

**2020**

**EDF**

**Departamento  
Técnico**



ER-0481/2014 GA-2014/0213

# PROYECTO TÉCNICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

## COINGA

Alaior (Islas Baleares)

**Jorge Rivas Piñeiro**

**Ingeniero Técnico Industrial (Col. 3989 COITIVIGO)**

**Energía, Innovación y Desarrollo fotovoltaico, S.A.**



Pol. Ind. Outeda Curro 3  
36692, Barro, Pontevedra  
986 847 871

<b>DOCUMENTO 01: MEMORIA .....</b>	<b>5</b>
1.1. DATOS GENERALES.....	5
1.1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROMOTOR.....	5
1.1.2. IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA INSTALADORA.....	5
1.1.3. AUTOR DEL PROYECTO.....	5
1.1.4. OBJETO DEL PROYECTO.....	5
1.1.5. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA INSTALACIÓN .....	6
1.1.6. DATOS DEL EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ....	6
1.2. NORMATIVA DE LA INSTALACIÓN.....	6
1.3. CLASIFICACIÓN DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO.....	7
1.4. PUNTO DE CONEXIÓN.....	8
1.5. CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA .....	10
1.6. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA .....	10
1.5.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	10
1.5.2. INVERSORES.....	12
1.5.3. CABLEADO.....	13
1.5.4. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE ENLACE .....	14
1.7. CONSIDERACIONES FINALES.....	21
<b>ANEXOS.....</b>	<b>22</b>
<b>ANEXO 01. Cálculos.....</b>	<b>23</b>
01.1. DIMENSIONAMIENTO DE LAS ENTRADAS AL GENERADOR-INVERSOR.	23
01.2. CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.....	32
01.3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS .....	38
01.4. ANÁLISIS DE VIENTOS, SOBRESFUERZOS Y RESISTENCIA ESTRUCTURAL.....	51
<b>ANEXO 02. Fichas técnicas .....</b>	<b>61</b>
<b>DOCUMENTO 02: PLANOS .....</b>	<b>62</b>
<b>DOCUMENTO 03: PLIEGO DE CONDICIONES .....</b>	<b>63</b>
3.1. EMPRESA INSTALADORA .....	63
3.2. CALIDAD DE LOS MATERIALES .....	63
3.3. NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES .....	76

3.4.	VERIFICACIONES Y PRUEBAS REGLAMENTARIAS .....	76
3.5.	CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD .....	77
3.6.	CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN .....	78
<b>DOCUMENTO 04: MEDICIONES Y PRESUPUESTO .....</b>		<b>80</b>
<b>DOCUMENTO 05: GESTIÓN DE RESIDUOS.....</b>		<b>81</b>
5.1.	ANTECEDENTES .....	81
5.2.	ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN QUE SE GENERARÁN EN LA OBRA .....	81
5.3.	MEDIDAS DE PREVENCIÓN DE RESIDUOS EN LA OBRA. ....	82
5.4.	MEDIDAS PARA LA SEPARACIÓN DE LOS RESIDUOS EN OBRA.....	83
5.5.	PRESCRIPCIONES DEL PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS PARTICULARES DEL PROYECTO.....	83
5.6.	VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN DE LA OBRA. ....	83
<b>DOCUMENTO 06: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD .....</b>		<b>84</b>
6.1.	OBJETO.....	84
6.2.	ALCANCE.....	85
6.3.	NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES A LA OBRA.....	85
6.3.1.	LEYES .....	85
6.3.2.	REALES DECRETOS.....	85
6.4.	CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN.....	86
6.4.1.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y SITUACIÓN .....	86
6.4.2.	DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS .....	87
6.4.3.	NÚMERO PREVISTO DE PERSONAL Y DURACIÓN ESTIMADA DE LOS TRABAJOS DE INSTALACIÓN.....	87
6.4.4.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OBRA .....	87
6.4.4.1.	SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	87
6.4.4.2.	SUMINISTRO DE AGUA POTABLE.....	88
6.4.4.3.	SERVICIOS HIGIÉNICOS.....	88
6.4.4.4.	SERVIDUMBRE Y CONDICIONANTES .....	88
6.5.	RIESGOS LABORALES EVITABLES COMPLETAMENTE .....	88
6.6.	RIESGOS LABORALES NO ELIMINABLES COMPLETAMENTE .....	89
6.6.1.	ASPECTOS GENERALES .....	89
6.6.1.1.	MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS .....	89
6.6.1.2.	EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL.....	90

6.6.2.	MOVIMIENTOS DE TIERRAS.....	90
6.6.2.1.	RIESGOS MÁS FRECUENTES.....	90
6.6.2.2.	MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS.....	91
6.6.3.	DESCARGA Y MONTAJE DE ELEMENTOS PREFABRICADOS.....	91
6.6.3.1.	RIESGOS MÁS FRECUENTES.....	91
6.6.3.2.	MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS.....	91
6.6.4.	PUESTA EN TENSIÓN .....	92
6.6.4.1.	RIESGOS MÁS FRECUENTES.....	92
6.6.4.2.	MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS.....	92
6.6.4.3.	PROTECCIONES INDIVIDUALES.....	92
6.7.	RIESGOS LABORALES ESPECIALES .....	93
6.8.	FORMACIÓN .....	93
6.9.	MEDIDAS PREVENTIVAS Y PRIMEROS AUXILIOS.....	93
6.9.1.	BOTIQUINES .....	93
6.9.2.	ASISTENCIA A ACCIDENTADOS .....	94
6.10.	PREVISIONES PARA TRABAJOS POSTERIORES .....	94
6.11.	CONSIDERACIONES FINALES .....	95

### 1.1. DATOS GENERALES

#### 1.1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROMOTOR

El autor del encargo es COOPERATIVA INSULAR INSULAR GANADERA DE MENORCA con CIF: F-07016728, con domicilio a efecto de notificaciones en Carretera Nova, Parcela 78-79, Apartado 41, 07730 Alaior, Illes Balears, representada por Doña Margarita Tuduri Febrer, con DNI: 41492536F.

#### 1.1.2. IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA INSTALADORA

La empresa instaladora de la planta solar fotovoltaica es ENERGÍA INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A. con CIF: A55025068 y con domicilio fiscal Domicilio: Polígono Industrial Outeda Curro nº 3, 36692, Barro, Pontevedra, representada por Fernando Romero Martínez, con DNI: 53117870Z.

#### 1.1.3. AUTOR DEL PROYECTO

El autor del presente PROYECTO TÉCNICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO es Don Jorge Rivas Piñeiro, con DNI: 76867497W, con titulación de Ingeniero Técnico Industrial y Colegiado/a en el Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales de Vigo con número de colegiado/a COITIVIGO Nº 3989, a efectos de notificaciones en el Polígono Industrial de Outeda-Curro nº 3, 36692, Barro, Pontevedra.

#### 1.1.4. OBJETO DEL PROYECTO

Este proyecto tiene como objeto definir las condiciones técnicas y económicas para la realización de un sistema de generación de energía eléctrica mediante Energía Solar Fotovoltaica conectada a la red interior del inmueble. Según la normativa "ITC BT-04 Documentación y puesta en servicio de las instalaciones" en su apartado 3.1, hace falta la realización de un proyecto firmado por un técnico competente.

El presente proyecto se compone de Memoria, Anexos, Planos, Pliego de Condiciones, Presupuesto, Plan de gestión de residuos y Estudio Básico de Seguridad y Salud. Cada parte pretende exponer las obras a ejecutar en relación a la Instalación Solar Fotovoltaica realizada.

### **1.1.5. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA INSTALACIÓN**

El presente proyecto contempla la instalación solar fotovoltaica compuesta por 836 módulos de la marca LONGI SOLAR, modelo LR4-72HBD-445M de 445 Wp por unidad, alcanzando una potencia pico de 372,02 kWp, según la definición de potencia pico del RD 413/2014 en su artículo 3.

La potencia nominal corresponderá a la proporcionada por el sistema inversor o sistema generador, que está formado por Tres unidades, marca SUNGROW, modelo SG110CX, que tiene una potencia nominal de 110 kW. La potencia nominal total de la planta es de 330 kW. La definición de potencia nominal se encuentra en la disposición transitoria primera del 413/2014 punto 5, que hace referencia al concepto de potencia nominal del Real Decreto 661/2007 en su artículo 3.

### **1.1.6. DATOS DEL EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

La empresa promotora de la instalación solar fotovoltaica CCOPERATIVA INSULAR INSULAR GANADERA DE MENORCA, con CIF F-07016728 y con domicilio a efectos de notificación Carretera Nova, Parcela 78-79, Apartado 41, 07730 Alaior, Illes Balears, va a instalar una planta de 372,02 kWp, en Carretera Nova, Parcela 78-79, Apartado 41, 07730 Alaior, Illes Balears, en la parcela 07002A010001350002JM. La parcela objeto de este proyecto contempla una superficie de 31092 m<sup>2</sup>. Las coordenadas UTM son: HUSO 31S, 598650 X, 4420650 Y.

## **1.2. NORMATIVA DE LA INSTALACIÓN**

La elección de los materiales, el diseño y el montaje de la instalación se realizará de acuerdo a lo estipulado en el proyecto y a las normas y disposiciones legales vigentes:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- 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 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

- 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-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 1699/2011 por el que se establece la regulación del Autoconsumo fotovoltaico o Balance Neto en España.
- 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.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión y las ITC correspondientes.
- Plan de Energías Renovables en España (PER) 2011-2020.
- Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020.
- Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Demás condiciones impuestas por los Organismos públicos afectados y ordenanzas Municipales.
- Real Decreto 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

### **1.3. CLASIFICACIÓN DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO**

La normativa para las instalaciones solares fotovoltaicas publicada en el BOE en el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición

energética y la protección de los consumidores. BOE Núm. 242 del sábado 6 de octubre de 2018. (En adelante, RD 15/2018).

Según el RD 15/2018, la instalación pasa a considerarse del tipo **a). - Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes**, porque no dispone de vertido a red debido a la colocación de los equipos anti-vertido y de inyección cero como elementos que forman parte de la propia instalación solar fotovoltaica, y que cumplen con la UNE 217001:2015 IN relativa a los requisitos y ensayos para sistemas que eviten el vertido de energía a la red de distribución.

Se adjuntan en la memoria de calidades los certificados de los inversores y los equipos anti vertido que acreditan el cumplimiento de la UNE referenciada.

Además, el nuevo RD 15/2018 elimina el trámite de las autorizaciones administrativas (previa, de construcción y de explotación) para las instalaciones de tipo **a). - Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes**, exigiendo en su artículo 18 punto sexto que: "Las instalaciones en modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes se someterán exclusivamente a los reglamentos técnicos correspondientes.

