PRESUPUESTO TOTAL ASCIENDE A **OCHENTA Y SEIS MIL SETECIENTOS EUROS**

4.2 DESGLOSE POR PARTIDAS

4.2.1 Módulos Solares

| Concepto | Descripción | Unidades | Precio Unitario (€) | Precio Total (€) |
|--------------|------------------------|----------|---------------------|------------------|
| Módulo Solar | SolarWorld SW 260 poly | 432 | 100 | 43200 |
| TOTAL | | | | 43200 |

4.2.2 Estructura Soporte

| Concepto | Descripción | Unidades | Precio Unitario (€) | Precio Total (€) |
|--------------|------------------------------------|----------|---------------------|------------------|
| Anclajes | Anclaje químico a cubierta | 230 | 5 | 1150 |
| Estructura | Guías, tornillería, perfiles, etc. | 1 | 9350 | 9350 |
| TOTAL | | | | 10500 |

4.2.3 Inversores

| Concepto | Descripción | Unidades | Precio Unitario (€) | Precio Total (€) |
|-------------------|-----------------------------------|----------|---------------------|------------------|
| Inversor 7000 HV | Inversor 7000 HV de la marca SMA | 6 | 1200 | 7200 |
| Inversor 10000 TL | Inversor 10000 TL de la marca SMA | 6 | 1400 | 8400 |
| | | | TOTAL | 15600 |

4.2.4 Instalación Eléctrica

| Concepto | Descripción | Unidades | Precio Unitario (€) | Precio Total (€) |
|------------------|---|----------|---------------------|------------------|
| Cableado | Cableado de cobre varias secciones | 1 | 6326 | 6326 |
| Conectores | Conectores fotovoltaicos H4 | 864 | 1 | 864 |
| Pequeño Material | | 1 | 1000 | 1000 |
| Caja Cuadro 1 | Cuadro de protecciones en continua | 12 | 70 | 840 |
| Caja Cuadro 2 | Cuadro de protecciones en alterna | 1 | 1260 | 1260 |
| Conexión | Montaje de paneles y conexión eléctrica | 1 | 4410 | 4410 |
| | | | TOTAL | 14700 |

4.2.5 Cuadro de Maniobra para Vertido 0

| Concepto | Descripción | Unidades | Precio Unitario (€) | Precio Total (€) |
|--------------|-----------------------------|----------|---------------------|------------------|
| Controlador | Controlador central CPD - 0 | 1 | 1000 | 1000 |
| Programación | Programación automática | 1 | 300 | 300 |
| Conexión | Conexión del sistema | 1 | 700 | 700 |
| | | | TOTAL | 2000 |