En particular, las instalaciones de suministro con autoconsumo conectadas en baja tensión se ejecutarán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión".

#### **1.4. PUNTO DE CONEXIÓN**

Tal y como se indica en el punto anterior, la modalidad de autoconsumo de la instalación de generación que trata este proyecto es tipo **a). - Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes**. Esto quiere decir que se encuentra exenta de obtener los permisos de acceso y conexión con la distribuidora de la zona según indica la Disposición adicional segunda del RDL 15/2018 que expresa en su apartado a) Las acogidas a la modalidad sin excedentes recogidas en el artículo 9.1.a) de la ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico.

El proyecto es una instalación de generación que alimenta en paralelo con la red de distribución, una instalación de consumo eléctrico. La instalación fotovoltaica está conectada en red interior de baja tensión (tensión inferior a 1 kV).

En la clasificación de instalaciones generadoras indicada en la ITC BT-40: "Instalaciones generadores de baja tensión", se trata de una instalación interconectada tipo c1):

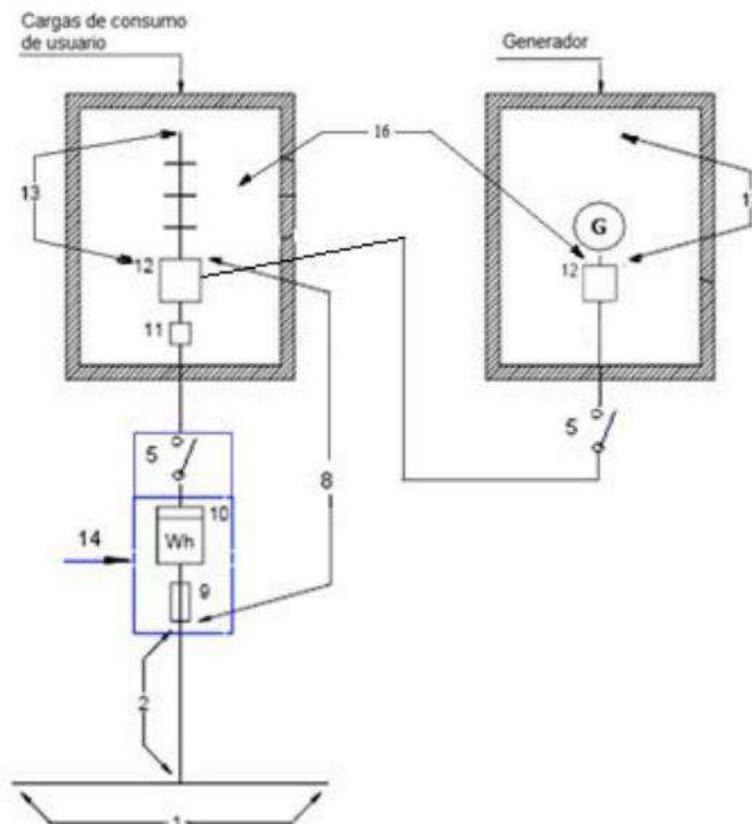
La conexión de la instalación se realiza en baja tensión, en el Cuadro de Baja Tensión (instalación interior), tal y como se refleja en el esquema 8 de la ITC-BT 40, siendo el punto de conexión de la instalación, el punto, compartido con la instalación asociada de consumo, con la red de distribución eléctrica, según el RD 900/2015 en el artículo 3, apartado "k) Instalación conectada a red: aquella instalación de generación conectada en el interior de una red de un consumidor, que comparte infraestructuras de conexión a la red con un consumidor o que esté unida a éste a través de una línea directa y que tenga o pueda tener, en algún momento, conexión eléctrica con la red de transporte o distribución.

Las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes se considerarán instalaciones conectadas a la red a los efectos de la aplicación de este real decreto".

**4.3.A.2.2.1.3 Método de medida bidireccional. Conexión al DGMP o CMP**

*El generador y la instalación de consumo pueden estar en el mismo o distinto local.*

*El generador debe estar conectado en un circuito dedicado e independiente del resto de circuitos. Por tanto no debe compartir circuito con ninguna otra carga de la instalación*



Esquema 8

<u>Legenda para instalaciones receptoras</u>	<u>Legenda para instalaciones generadoras</u>
1 Red de distribución	1 Red de distribución
2 Acometida	2 Acometida
3 Caja general de protección (CGP)	3 Caja General de Protección (CGP)
4 Línea general de alimentación (LGA)	4 Línea General de conexión (LGC)
5 Interruptor general de maniobra (IGM)	5 Interruptor general de maniobra (IGM)
6 Caja de derivación	6 Caja de derivación
7 Centralización de contadores (CC)	7 Centralización de contadores (CC)
8 Derivación individual (DI)	8 Línea Individual del generador (LIG)
9 Fusible de seguridad	9 Fusible de seguridad
10 Contador	10 Contador
11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)	11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)
12 Dispositivos generales de mando y protección (DGMP).	12 Dispositivos de mando y protección Interiores (DPI)
13 Instalación interior	13 Equipo generador-inversor (GEN)
14 Conjunto de protección y medida (CMP)	14 Conjunto de protección y medida (CMP)
	15 Conmutador de conexión red/generador con sistema de sincronismo
	16 Tramo de la conexión privada (TCP)

## 1.5. CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA

Según el RD 15/2018 que establece en su disposición derogatoria única que los artículos de Real Decreto 900/2015 12.2 y 13.2 referentes a los equipos de medida para las instalaciones de autoconsumo están derogados, por lo que para las instalaciones de autoconsumo la normativa no obliga a instalar ningún equipo de medida.

## 1.6. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

### 1.5.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La potencia pico de la instalación se determina en el contrato de ejecución de la instalación y en base a esa potencia se determina el número de módulos a instalar, siendo la marca y modelo la aceptada por el promotor. Por tanto, el cálculo que determina la cantidad de módulos a instalar se fundamenta en una cuenta simple, una división entre la potencia pico aceptada por el promotor y la potencia pico del módulo aceptado:

$$\frac{\text{Potencia Pico instalación (Wp)}}{\text{Potencia Pico módulo (} \frac{\text{Wp}}{\text{módulo}} \text{)}} = \text{Cantidad de módulos}$$

$$372020 \text{ Wp} / 445 \text{ (Wp/módulo)} = 836 \text{ módulos}$$

Los módulos fotovoltaicos instalados son de la marca LONGI SOLAR, modelo LR4-72HBD-445M de 445 Wp:

Especificaciones generales					
Fabricante:		LONGI SOLAR			
Modelo:		LR4-72HBD-445M 445 Wp			
Tipo de célula:		Monocristalino			
Rendimiento del módulo		20,50 %			
Especificaciones eléctricas					
Tensión máx. del sistema(V)		1500	Potencia máxima (Wp):		445
Corriente de cortocircuito (A):		11,52	Tensión a circuito abierto (V):		49,40
Corriente a máx. potencia (A):		10,80	Tensión a máx. potencia (V):		41,20
Características constructivas					
Alto (m):	2,094	Ancho (m):	1,038	Espesor (m):	0,035
Peso (kg)	27,50	Coe. V %/C	-0,284	Coe. I %/C	0,050

## 1.5.2. INVERSORES

La potencia nominal de la instalación se determina en función del sistema inversor o sistema generador aceptado por el promotor.

Se ha seleccionado el inversor de la marca SUNGROW modelo SG110CX de 110 kW nominales.

A continuación, sus características técnicas.

Especificaciones generales			
Fabricante:	SUNGROW		
Modelo:	SG110CX		
Especificaciones eléctricas			
Potencia Nominal AC (kW):	110	Potencia máxima DC (W):	110000
Tensión DC mínima (V):	200	Tensión DC máxima (V):	1100
Tensión DC mínima MPP (V):	200	Tensión DC máxima MPP (V):	1000
Tensión AC nominal (V):	3x230V/ 400+N+PE	Factor de potencia	0,8 leading - 0,8 lagging
Rendimiento (%)	98,50	Tipo de salida	Trifásico
Intensidad de entrada máx. DC (A)	30	Nº de entradas	18
Intensidad de salida AC (A)	158,80		

### 1.5.3. CABLEADO

Todo el cableado de continua es de doble aislamiento y de 1 kV de tensión de aislamiento, por lo que es adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Según la ITC BT-40 en su punto 5 expone “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.” Según esta misma norma ITC BT-40 la instalación se corresponde con el esquema 8 y en el apartado “4.A.3 Equivalencia entre las partes que constituyen las instalaciones receptoras y las generadoras” se denomina “13 Equipo generador-inversor (GEN)”. Por tanto, desde el sistema inversor hasta el punto de conexión con la instalación interior se determinan unas pérdidas que no pueden superar el 1,5%.

Para la parte de DC que va desde los módulos fotovoltaicos hasta el sistema inversor se aplica la ITC BT-19 que en su apartado “2.2.2 Sección de los conductores. Caídas de tensión” dentro de este apartado se especifica que: “La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen de la instalación interior y cualquier punto de utilización sea, salvo lo prescrito en las instrucciones particulares, menor del 3% de la tensión nominal para cualquier circuito interior de viviendas, y para otras instalaciones interiores o receptoras, del 3% para alumbrado y del 5% para los demás usos.” En nuestro caso somos lo que se considera una instalación interior por lo que en el total de la instalación no se deben superar pérdidas del 3%.

En base a lo expuesto anteriormente se determina una pérdida no superior del 3% para toda la instalación siendo el máximo de 1,5% en el tramo entre el sistema captador de módulos fotovoltaicos y el sistema inversor y otro 1,5% entre el sistema inversor y el punto de conexión con la instalación interior.

Además, como se indica anteriormente en el punto 5 de la ITC BT-40 se debe tener en cuenta que “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”. Este criterio se aplica a todo el cableado de la instalación.

Los conductores usados serán aislados y unipolares, siendo su tensión asignada 0,6/1 kV. En el caso de la derivación individual, se usarán cables no propagadores de

incendio, con emisiones de humos y opacidad reducida. Los cables con características equivalentes las de la norma UNE 21123 parte 4 o 5, cumplen con estas prescripciones.

#### **1.5.4. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE ENLACE**

##### **1.5.4.1. ACOMETIDA**

Se define como la línea eléctrica que interconecta la caja General de protección y la red interior, ya que en una Central solar fotovoltaica de autoconsumo el sentido de la energía va desde la instalación hasta la red.

##### **1.5.4.2. CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN**

Cumplirá la norma UNE-EN 60 439-1, tendrá grado de inflamabilidad según norma UNE-EN 60 43 9-3, tendrá grado de protección IP43 o superior según UNE-EN 50 102 serán perceptibles.

Se encuentra en la sala de los inversores, junto a los mismos, para reducir la caída de tensión de cableado y por tanto las pérdidas que se produzcan en los mismos, y se conecta a la red interior del consumo, alimentándolo en paralelo con la energía que procede de la red.

En todos los casos se procurará que la situación elegida, sea lo más próxima a la red interior del consumo y protegida adecuadamente, de otras instalaciones tales como de aguas, gas, teléfono, etc.... según se indica en ITC-BT-06 e ITC-BT-07.

##### **1.5.4.3. PROTECCIONES**

La instalación está protegida contra sobretensiones transitorias según lo establecido en la ITC-BT-23 como instalación fija de categoría II o IV en función de su ubicación. Se han seguido los criterios indicados en la misma norma.

En cuanto a las protecciones, al tratarse de una instalación generadora de baja tensión, se aplican las establecidas en la ITC-BT 40. Sin embargo, las protecciones instaladas son las recogidas en el RD 1699/2011 por ser equivalentes a las anteriormente referidas y ser más restrictivas.

De forma detallada, se muestra el resumen de las Protecciones instaladas en cada tramo de la instalación eléctrica de la planta fotovoltaica:

### Inversor:

- Se emplea un fusible a la entrada del inversor, para cada serie de módulos, en el lado de continua.
- Varistores conectados a tierra del lado de la red (protección ante sobrecargas).
- Según el punto 7 de la ITC-BT 40, el inversor cuenta con las protecciones de máxima y mínima frecuencia y las de máxima y mínima tensión entre fases, tal y como se indica posteriormente.
- Detección de isla de acuerdo al punto 7 de la ITC-BT-40, de acuerdo con la norma UNE 206006IN.
- Interruptor diferencial para protección contra contactos indirectos.
- Interruptor de circuito por falla de arco (ICFA) de acuerdo con la Sección 690.11 del Código Eléctrico Nacional.

### Inversor --> Cuadro Inversores

- Interruptor magnetotérmico por cada inversor.

### Cuadro Inversores → Cuadro General de Mando y Protección de la Planta PV

- Interruptor Automático Diferencial con rearme automático.
- Interruptor magnetotérmico.

<b>Protección</b>	<b>Función</b>
<b>25</b>	Comprobación de sincronismo
<b>27</b>	Subtensión trifásica, etapa de ajuste bajo.
<b>59</b>	Sobretensión trifásica, etapa de ajuste bajo.
<b>81</b>	Subfrecuencia o sobrefrecuencia
<b>A Ret.</b>	Anti retorno
<b>R.A.</b>	Protec. Anti-isla

Tabla 1

<b>Parámetro</b>	<b>Umbral de protección</b>	<b>Tiempo máximo de actuación</b>
Sobretensión -fase 1.	Un + 10%	1,5 s
Sobretensión - fase 2.	Un + 15%	0,2 s
Tensión mínima.	Un - 15%	1,5 s
Frecuencia máxima.	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	3 s

Las protecciones tendrán las características de la Tabla 1 del artículo 14 del RD1699/2011.

Sin embargo, la normativa específica de autoconsumo establece que en caso de que el inversor disponga de las protecciones necesarias, no se deben duplicar las mismas. En este sentido, se sustituye el 59N por un sistema de detección de funcionamiento en isla según norma UNE 206006 IN y un sistema que impide el vertido de energía a la red de distribución según norma UNE 217001 IN.

Especificadas estas protecciones nos aseguramos del completo cumplimiento de la normativa aplicable, la ITC-BT-40.

#### **1.5.4.4. PUESTA A TIERRA**

La instalación de puesta a tierra cumplirá con lo dispuesto en las normas ITC BT-18 e ITC BT-40, sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, están conectadas a una única tierra. Esta tierra es independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

Tal como indica la ITC-BT-40, se empleará la tierra del mismo edificio dónde se situará la Instalación Fotovoltaica COINGA y los cálculos de dimensionamiento de la sección utilizada para los diferentes tramos de los conductores a tierra, se desarrollan en este proyecto.

Los materiales instalados aseguran lo establecido en el punto 3 de la ITC-BT-18 que dispone:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en la ITC-BT-24 y los requisitos particulares de las Instrucciones Técnicas aplicables a cada instalación.

- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de sollicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas. - La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.

- Contemplan los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

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

- Barras, tubos.
- Pletinas, conductores desnudos.
- Placas: anillos, mallas metálicas; constituidas por los elementos anteriores o sus combinaciones; armaduras de hormigón enterradas; con excepción de las armaduras pretensadas; otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022.

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

La instalación se conectará a la instalación de tierra creada independiente de la del neutro de la red de distribución pública.

Los conductores de tierra cumplirán las prescripciones de la siguiente tabla cuando estén enterrados:

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

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra se extremará el cuidado para que resulten eléctricamente correctas.

Se cuidará, en especial, que las conexiones, no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.

En la instalación de puesta a tierra se preverá un borne principal de tierra, al cual se unen los conductores siguientes:

- Los conductores de tierra,
- Los conductores de protección,

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

También se preverá sobre los conductores de tierra y en un lugar accesible, un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra instalada, cumpliendo el punto 3.3. de la ITC-BT-18.

El electrodo se dimensiona de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia previsible, no será superior al valor especificado para ella.

Según el punto 9 de la ITC-BT-18, este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24 V en local o emplazamiento conductor
- 50 V en los demás casos

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. Esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, y varía también con la profundidad.

Los cálculos necesarios para este dimensionado están reflejados en las tablas 3, 4 y 5 del punto 9 de la ITC-BT-18.

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla siguiente:

Sección conductores de fase (mm <sup>2</sup> )	Sección Conductor Protección (mm <sup>2</sup> )
$S_f < 16$	$S_p = S_f$
$16 < S_f < 35$	$S_p = 16$
$S_f > 35$	$S_p = S_f / 2$

Los conductores de protección están convenientemente protegidos contra deterioros mecánicos, químicos y electroquímicos y contra los esfuerzos electrodinámicos.

Las conexiones están accesibles para la verificación y ensayos, excepto en el caso de las efectuadas en cajas selladas con material de rellenos o en cajas no desmontables con juntas estancas.

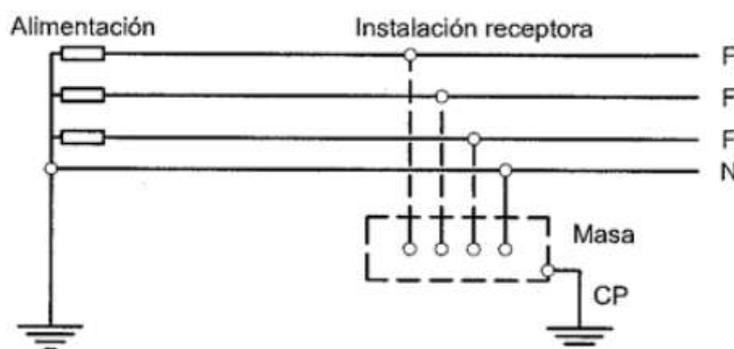
Estarán constituidos por conductores aislados HO7V – R/U/K de 750 V de tensión nominal de color amarillo-verde. De un modo general el tendido de estos

conductores (protección, derivación, línea principal de tierra) se efectuará de modo que su recorrido sea el más corto posible, acompañando a los conductores activos correspondientes, sin cambios bruscos de dirección y sin conectarse a ningún aparato de protección, garantizando en todo momento su continuidad. Se verifica que las masas de la instalación, así como los conductores de protección asociados a estas masas o a los relés de protección de masa, no están unidas a la toma de tierra de las masas de un centro de transformación. Tal como está reflejado en el punto 12 de la ITC-BT-18, la instalación de puesta a tierra será revisada por el Director de Obra o el Instalador, antes de dar el alta para su puesta en marcha. También, se realizará una comprobación anual, cuando el terreno esté más seco, por personal técnicamente competente. Y cada cinco años, donde la conservación de los electrodos no sea favorable, se revisarán los mismos, así como los conductores de enlace.

#### 1.5.4.5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS

La instalación se protegerá contra contactos indirectos mediante la puesta a tierra de las masas conductoras y la instalación de interruptores diferenciales de corriente de 30 mA y 300 mA de sensibilidad (inversor e interruptor magnetotérmico diferencial autorrearmable), de acuerdo con la instrucción ITC-BT-18 y la ITC BT-24.

En esta instalación se instalará una protección por corte automático de la alimentación de Esquema tipo TT.



La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante “corte automático de la alimentación”. Esta medida consiste en impedir, 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 de corriente alterna en condiciones normales y 24 V en locales húmedos.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra.

Se cumplirá la siguiente condición:

$$R_a \times I_a < U$$

Dónde:

- $R_a$  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 (24 o 50 V).

Por tanto, contando con una tensión de contacto límite de 24 V, el valor de las resistencias de la toma de tierra no será superior a 80 ohmios.

#### **1.5.4.6. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS**

Para establecer los elementos y acciones a tomar destinadas a proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos, se han seguido las indicaciones reflejadas en el punto 3 de la ITC-BT-24 y en la norma UNE 20.460-4-41 donde se establecen las siguientes condiciones a cumplir:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos (no aplica en nuestro proyecto).
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento (no aplica en nuestro proyecto).
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.

#### **1.5.4.7. PROTECCIÓN POR AISLAMIENTO DE LAS PARTES ACTIVAS**

Las partes activas están recubiertas de un aislamiento que no puede ser eliminado más que destruyéndolo.

#### **1.5.4.8. PROTECCIÓN POR MEDIO DE BARRERAS O ENVOLVENTES.**

Lo descrito a continuación corresponde con lo establecido en el punto 3.2. de la ITC-BT-24.

Las partes activas están situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que poseen como mínimo el grado de protección IP XXB.

Las superficies interiores de las barreras o envolventes horizontales que son fácilmente accesibles, responden como mínimo al grado de protección IP4X o IPXXD.

Las barreras o envolventes se fijan de manera segura y de robustez y durabilidad suficientes para mantener los grados de protección exigidos teniendo en cuenta las influencias externas.

Cuando sea necesario abrir las envolventes instaladas sólo será posible con la ayuda de una llave o de una herramienta.

#### **1.5.4.9. DERIVACIONES DE LAS LÍNEAS PRINCIPALES DE TIERRA**

Estarán constituidas por conductores que unirán la línea principal de tierra con los conductores de protección o directamente con las masas.