4.2.6 Proyecto, Visado y Legalización

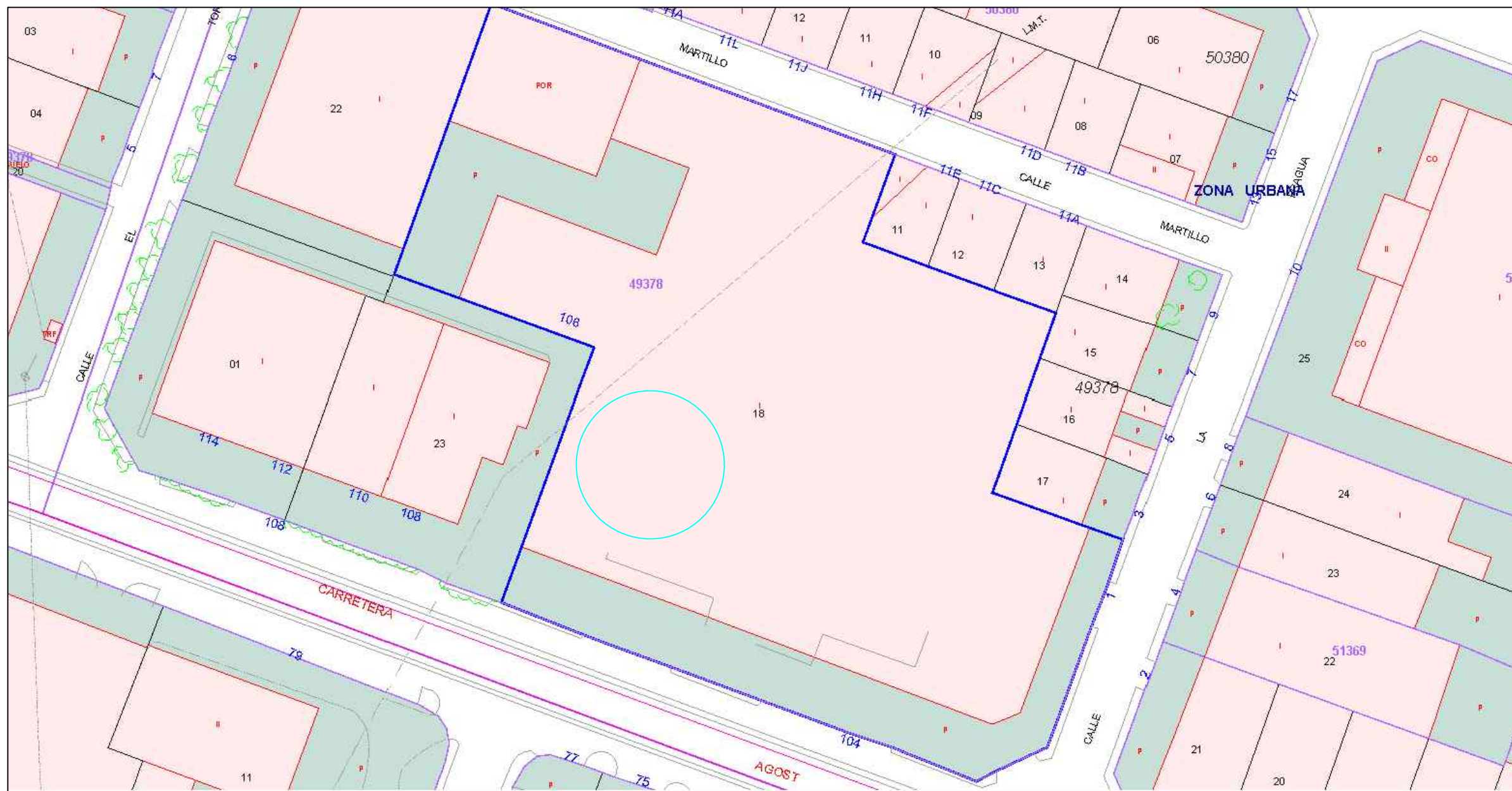
| Concepto | Descripción | Unidades | Precio Unitario (€) | Precio Total (€) |
|--------------|---------------------------------------|----------|---------------------|------------------|
| Proyecto | Realización del proyecto fotovoltaico | 1 | 400 | 400 |
| Legalización | Legalización de las instalaciones | 1 | 100 | 100 |
| Dirección | Dirección de obra | 1 | 200 | 200 |
| | | | TOTAL | 700 |