### **1.7. CONSIDERACIONES FINALES**

Con lo expuesto en la presente memoria y en los demás documentos que componen este proyecto, se entiende adecuadamente descritas las instalaciones de referencia, sin perjuicio de cualquier ampliación o aclaración que las autoridades competentes o partes interesadas consideren oportunas.

En Pontevedra, a 15 de diciembre de 2020



Jorge Rivas Piñeiro  
Ingeniero Técnico Industrial. COITIVIGO 3989  
EIDF, S.A.

## **ANEXOS**

---

**Anexo 01. Cálculos**

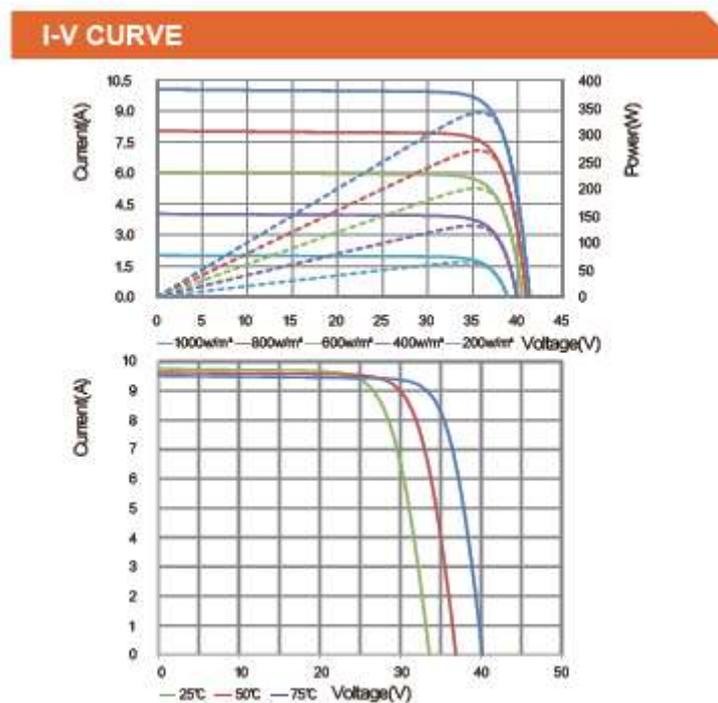
**Anexo 02. Fichas técnicas y certificados**

## ANEXO 01. Cálculos

### 01.1. DIMENSIONAMIENTO DE LAS ENTRADAS AL GENERADOR-INVERSOR

#### 01.1.1. SISTEMA GENERADOR-INVERSOR 110 kW MODELO SG110CX

Como las condiciones técnicas de los módulos son idénticas, el criterio de diseño de series de módulos es el mismo. Se muestran las gráficas de la ficha técnica en las que se observa el comportamiento de módulo tanto en tensión como en intensidad con la temperatura y la irradiación.



##### 01.1.1.1. CRITERIO DE FUNCIONAMIENTO ÓPTIMO:

La tensión  $U_{pmp}$  de todas las series fotovoltaicas debe estar en el rango de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor en las condiciones de radiación y temperatura extremas del emplazamiento. Para el cálculo de los parámetros de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos de este proyecto, se utilizan las fórmulas que relacionan los datos y las gráficas de la ficha técnica del propio módulo fotovoltaico.

#### 01.1.1.1.1. MÁXIMA TENSIÓN DE ENTRADA AL INVERSOR

La mayor tensión que puede producir un módulo fotovoltaico según ficha técnica se da a bajas temperaturas. Según se observa en las gráficas el voltaje aumenta con las bajas temperaturas por lo que para el cálculo de la tensión máxima se utiliza la temperatura más desfavorable que se pueda dar en Islas Baleares durante las horas diurnas. En este caso la temperatura que utilizaremos es  $-10,00\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Además, se considera que este efecto se produce bajo las condiciones mínimas de irradiación a las que puede funcionar el módulo fotovoltaico que son de  $100\text{ W/m}^2$ .

Por último, se considera que la serie debe funcionar dentro de los parámetros de entrada del seguidor de máxima potencia del inversor para aprovechar al máximo la producción.

Con el planteamiento anterior se obtiene la temperatura de funcionamiento del módulo fotovoltaico bajo la mínima irradiación.

- Irradiación de  $100\text{ W/m}^2$ .
- Temperatura mínima histórica durante el día en Islas Baleares:  $-10,00\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

$$T_{\min} = T_a + \left[ \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right] \cdot G$$

dónde:

- $T_{\min}$  es la temperatura de operación del módulo a  $-10,00\text{ }^{\circ}\text{C}$  en  $^{\circ}\text{C}$ .
- $T_a$  es la temperatura ambiente considerada como más desfavorable en  $^{\circ}\text{C}$  en Islas Baleares.
- TONC es la temperatura de operación nominal de la célula en  $^{\circ}\text{C}$ . Se obtiene de la ficha técnica del módulo.
- G es la irradiación en  $\text{W/m}^2$  según las consideraciones tomadas.

$$T_{\min} = -10,00 + [(45 - 20) / 800] * 100 = -6,875\text{ }^{\circ}\text{C}$$

Una vez se conoce la temperatura de funcionamiento del módulo bajo la temperatura más desfavorable se calcula el coeficiente de temperatura que afecta a la tensión. El coeficiente se obtiene a partir del valor base que se obtiene de la ficha técnica y coeficiente real se obtiene con la siguiente fórmula:

$$Coe. u = \alpha_U * \frac{V_{OC}}{100}$$

dónde:

- Coe. u es el coeficiente real de voltaje/temperatura en V/ °C.
- $\alpha_U$  es el coeficiente de la temperatura según ficha técnica en %/ °C.
- Voc es la tensión en circuito abierto en V.

$$Coe. u = -0,284 * 49,40 / 100 = -0,140296 \text{ V/ } ^\circ\text{C}$$

Con la temperatura de operación del módulo y el coeficiente de tensión/temperatura se obtiene la tensión máxima:

$$U_{pmp \text{ MÁX}} = U_{pmp \text{ CEM}} + Coe. u * (T_{\text{mín}} - T_{\text{CEM}})$$

donde:

- $U_{pmp \text{ MÁX}}$  es la tensión máxima en condiciones más desfavorable en V.
- $U_{pmp \text{ CEM}}$  es la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar en V.
- Coe. u es el coeficiente de voltaje/temperatura en V/ °C.
- $T_{\text{mín}}$  es la temperatura de operación del módulo a -10,00 °C en °C.
- $T_{\text{CEM}}$  es la temperatura estándar de prueba, 25 °C en °C.

$$U_{pmp \text{ a } -10,00 \text{ } ^\circ\text{C}} = 41,20 + (-0,140296) * (-6,875 - 25) = 45,67 \text{ V}$$

#### 01.1.1.2. MÍNIMA TENSIÓN DE ENTRADA AL INVERSOR

La menor tensión que puede producir un módulo fotovoltaico según ficha técnica se da a altas temperaturas. Según se observa en las gráficas el voltaje disminuye con las altas temperaturas por lo que para el cálculo de la tensión mínima se utiliza la temperatura más desfavorable que se pueda dar en Islas Baleares durante las horas diurnas. En este caso la temperatura que utilizaremos es 41,40 °C.

Además, se considera que este efecto se produce bajo la condición de máxima irradiación que se consideran bajo una irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup>.

Por último, se considera que la serie debe funcionar dentro de los parámetros de entrada del seguidor de máxima potencia del inversor para aprovechar al máximo la producción.

$$T_{m\acute{a}x} = T_a + \left[ \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right] \cdot G$$

dónde:

- $T_{m\acute{a}x}$  es la temperatura de operación del módulo a 41,40 °C en °C.
- $T_a$  es la temperatura ambiente considerada como más desfavorable en °C en Islas Baleares.
- TONC es la temperatura de operación nominal de la célula en °C. Se obtiene de la ficha técnica del módulo.
- G es la irradiación en W/m<sup>2</sup> según las consideraciones tomadas.

$$T_{m\acute{a}x} = 41,40 + [(45 - 20) / 800] * 1000 = 72,650 \text{ °C}$$

El coeficiente de voltaje/temperatura ya se ha obtenido en el apartado anterior, por lo que con la temperatura de operación del módulo y el coeficiente de tensión/temperatura se obtiene la tensión mínima:

$$U_{pmp\ M\acute{I}N} = U_{pmp\ CEM} + Coe. u * (T_{m\acute{a}x} - T_{CEM})$$

donde:

- $U_{pmp\ M\acute{I}N}$  es la tensión mínima en condiciones más desfavorable en V.
- $U_{pmp\ CEM}$  es la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar en V.
- $Coe. u$  es el coeficiente de voltaje/temperatura en V/ °C.
- $T_{m\acute{a}x}$  es la temperatura de operación del módulo a 41,40 °C en °C.
- $T_{CEM}$  es la temperatura estándar de prueba, 25 °C en °C.

$$U_{pmp\ a\ 41,40\ \text{°C}} = 41,20 + (-0,140296) * (72,650 - 25) = 34,51\ V$$

### 01.1.1.3. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A CONECTAR EN SERIE

El número de elementos a conectar en serie viene fijado por el rango de tensiones del inversor para el seguimiento del punto de máxima potencia, por lo que según los datos de la ficha técnica del inversor y la siguiente fórmula se obtienen los módulos a conectar en serie:

$$\frac{\text{mín } U_{pmp}}{U_{pmp \text{ MÍN}}} \leq N_s \leq \frac{\text{máx } U_{pmp}}{U_{pmp \text{ MÁX}}}$$

dónde:

- mín  $U_{pmp}$  es la tensión mínima del seguidor de máxima potencia del inversor en V.
- máx  $U_{pmp}$  es la tensión máxima del seguidor de máxima potencia del inversor en V.
- $U_{pmp \text{ MÁX}}$  es la tensión mínima en condiciones más desfavorable en V.
- $U_{pmp \text{ MÍN}}$  es la tensión mínima en condiciones más desfavorable en V.
- $N_s$  cantidad de módulos fotovoltaicos a colocar en serie

$$200 / 34,51 \leq N_s \leq 1000 / 45,67$$

$$5,80 \leq N_s \leq 21,90$$

Las series de módulos deben tener como mínimo 5,80 y como máximo un total de 21,90 módulos fotovoltaicos para que las series funcionen dentro del sistema de máxima potencia del inversor SG110CX.

### 01.1.1.4. CRITERIOS DE FUNCIONAMIENTO SEGURO

#### 01.1.1.4.1. CRITERIO DE FUNCIONAMIENTO SEGURO PARA DETERMINAR EL NÚMERO DE MÓDULOS EN SERIE

Por último, se considera el criterio de funcionamiento seguro que es el más desfavorable que se puede dar, apoyado en la ficha técnica del módulo fotovoltaico que

radica en la suposición de que la serie fotovoltaica se encuentra instalada en circuito abierto.

La tensión en circuito abierto  $U_{oc}$  del conjunto de módulos fotovoltaico debe ser menor que la tensión máxima de entrada del inversor y que la tensión máxima permisible en el sistema para módulos fotovoltaicos, en las condiciones de irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup> y temperatura de 25 °C. Según fichas técnicas el voltaje aumenta con las bajas temperaturas por lo que el criterio de seguridad se da para la temperatura más desfavorable de Islas Baleares que es de -10,00 °C.

$$U_{OC\ MÁX} = U_{OC\ CEM} + Coe.u (T_{mín} - T_{CEM})$$

donde:

- $U_{OC\ MÁX}$  es la tensión de circuito abierto a la temperatura de -10,00 °C en V.
- $U_{OC\ CEM}$  es la tensión de circuito abierto en condiciones estándar en V.
- $Coe. u$  es el coeficiente de la temperatura en V/ °C.
- $T_{mín}$  es la temperatura de operación del módulo a -10,00 °C en °C.
- $T_{CEM}$  es la temperatura estándar de prueba, 25 °C en °C.

$$U_{OC\ MÁX} \text{ a } -10,00\text{ °C} = 49,40 + (-0,140296) * (-6,875 - 25) = 53,87\text{ V}$$

Con este valor se obtiene el número máximo de módulos que se pueden colocar en serie.

$$N_{Smáx} \leq \frac{\text{mín}(U_{INV\ MÁX} \text{ y } U_{MOD\ MÁX})}{U_{OC\ MÁX}}$$

donde:

- $N_{Smáx}$  es el número de módulos máximo a colocar en serie
- $\text{mín}(U_{INV\ MÁX} \text{ y } U_{MOD\ MÁX})$  es la tensión más baja entre la máxima de funcionamiento del módulo fotovoltaico y la máxima de entrada del inversor en V.
- $U_{OC\ MÁX}$  es la tensión de circuito abierto a la temperatura de -10,00 °C en V.

$$20,42 \leq 1100 / 53,87$$

El valor obtenido de 20,42 es el número máximo de módulos que se pueden conectar en serie en cualquiera de las series del inversor para no sufrir problemas con el voltaje en la entrada al inversor SG110CX.

#### 01.1.1.4.2.CONDICIÓN LÍMITE DE MÁXIMA CORRIENTE DE ENTRADA AL INVERSOR

El segundo criterio de funcionamiento seguro que se debe tener en cuenta es el de la corriente de cortocircuito del grupo fotovoltaico, este valor debe ser menor que la corriente de entrada máxima del inversor, en las peores condiciones posibles, se utiliza para determinar la cantidad de series en paralelo que se pueden conectar.

En el caso de la intensidad, la ficha técnica del módulo fotovoltaico muestra que la intensidad aumenta con la temperatura y se da en los casos de máxima irradiación.

Para determinar el peor escenario posible hace falta obtener el coeficiente de intensidad/temperatura. El coeficiente se obtiene a partir del valor base que se obtiene de la ficha técnica y la intensidad de cortocircuito de la ficha técnica, con estos datos se obtiene con la siguiente fórmula:

$$Coe.i = \alpha_i * \frac{I_{CC}}{100}$$

donde:

- Coe. i es el coeficiente real de intensidad/temperatura en A/°C.
- $\alpha_i$  es el coeficiente de la temperatura según ficha técnica en %/°C.
- $I_{CC}$  es la intensidad de cortocircuito en A.

$$Coe. i = 0,050 * 11,52 / 100 = 0,00576 \text{ A/}^\circ\text{C}$$

Con el coeficiente intensidad/temperatura se calcula la intensidad de cortocircuito que se puede dar en el caso más desfavorable en cualquiera de las series conectadas al inversor. Se tiene en cuenta la temperatura de funcionamiento del módulo a la temperatura más elevada calculada en apartados anteriores.

$$I_{CC\ MÁX} = I_{CC\ CEM} \cdot \frac{G}{1000} + Coe. i * (T_m - T_{CEM})$$

donde

- $I_{CC\ MÁX}$  es la corriente de cortocircuito a la temperatura de 41,40 °C en A.
- $I_{CC\ CEM}$  es la corriente de cortocircuito en condiciones estándar de prueba en A.
- G es la irradiación en W/m<sup>2</sup>.
- Coe. i es el coeficiente real de voltaje/temperatura en A/°C.
- $T_{máz}$  es la temperatura de operación del módulo a 41,40 °C en °C.
- $T_{CEM}$  es la temperatura estándar de prueba, 25 °C en °C.

$$I_{sc} \text{ a } 41,40\text{ °C} = 11,52 * 1000 / 1000 + 0,00576 * (72,650 - 25) = 11,79\text{ A}$$

Con la intensidad máxima de cortocircuito se obtiene el número máximo de series de paralelo que se pueden conectar.

$$N_p \leq \frac{I_{INV\ MÁX}}{I_{CC\ MÁX}}$$

donde

- $N_p$  número máximo de series en paralelo que se pueden conectar.
- $I_{INV\ MÁX}$  intensidad máxima de entrada al inversor en A.
- $I_{CC\ MÁX}$  es la corriente de cortocircuito a la temperatura de 41,40 °C en A.

$$N_p \leq 30 / 11,79 = 2,54$$

### 01.1.2. DATOS FINALES SISTEMA INVERSOR SG110CX

El inversor SUNGROW modelo SG110CX de 110 kW dispone de 18 entradas al inversor, por tanto, el sistema diseñado es de 16 series conectadas los inversores respetando los criterios de funcionamiento óptimo y de seguridad.

Por último, en este apartado, se comprobará que se cumplen las dos exigencias del CTE:

- Potencia del generador fotovoltaico =  $(836 * 445) = 372,02$  kWp
- Potencia del inversor/potencia instalada =  $330 / 372,02$  kW =  $0,80 < 0,88 < 1,2$

<b>Total sistema:</b>			
Número total de Módulos:	836	Número total inversores:	3
P. total del G.F. (kWp):	372,02	P. nominal de la planta (kW)	330

## 01.2. CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

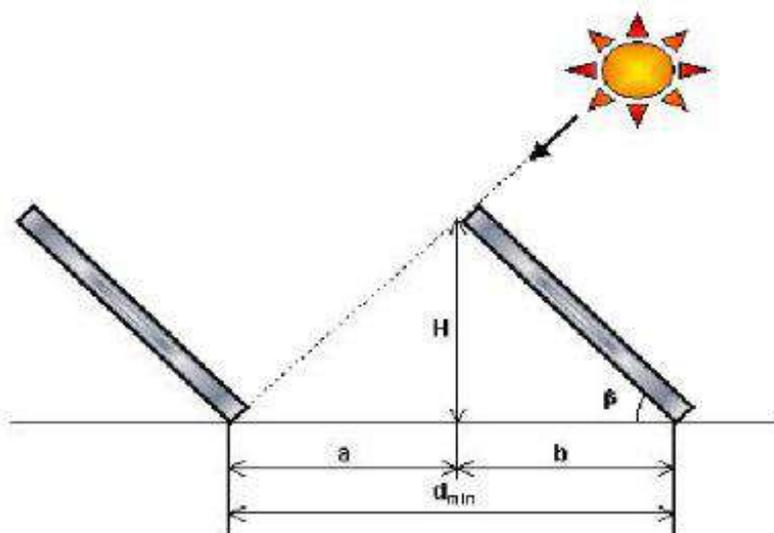
### 01.2.1. ORIGEN DE LOS DATOS DE RADIACIÓN

Los datos de radiación están tomados de la Comisión Europea JRC de la web "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Esta web sale referenciada por el IDAE dentro de la lista de web y sites de referencia.

A la hora de ubicar el emplazamiento en la web se utilizan las coordenadas y se toma la consideración de obtener el dato de radiación horizontal en kWh/m<sup>2</sup>.

### 01.2.2. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS

La separación entre filas de módulos fotovoltaicos se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente, tal y como se observa en la siguiente figura del presente documento.



En instalaciones que se utilicen todo el año, como es el caso que nos ocupa, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre. En este día la altura solar es mínima y al mediodía solar tiene el valor siguiente:

$$As = (90^\circ - \text{Latitud}_{\text{instalación}}) - 23,5^\circ$$

Donde:

- $A_s$  altura solar en el mediodía del mes más desfavorable. Se da en grados.
- $Latitud_{instalación}$  es la latitud a la que se encuentra la instalación en grados.

$$A_s = (90 - 40) - 23,5 = 26,5^\circ$$

De la figura anterior deducimos mediante las fórmulas del teorema de Pitágoras la distancia mínima entre filas:

$$d_{min}(m) = Altura_{módulo} \cdot (\cos\beta + \text{sen}\beta/\text{tg}A_s)$$

Donde:

- $d_{min}$  es la distancia entre frentes de módulos para evitar sombras, expresada en metros.
- $Altura_{módulo}$  es la longitud del módulo (incluido el marco y el soporte correspondiente).
- $\beta$  es el grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal.

Para aplicar esta fórmula a la cubierta se debe introducir una modificación ya que la fórmula está pensada para una instalación sobre una superficie plana sin inclinación y se debe tener en cuenta la inclinación de la superficie de instalación.

El coeficiente a aplicar es la pendiente sur/norte de la cubierta que se calcula de las fórmulas que se deducen del Teorema de Pitágoras. Para ello se tiene en cuenta la inclinación de la cubierta y la desorientación de la misma respecto al sur, expresándose de la siguiente el cálculo:

$$ATAN(Tangente(Pendiente cubierta) * Coseno(Desorientación))^{(^\circ)} = Pendiente \frac{N}{S}^{(^\circ)}$$

Donde:

- Pendiente cubierta es la inclinación que tienen las cubiertas donde se realiza la instalación en grados.
- Desorientación es ángulo que forma el sur geográfico con la línea de máxima pendiente de la cubierta en grados.
- Pendiente N/S es el ángulo que real que tiene la cubierta en la dirección Norte/Sur en grados.