5. PLANOS

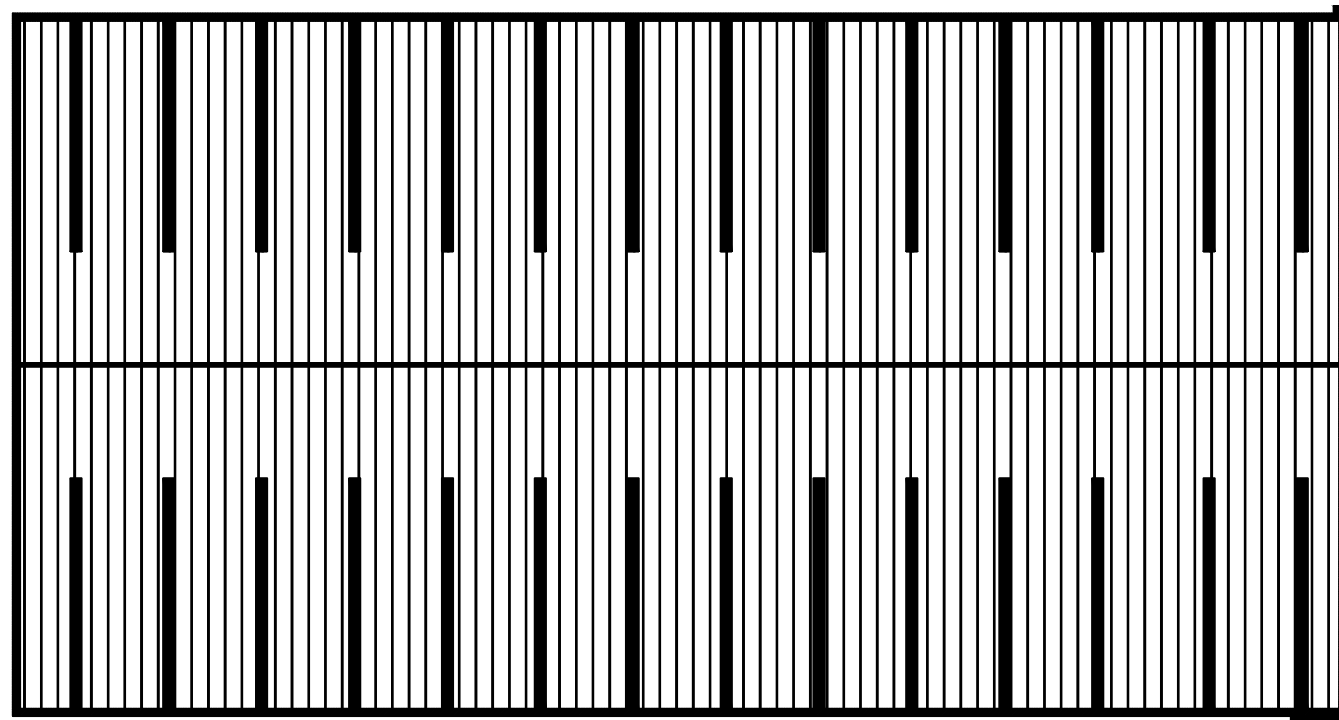
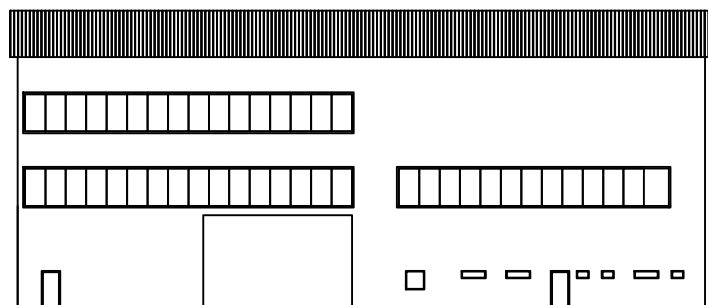
6. ANEXOS



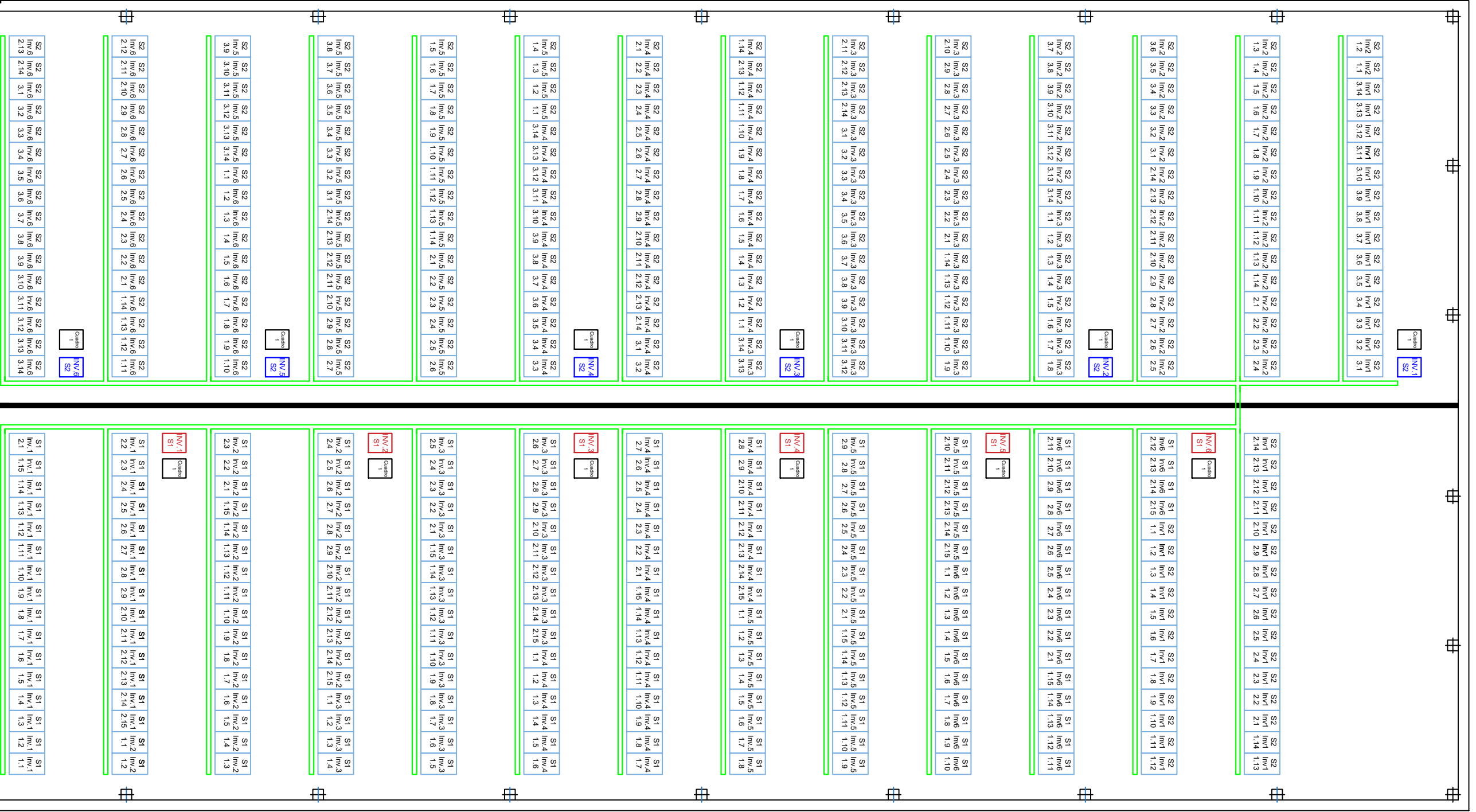
| | | | | |
|---|--|--------------------------------|--|-----------------------|
| TÍTULO PROYECTO: PROYECTO INSTALACIÓN SOLAR 99.9 KW CON VERTIDO 0 A RED | | FECHA: JULIO DE 2017 | ESCALA: 1:10.000 | Nº PLANO: 1 |
| EMPLAZAMIENTO: POLÍGONO CANASTELL, CARRETERA DE SAN VICENTE -AGOST, 104, 03690 (ALICANTE) | | | | |
| DESIGNACIÓN: SITUACIÓN | | | EPSA UPV | |
| | | | TITULAR: INDUSTRIA ALMENDRAS LLOPIS S.A. | |