Para la instalación de COINGA las distancias mínimas quedarían de la siguiente manera:

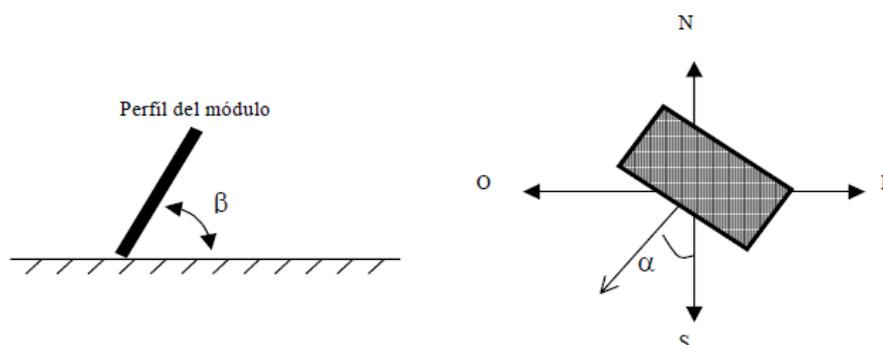
Cubierta	Inclinación	Distancia entre filas
Cubierta 1	5	1,75
Cubierta 2	5	2,45
Cubierta 3	5	1,75
Cubierta 4	5	2,45
Cubierta 5	5	1,75
Cubierta 6	5	2,45

### 01.2.3. PÉRDIDAS

#### 01.2.3.1. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

El objeto de este cálculo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas admisibles.

Las pérdidas por este concepto se calculan en función del ángulo de inclinación  $\beta$  definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal y del ángulo de acimut  $\alpha$  definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.



En el caso de este proyecto, la instalación de los módulos tiene las siguientes características:

- $\alpha = 0^\circ$
- $\varphi = 40$
- $\beta = 22,68^\circ$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot [\beta - \varphi + 10]^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \alpha^2]$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1,2 \cdot 10^{-4} * [22,68 - 40 + 10]^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} * 0^2] \%$$

0,64

Las pérdidas por inclinación y orientación son de 0,642251411104344 < 10% que exige la norma DB HE5 del CTE por el caso general y reflejado también en el IDAE según la tabla siguiente:

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

#### 01.2.3.2. PÉRDIDAS POR SOMBREADO

La instalación se ha diseñado para que no existan elementos productores de sombras sobre los módulos fotovoltaicos. Ya se ha tenido en cuenta en la distancia entre filas y en las distancias con los elementos que son susceptibles de dar sombras, de modo que la instalación se iniciará fuera de la zona de afección de las sombras. Por lo tanto, las pérdidas por sombreado serán nulas.

#### 01.2.4. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL

Para determinar la producción de la instalación se deben determinar el rendimiento de la planta. Las pérdidas de la instalación son las siguientes:

Pérdidas por dispersión de potencia %	2,50
Pérdidas por temperatura %	7,07
Pérdidas por ensuciamiento %	3,00
Pérdidas por inclinación y acimut %	0,64
Pérdidas por sombras %	0,00
Pérdidas por degradación fotónica %	1,00
Pérdida eléctrica %	6,33
Pérdida por reflectancia %	2,70
Pérdidas totales %	23,24
Rendimiento instalación %	76,76

Con el resumen de pérdidas a las que se enfrenta el módulo fotovoltaico en la ubicación del presente proyecto y con las características de instalación detalladas en apartados anteriores se procede a calcular la producción de la instalación con carácter anual.

Para el cálculo se utiliza la siguiente formula:

$$R_{dh} * F_k * S_{total\ mód.} * Rend_{panel} * Perd_{inst.} * Días = Producción\ mensual$$

Donde

- $R_{dh}$  radiación horizontal diaria en kWh/(m<sup>2</sup> \* día).
- $F_k$  factor de inclinación dependiente de la latitud y de la inclinación.
- $S_{total\ instalación}$  es la superficie total de módulos fotovoltaicos en m<sup>2</sup>.
- $Rend_{panel}$  es la eficiencia según ficha técnica del módulo en %.
- $Perd_{inst.}$  son las pérdidas de la instalación en %.
- Días son los días del mes.
- Producción mensual es la cantidad de energía que produce la planta en el mes de cálculo en kWh.

El factor k necesario para el cálculo de la producción de la planta se puede obtener de la web [www.cleanergysolar.com](http://www.cleanergysolar.com) y depende y varia con la latitud y la inclinación

de los módulos fotovoltaicos. En este caso utilizaremos la tabla para una latitud de 40 ° y una inclinación de 25 °.

La superficie total de módulos fotovoltaicos se obtiene con las medidas según ficha técnica y la cantidad de módulos resultando en este proyecto una superficie de módulos fotovoltaicos de 1817,11 m<sup>2</sup>.

$$S. \text{ total instalación} = \text{Alto}_{\text{mód.}} * \text{Ancho}_{\text{mód.}} * \text{Cantidad}_{\text{mód.}}$$

Donde

- $S. \text{ total instalación}$  es la superficie total de módulos fotovoltaicos en m<sup>2</sup>.
- $\text{Alto}_{\text{mód.}}$  dimensión según ficha técnica del módulo.
- $\text{Ancho}_{\text{mód.}}$  dimensión según ficha técnica del módulo.
- $\text{Cantidad}_{\text{mód.}}$  es la cantidad de módulos de la instalación.

$$2,094 * 1,038 * 836 = 1817,11 \text{ m}^2$$

Por lo tanto, con los datos ya calculados anteriormente y los datos del factor k se obtiene la producción mensual y anual de la planta:

Mes	Radiación horizontal (kWh/m <sup>2</sup> ·d)	Factor de inclinación a 25 °	Días al mes	Energía producida (kWh)
Enero	2,26	1,30	31	26041,10
Febrero	3,09	1,23	28	33687,68
Marzo	4,82	1,16	31	49557,86
Abril	5,88	1,08	30	56287,07
Mayo	7,03	1,02	31	63556,95
Junio	7,84	1,00	30	69490,21
Julio	7,76	1,02	31	70156,74
Agosto	6,76	1,09	31	65310,16
Septiembre	5,15	1,19	30	54320,25
Octubre	3,74	1,30	31	43094,56
Noviembre	2,45	1,38	30	29967,65
Diciembre	1,99	1,36	31	23988,30
<b>Total producción anual (kWh)</b>				<b>585458,52</b>

## 01.3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

### 01.3.1. TENSIÓN NOMINAL Y CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA ADMISIBLE

La tensión nominal de la presente instalación ha de estar de acuerdo con la tensión de servicio proporcionada por la empresa distribuidora. Esta tensión será de 230 V entre fase y neutro y 400 V entre fases.

De acuerdo con el REBT y el PCT IDAE 2002 las caídas de tensión máxima admisible serán de:

- Instalación que se corresponde desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada al sistema inversor o generador que enteramente se encuentra en Corriente Continua y Baja Tensión: pérdidas máximas admisibles 1.5%
- Instalación que se corresponde con la comprendida entre el sistema generador o sistema inversor y el punto de conexión con la instalación interior del cliente en Corriente Alterna y Baja Tensión: pérdidas máximas admisibles 1.5%

### 01.3.2. TRAMO 1, DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS AL SISTEMA INVERSOR O SISTEMA GENERADOR

En este tramo la distancia media desde la ubicación de los módulos fotovoltaicos hasta las entradas al sistema generador es de 75,00 metros. Con este dato y la cantidad de módulos conectados en serie y el número de series en paralelo se determina la sección que debe de tener el cable para no exceder la caída de tensión en este tramo que es de 1,5%. La fórmula utilizada se deduce de las fórmulas que se exponen en la “Guía técnica de aplicación – Anexos” “Cálculo de las caídas de tensión” Anexo 2.

$$S_{mín1} = \frac{2 * L * I}{\gamma * e * U} = \frac{2 * L_{tramo1} * N_p * I_{cc \text{ máx}}}{56 * e_1 * N_s * V_{oc \text{ máx}}}$$

donde

- $S_{mín1}$  es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en  $\text{mm}^2$ .
- $L_{tramo1}$  es la longitud media desde las series de módulos fotovoltaicos hasta las entradas del sistema inversor o generador en metros.

- $N_p$  es la cantidad de series en paralelo que van al sistema inversor o generador.
- $I_{cc\ máx}$  intensidad de cortocircuito máxima de entrada al sistema inversor a la temperatura más desfavorable 41,40 °C en A.
- $\gamma$  es la conductividad del cobre a 20 °C en  $m/\Omega^{-1} * mm^2$
- $e_1$  es la caída máxima admisible para este tramo de la instalación en porcentaje.
- $N_s$  es la cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en serie para la serie más desfavorable.
- $V_{oc\ máx}$  es tensión de circuito abierto a la temperatura de -10,00 °C en V.

$$S_{mín1} = (2 * 75,00 * 1,00 * 11,79) / (56 * 0,015 * 17 * 53,87) = 2,22 \text{ mm}^2$$

Además, se tiene en cuenta la intensidad que circulará por los cables de series siendo esta sección nunca inferior a 4,00 mm<sup>2</sup>. Se comprueba con la tabla de la UNE-HD 60364-5-52: 2014, Tabla C.52-1 bis. Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

En base a este criterio la intensidad que va a circular como máximo en las series fotovoltaicas es la más desfavorable  $I_{cc\ máx}$  que se ha calculado como 11,79 A. Esta intensidad se multiplica por un factor de seguridad de 1,25 según indica la ITC BT 40 en su punto 5, para asegurar que el cable cumple y se obtiene una intensidad de 14,74 A.

$$I_{cc\ máx\ factor\ de\ seguridad\ 1} = 1,25 * I_{cc\ máx}$$

donde

- $I_{cc\ máx\ factor\ de\ seguridad\ 1}$  es la intensidad máxima que puede circular teniendo en cuenta el caso más desfavorable de cortocircuito y un coeficiente de seguridad en A.
- 1,25 es el factor de seguridad aplicado.
- $I_{cc\ máx}$  intensidad de cortocircuito máxima de entrada al sistema inversor a la temperatura más desfavorable 41,40 °C en A.

$$I_{cc\ máx\ factor\ de\ seguridad\ 1} = 1,25 * 11,79 = 14,74 \text{ A}$$

Esta intensidad es la que se usa para el segundo criterio de dimensionamiento del cable. Según la tabla referenciada anteriormente Tabla C.52-1 bis UNE-HD 60364-5-52: 2014, la sección mínima del cable debería ser:

$$S_{mín2} > I_{cc\ máx} \text{ factor seguridad } 1$$

donde

- $S_{mín2}$  es la sección mínima según el criterio de intensidad para el tramo entre módulos fotovoltaicos y el sistema inversor en  $\text{mm}^2$ .
- $I_{cc\ máx} \text{ factor de seguridad } 1$  es la intensidad máxima que puede circular teniendo en cuenta el caso más desfavorable de cortocircuito y un coeficiente de seguridad en A.

$$4,00 \text{ mm}^2 > 14,74 \text{ A}$$

Con estos dos criterios y para no superar el 1,50% de caída de tensión en este tramo la primera sección que cumple los dos criterios es el cable de 4,00  $\text{mm}^2$ .

Con la sección 4,00  $\text{mm}^2$  comercial obtiene el % de pérdidas eléctricas máximas reales del tramo entre los módulos fotovoltaicos y el sistema inversor:

$$e_{máx1} (\%) = \frac{2 * L * I}{\gamma * e * U} = \frac{2 * L * N_p * I_{cc\ máx}}{56 * S_{com1} * N_s * V_{oc\ máx}}$$

donde

- $e_{máx1}$  es la caída máxima que se va a dar en el tramo en %.
- $L_{tramo1}$  es la longitud media desde las series de módulos fotovoltaicos hasta las entradas del sistema inversor o generador en metros.
- $N_p$  es la cantidad de series en paralelo que van al sistema inversor o generador.
- $I_{cc\ máx}$  intensidad de cortocircuito máxima de entrada al sistema inversor a la temperatura más desfavorable 41,40 °C en A.
- $\gamma$  es la conductividad del cobre a 20 °C en  $\text{m}/\Omega^{-1} * \text{mm}^2$
- $S_{com1}$  es la sección comercial mínima para el tramo mod-inv en  $\text{mm}^2$ .
- $N_s$  es la cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en serie para la serie más desfavorable.
- $V_{oc\ máx}$  es tensión de circuito abierto a la temperatura de -10,00 °C en V.

$$e_{\text{máx}1} = (2 * 75,00 * 1,00 * 11,79) / (56 * 4,00 * 17 * 53,87) = 0,86 \%$$

### 01.3.3. TRAMO 2: DEL SISTEMA INVERSOR O SISTEMA GENERADOR AL CUADRO GENERAL FOTOVOLTAICO

En este tramo la distancia media desde la ubicación del sistema inversor o generador hasta el Cuadro General Fotovoltaico es de 8,00 metros. Con este dato y la consideración que según la ITC BT 40 en su esquema 8 hace que la caída de tensión desde el generador hasta el punto de conexión dentro de la red interior de consumo no pueda exceder el 1,50%. Por lo tanto y al existir dos tramos desde este punto al de conexión en red interior se determinará que la caída de tensión en ambos tramos no será superior al 0,75%. La fórmula utilizada se puede encontrar en cualquier manual de instalaciones eléctricas.

$$S_{\text{mín}3} = \frac{P_{\text{máx con inv1}} * L_{\text{tramo}2}}{\gamma * e_2 * V_{\text{servicio}}^2}$$

donde

- $S_{\text{mín}3}$  es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en  $\text{mm}^2$ .
- $P_{\text{máx con inv1}}$  es la potencia máxima conectada a cualquiera de los elementos del sistema inversor SG110CX en Wp.
- $L_{\text{tramo}2}$  es la longitud media desde el sistema inversor o generador hasta el Cuadro General Fotovoltaico en metros.
- $\gamma$  es la conductividad del cobre a 20 °C en  $\text{m}/\Omega^{-1} * \text{mm}^2$
- $e_2$  es la caída máxima admisible para este tramo de la instalación en porcentaje.
- $V_{\text{servicio}}$  es tensión de servicio en V.

$$S_{\text{mín}3} = (110000 * 8,00) / (56 * 0,0075 * 400^2) = 12,64 \text{ mm}^2$$

Además, se tiene en cuenta la intensidad que circulará por los cables de salida del sistema inversor en base a los valores de la tabla de la UNE-HD 60364-5-52: 2014, Tabla C.52-1 bis. Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

En base a este criterio la intensidad que va a circular como máximo es la intensidad de salida del inversor que se obtiene de la ficha técnica del SG110CX, que es de 158,80 A. Esta intensidad se multiplica por un factor de seguridad de 1,25 según indica la ITC BT 40 en su punto 5, para asegurar que el cable queda protegido y se obtiene una intensidad de 198,50 A.

$$I_{cc \text{ máx factor de seguridad } 2} = 1,25 * I_{\text{salida inv}}$$

donde

- $I_{cc \text{ máx factor de seguridad } 2}$  es la intensidad máxima que puede circular a la salida del inversor teniendo en cuenta el coeficiente de seguridad en A.
- 1,25 es el factor de seguridad aplicado.
- $I_{\text{salida inv}}$  intensidad de salida del inversor en A.

$$I_{cc \text{ máx factor de seguridad } 1} = 1,25 * 158,80 = 198,50 \text{ A}$$

Esta intensidad es la que se usa para el segundo criterio de dimensionamiento del cable. Según la tabla referenciada anteriormente Tabla C.52-1 bis UNE-HD 60364-5-52: 2014, la sección mínima del cable debería ser:

$$S_{\text{mín4}} > I_{cc \text{ máx factor seguridad } 2}$$

donde

- $S_{\text{mín4}}$  es la sección mínima según el criterio de intensidad para el tramo del sistema inversor o generador al Cuadro General Fotovoltaico en  $\text{mm}^2$ .
- $I_{cc \text{ máx factor de seguridad } 2}$  es la intensidad máxima que puede circular teniendo en cuenta el caso más desfavorable de cortocircuito y un coeficiente de seguridad en A.

$$95,00 \text{ mm}^2 > 198,50 \text{ A}$$

Con estos dos criterios y para no superar el 0,75% de caída de tensión en este tramo la primera sección que cumple los dos criterios es el cable de 95,00  $\text{mm}^2$ .

Con la sección de 95,00 mm<sup>2</sup> comercial se obtiene el % de pérdidas eléctricas máximas reales del tramo entre el sistema inversor o generador y el Cuadro General Fotovoltaico:

$$e_{m\acute{a}x\ 2} = \frac{P_{m\acute{a}x\ con\ inv1} * L_{tramo\ 2}}{\gamma * S_{com2} * V_{servicio}^2}$$

donde

- $e_{m\acute{a}x\ 2}$  es la caída máxima de tensión para el tramo entre el sistema inversor o generador y el Cuadro General Fotovoltaico porcentaje.
- $P_{m\acute{a}x\ con\ inv1}$  es la potencia máxima conectada a cualquiera de los elementos del sistema inversor SG110CX en Wp.
- $L_{tramo2}$  es la longitud media del sistema inversor o generador hasta el Cuadro General Fotovoltaico en metros.
- $\gamma$  es la conductividad del cobre a 20 °C en m/Ω<sup>-1</sup> \* mm<sup>2</sup>
- $S_{com2}$  es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en mm<sup>2</sup>.
- $V_{servicio}$  es tensión de servicio en V.

$$e_{m\acute{a}x2} = (110000 * 8,00) / (56 * 95,00 * 400^2) = 0,10 \%$$

#### 01.3.4. TRAMO 3: DEL CUADRO GENERAL FOTOVOLTAICO AL PUNTO DE CONEXIÓN EN RED INTERIOR EN BAJA TENSIÓN

En este tramo la distancia media desde la ubicación del Cuadro general Fotovoltaico hasta el Punto de Conexión en Red Interior en Baja Tensión es de 12,00 metros. Con este dato y la consideración que según la ITC BT 40 en su esquema 8 hace que la caída de tensión desde el generador hasta el punto de conexión dentro de la red interior de consumo no pueda exceder el 1,50%. Por considerado en el apartado anterior. A este tramo le corresponde una caída de tensión no será superior al 0,75%. La fórmula utilizada se puede encontrar en cualquier manual de instalaciones eléctricas.

$$S_{m\acute{i}n\ 5} = \frac{P_{m\acute{a}x\ instalaci\acute{o}n} * L_{tramo\ 3}}{\gamma * e_3 * V_{servicio}^2}$$

donde

- $S_{\text{mín}5}$  es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en  $\text{mm}^2$ .
- $P_{\text{máx instalación}}$  es la potencia máxima de la instalación en Wp.
- $L_{\text{tramo}3}$  es la longitud media desde el Cuadro General Fotovoltaico hasta el Punto de Conexión en Red Interior en Baja Tensión en metros.
- $\gamma$  es la conductividad del cobre a  $20\text{ }^\circ\text{C}$  en  $\text{m}/\Omega^{-1} * \text{mm}^2$
- $e_3$  es la caída máxima admisible para este tramo de la instalación en porcentaje.
- $V_{\text{servicio}}$  es tensión de servicio en V.

$$S_{\text{mín}5} = (372020 * 12,00) / (56 * 0,0075 * 400^2) = 32,07 \text{ mm}^2$$

Además, se tiene en cuenta la intensidad que circulará por los cables de salida del sistema inversor en base a los valores de la tabla de la UNE-HD 60364-5-52: 2014, Tabla C.52-1 bis. Intensidades admisibles (A) al aire  $40\text{ }^\circ\text{C}$ . N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

En base a este criterio la intensidad que va a circular como máximo es la intensidad total entregada por el sistema inversor o generador que se obtiene de la ficha técnica del inversor SG110CX, que es de 158,80 A. La intensidad total entregada es de 476,40 A. Esta intensidad se multiplica por un factor de seguridad de 1,25 según indica la ITC BT 40 en su punto 5, para asegurar que el cable queda protegido y se obtiene una intensidad de 595,50 A.

$$I_{\text{CC máx factor de seguridad } 3} = 1,25 * I_{\text{total salida CGF}}$$

donde

- $I_{\text{CC máx factor de seguridad } 3}$  es la intensidad máxima que puede circular a la salida del inversor teniendo en cuenta el coeficiente de seguridad en A.
- 1,25 es el factor de seguridad aplicado.
- $I_{\text{total salida CGF}}$  intensidad de salida del inversor en A.

$$I_{\text{CC máx factor de seguridad } 1} = 1,25 * 476,40 = 595,50 \text{ A}$$

Esta intensidad es la que se usa para el segundo criterio de dimensionamiento del cable. Según la tabla referenciada anteriormente Tabla C.52-1 bis UNE-HD 60364-5-52: 2014, la sección mínima del cable debería ser:

$$S_{mín6} > I_{cc\ máx\ factor\ seguridad\ 3}$$

donde

- $S_{mín6}$  es la sección mínima según el criterio de intensidad para el tramo del Cuadro General Fotovoltaico al Punto de Conexión en Red Interior en Baja Tensión en  $mm^2$ .
- $I_{cc\ máx\ factor\ de\ seguridad\ 3}$  es la intensidad máxima que puede circular teniendo en cuenta el caso más desfavorable de cortocircuito y un coeficiente de seguridad en A.

$$2*150,00\ mm^2 > 595,50\ A$$

Con estos dos criterios y para no superar el 0,75% de caída de tensión en este tramo la primera sección que cumple los dos criterios es el cable de  $2*150,00\ mm^2$ .