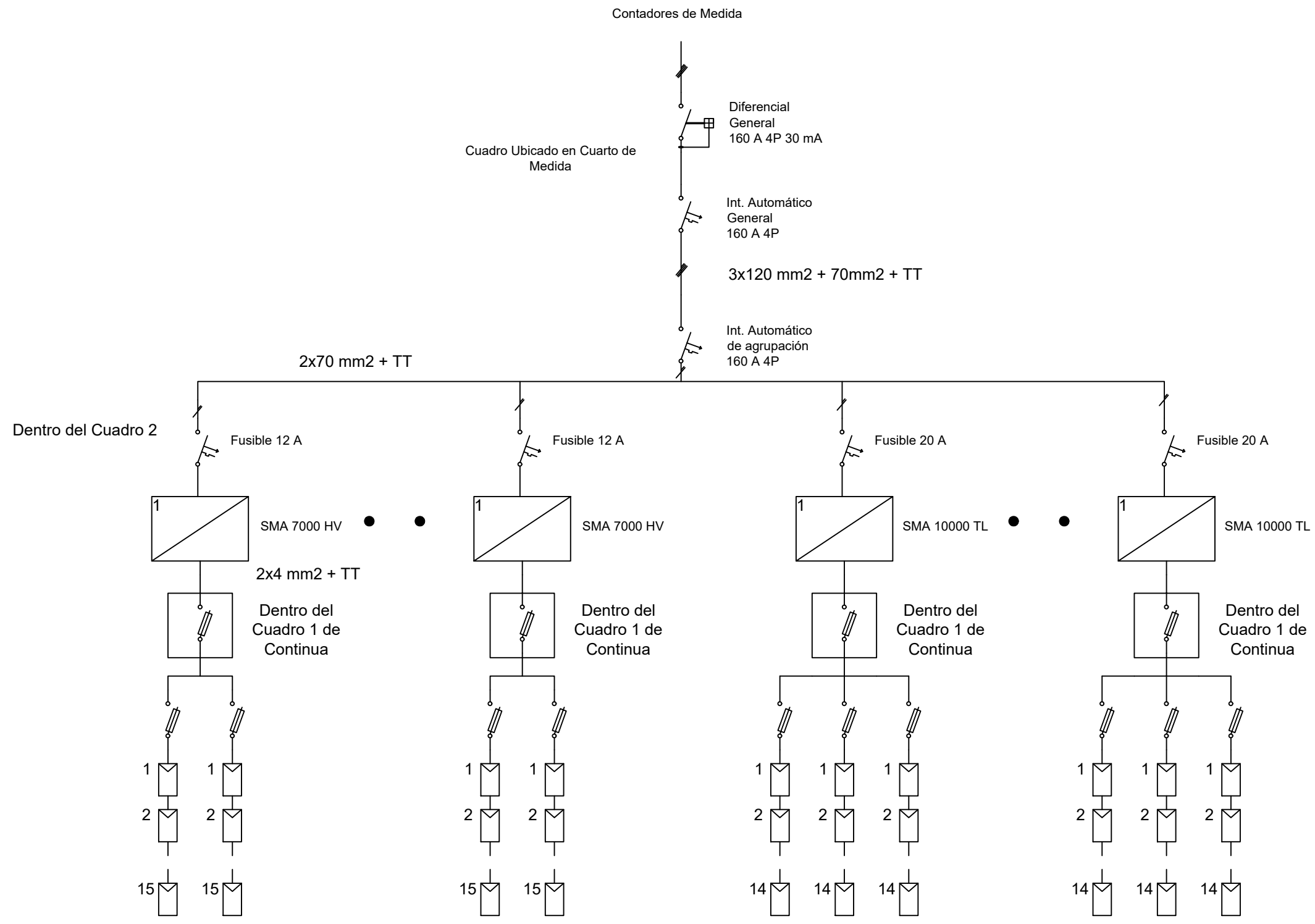
| | | | | |
|---|--|--------------------------------|--|-----------------------|
| TÍTULO PROYECTO: PROYECTO INSTALACIÓN SOLAR 99.9 KW CON VERTIDO 0 A RED | | FECHA: JULIO DE 2017 | ESCALA: 1:10.000 | Nº PLANO: 2 |
| EMPLAZAMIENTO: POLÍGONO CANASTELL, CARRETERA DE SAN VICENTE -AGOST, 104, 03690 (ALICANTE) | | | | |
| DESIGNACIÓN: UBICACIÓN | | | EPSA UPV | |
| | | | TITULAR: INDUSTRIA ALMENDRAS LLOPIS S.A. | |



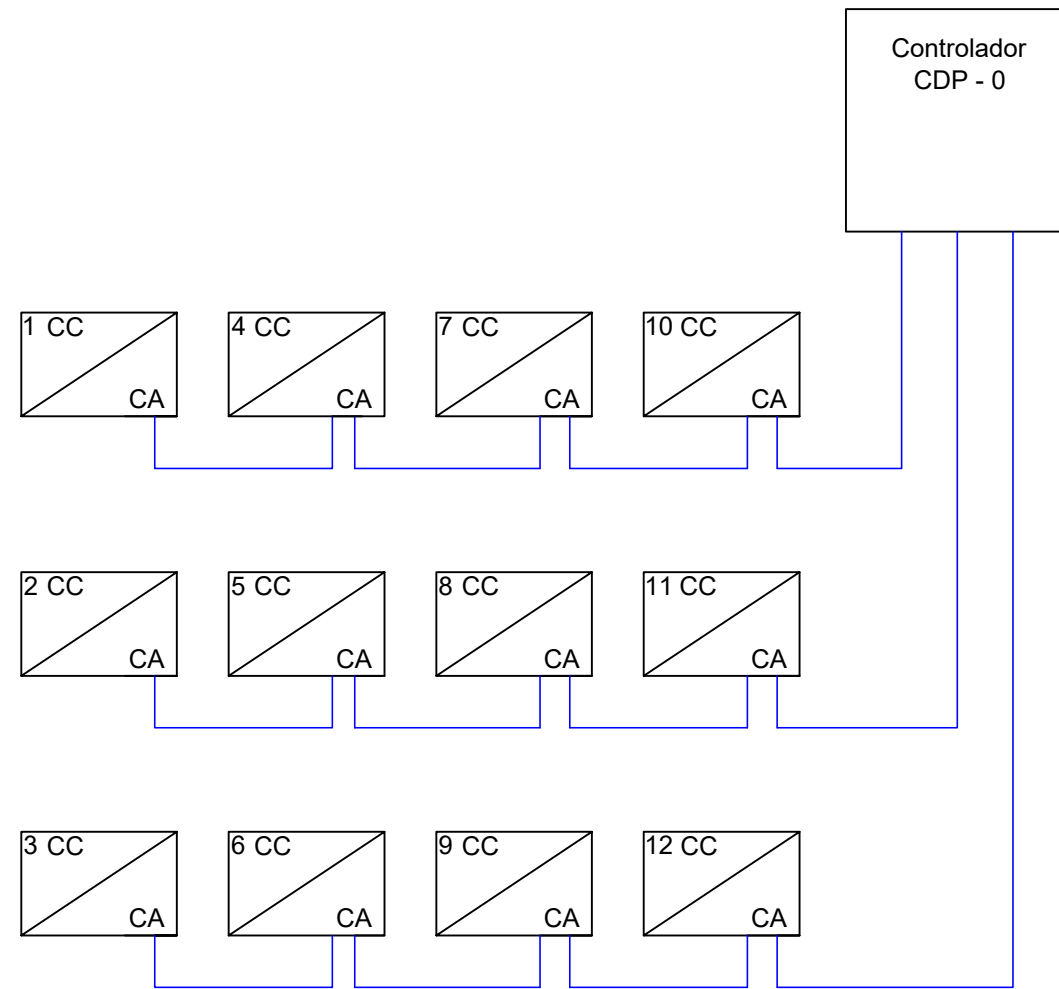
| | | | | |
|--|--|-------------------------|---|----------------|
| TÍTULO PROYECTO: PROYECTO INSTALACIÓN SOLAR 99.9 KW CON VERTIDO 0 A RED | | FECHA: JULIO DE 2017 | ESCALA: 1:2000 | Nº PLANO: 4 |
| EMPLAZAMIENTO: POLÍGONO CANASTELL, CARRETERA DE SAN VICENTE -AGOST, 104, 03690 (ALICANTE) | | | | |
| DESIGNACIÓN: CUBIERTA Y FACHADA | | | EPSA UPV | |
| | | | TITULAR: INDUSTRIA ALMENDRAS LLOPIS S.A. | |



| | | | |
|---|--------------------------------|-------------------|-----------------|
| TÍTULO PROYECTO: PROYECTO INSTALACIÓN SOLAR 99.9 KW CON VERTIDO 0 A RED | FECHA: MARZO DE 2017 | ESCALA: 1:2000 | Nº PLANO: 3 |
| EMPLAZAMIENTO: POLÍGONO CANASTELL, CARRETERA DE SAN VICENTE -AGOST, 104, 03690 (ALICANTE) | | | |
| DESIGNACIÓN: DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS EN LA CUBIERTA | | | EPSA UPV |
| TITULAR: INDUSTRIA ALMENDRAS LLOPIS S.A. | | | |



| | | | |
|---|--------------------------------|-----------------|-----------------------|
| TÍTULO PROYECTO: PROYECTO INSTALACIÓN SOLAR 99.9 KW CON VERTIDO 0 A RED | FECHA: JULIO DE 2017 | ESCALA: | Nº PLANO: 5 |
| EMPLAZAMIENTO: POLÍGONO CANASTELL, CARRETERA DE SAN VICENTE -AGOST, 104, 03690 (ALICANTE) | | | |
| DESIGNACIÓN: ESQUEMA UNIFILAR | | EPSA UPV | |
| | | | |



| | | | | |
|---|--|--------------------------------|--|-----------------------|
| TÍTULO PROYECTO: PROYECTO INSTALACIÓN SOLAR 99.9 KW CON VERTIDO 0 A RED | | FECHA: JULIO DE 2017 | ESCALA: | Nº PLANO: 6 |
| EMPLAZAMIENTO: POLÍGONO CANASTELL, CARRETERA DE SAN VICENTE -AGOST, 104, 03690 (ALICANTE) | | | | |
| DESIGNACIÓN: CONEXIÓN VERTIDO 0 | | | EPSA UPV | |
| | | | TITULAR: INDUSTRIA ALMENDRAS LLOPIS S.A. | |