Con la sección  $2*150,00\ mm^2$  comercial se obtiene el % de pérdidas eléctricas máximas reales del tramo entre el del Cuadro General Fotovoltaico y el Punto de Conexión en Red Interior en Baja Tensión:

$$e_{máx\ 3} = \frac{P_{máx\ con\ inv1} * L_{tramo\ 3}}{\gamma * S_{com3} * V_{servicio}^2}$$

donde

- $e_{máx\ 3}$  es la caída máxima de tensión para este tramo de la instalación en porcentaje.
- $P_{máx\ instalación}$  es la potencia máxima de la instalación en Wp.
- $L_{tramo3}$  es la longitud media desde el Cuadro General Fotovoltaico hasta el Punto de Conexión en Red Interior en Baja Tensión en metros.
- $\gamma$  es la conductividad del cobre a  $20\ ^\circ C$  en  $m/\Omega^{-1} * mm^2$
- $S_{com3}$  es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en  $mm^2$ .
- $V_{servicio}$  es tensión de servicio en V.

$$e_{\text{máx}2} = (372020 * 12,00) / (56 * 2 * 150,00 * 400^2) = 0,08 \%$$

### **01.3.5. JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN DEL CABLEADO, CANALIZACIONES Y PROTECCIONES.**

#### **01.3.5.1. CRITERIO DE SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO CONDUCTOR DE LA PLANTA**

Para la selección del cableado se han tenido en cuenta las intensidades de salida y la caída de tensión en cada tramo estudiado. La normativa tenida en cuenta son las especificaciones técnicas de la ITC BT 40, las especificaciones técnicas del ITC BT-19 y la UNE-HD 60364-5-52: 2014, siendo ésta última la más estricta.

Como se puede comprobar en la tabla C.52-1 bis de la UNE-HD 60364-5-52: 2014:

**TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)**  
**Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire**

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																	
	A1	PVC 3	PVC 2		XLPE 3		XLPE 3	XLPE 2										
A2	PVC 3	PVC 2		XLPE 3		XLPE 2												
B1				PVC 3		PVC 2				XLPE 3				XLPE 2				
B2			PVC 3	PVC 2				XLPE 3		XLPE 2								
C						PVC 3				PVC 2			XLPE 3			XLPE 2		
E								PVC 3				PVC 2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 2
F										PVC 3					PVC 2	XLPE 3		XLPE 2
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm <sup>2</sup>																		
<u>Cobre</u>																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	–
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	–
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	–
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	–
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	–
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	–
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	–	–	–	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	–	–	–	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	–	–	–	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	–	–	–	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	–	–	–	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	–	–	–	–	–	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	–	–	–	–	–	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	–	–	–	–	–	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

La consideración que se ha tenido en cuenta en el tramo que va desde los módulos fotovoltaicos hasta el sistema generador o inversor es una consideración de instalación tipo B1, “Conductores aislados o cable unifilar en tubos empotrados en obra” y el tipo de conductor que compone este tramo es 2x XLPE o EPR. Que justifica la elección del cable utilizado.

La consideración que se ha tenido en cuenta en el tramo que va desde el sistema generador o inversor hasta el Cuadro General Fotovoltaico es una consideración de instalación tipo B1, “Conductores aislados o cable unifilar en tubos empotrados en obra” y el tipo de conductor que compone este tramo es 3x XLPE o EPR. Que justifica la elección del cable utilizado.

La consideración que se ha tenido en cuenta en el tramo que va desde el Cuadro General Fotovoltaico hasta el Punto de Conexión dentro de la Red Interior en Baja Tensión es una consideración de instalación tipo B1, "Conductores aislados o cable unifilar en tubos empotrados en obra" y el tipo de conductor que compone este tramo es 3x XLPE o EPR. Que justifica la elección del cable utilizado.

#### 01.3.5.2. CRITERIO DE SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO DE TIERRA

El criterio que se ha seguido para la determinación de las secciones de tierra utilizadas en la instalación es el que aporta la ITC BT 18 en la tabla número 2:

Sección conductores de fase (mm <sup>2</sup> )	Sección Conductor Protección (mm <sup>2</sup> )
$S_f < 16$	$S_p = S_f$
$16 < S_f < 35$	$S_p = 16$
$S_f > 35$	$S_p = S_f / 2$

Por tanto, si la sección del cableado que va desde los módulos fotovoltaicos hasta el sistema generador o inversor es de 4,00 mm<sup>2</sup> la sección de tierra a utilizar para poner a tierra este tramo de la instalación es de 4,00 mm<sup>2</sup>.

Consecuentemente si la sección del cableado que va desde el sistema generador o inversor hasta el Cuadro General Fotovoltaico es de 95,00 mm<sup>2</sup>, la sección de tierra a utilizar para poner a tierra este tramo de la instalación es de 50,00 mm<sup>2</sup>.

Por último, si la sección del cableado que va desde el sistema el Cuadro General Fotovoltaico hasta el Punto de Conexión dentro de la Red Interior en Baja Tensión es de 150,00 mm<sup>2</sup> la sección de tierra a utilizar para poner a tierra este tramo de la instalación es una sección de 95,00 mm<sup>2</sup>.

### **01.3.5.3. CRITERIO DE SELECCIÓN DE LAS CANALIZACIONES DE CABLE**

En la instalación de este proyecto en COINGA, existen tres tramos de canalizaciones diferenciados:

1. Zona exterior, canalización de intemperie desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto donde el cableado entra en el interior del edificio.
2. Bajantes, canalización que hace el paso entre la zona exterior y la zona interior.
3. Zona interior, canalización que va por el interior del edificio hasta el sistema generador o inversor e interconecta este sistema con el Cuadro General Fotovoltaico y el Punto de Conexión en Red Interior en Baja Tensión.

Para la canalización de la zona exterior, le es de aplicación la ITC-BT-30 punto "2. Instalaciones en locales mojados" al estar a la intemperie y producirse precipitaciones en la zona geográfica que se encuentra la instalación; se emplea bandeja metálica de rejilla, resistente a la corrosión, y según se indica en este punto, el cometido es el soporte y conducción de cables y no realizan una función de protección, por tanto, se empleará un conductor apropiado de 0,6/1 kV RZ1-K (AS), según norma UNE 21123-4. Esta canalización se dedicará a la interconexión de los módulos hasta el sistema inversor o generador. Se adjuntan las fichas técnicas de la bandeja de rejilla como anexo.

En los tramos interiores de la instalación, se empleará canal protector superficial con tapa exterior y le será de aplicación la ITC-BT-21 punto "2. Canales protectoras", además, debido a la actividad de la instalación, se encuentran algunos tramos de canalización con una protección especial IP5X destinada a emplazamientos polvorientos tal y como indica la ITC-BT-30 punto "4. Instalaciones en locales polvorientos sin riesgo de incendio o explosión". Esta canalización envuelve el cableado que se emplea para conectar los elementos que se encuentran en la sala de inversores. Las características técnicas de la canaleta empleada se adjuntan en los anexos del presente proyecto.

Tanto para las bajantes como para las conexiones entre las naves de este proyecto, se empleará canal protectora superficial de tapa exterior. Esta canalización

discurrirá sobre superficie. Las bajantes se emplearán, por tanto, para unir los tramos a distintas alturas de nave a superficie y también se empleará para conectar los módulos fotovoltaicos con la sala de inversores. En la parte superior de las bajantes se instalará un denominado cuello de cisne, para evitar filtraciones por agua en la canalización.

## 01.4. ANÁLISIS DE VIENTOS, SOBRESFUERZOS Y RESISTENCIA ESTRUCTURAL

En este apartado se estudiará la influencia del viento y la del peso propio de la estructura que se va a instalar con el fin de demostrar que se cumple los requisitos básicos de seguridad, que aseguran que el edificio tiene un comportamiento estructural adecuado frente a las acciones e influencias previsibles a las que pueda estar sometido durante su construcción y uso previsto:

(Código Técnico de la Edificación, 2006 y actualizaciones recientes)

Variantes de partida:

- Módulos: LONGI SOLAR, LR4-72HBD-445M, de 445 Wp
- Dimensiones del módulo: 2,094 x 1,038 x 0,035 m
- Peso del módulo: 27,50 kg
- Triángulos prediseñados con bloque
- Bloque: 17 kg
- Densidad:  $2700 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
- Instalación en cubierta plana

### 01.4.1. ACCIONES PERMANENTES

#### 01.4.1.1. CÁLCULO DEL PESO DE LA ESTRUCTURA POR MÓDULO

La instalación fotovoltaica se ha diseñado con el objetivo de que los módulos fotovoltaicos queden sin importar la cubierta con una inclinación de  $22,68^\circ$  con respecto a la horizontal y orientados con el acimut de la cubierta.

Para conocer la carga que supone la instalación sobre la cubierta, es preciso determinar el peso por unidad de módulo, teniendo en cuenta la estructura asociada a la unidad de módulo. Para ello se determina la estructura unitaria por módulo y se le suma el peso del módulo.

Dicho esto, y haciendo referencia a al Documento Básico Seguridad Estructural Acciones en la Edificación de ahora en adelante "SE-AE" en su apartado 2.1 Peso propio expone que "El valor característico del peso propio de los equipos e instalaciones fijas, tales como calderas colectivas, transformadores, aparatos de elevación, o torres de refrigeración, debe definirse de acuerdo con los valores aportados por los

suministradores". Esta instalación se considera fija ya que una vez instalada permanece impertérrita sobre la cubierta durante años. Por tanto, como suministradores de la instalación realizamos el cálculo del peso propio del material instalado.

#### 01.4.1.2. PESO DE LA ESTRUCTURA

La estructura seleccionada es "Bloque con triángulos prediseñados". Este tipo de instalación se compone de varios elementos:

Bloque

Triángulo prediseñado

- Bloque:

Para cada unidad de módulo son necesarios una media aproximada de 2,75 bloques, por tanto, se obtiene un peso de estructura por módulo de unos  $46,75 \frac{\text{kg}}{\text{módulo}}$ :

$$2,75 \times 17 = 46,75 \frac{\text{kg}}{\text{módulo}}$$

- Triángulo prediseñado

Con las medidas de perfil "Triángulo prediseñado" se obtiene su perfil que es de 100 x 80 x 4 en mm que se corresponde con una sección de 720 en mm<sup>2</sup>.

$$Sec_{\text{tripood}} (\text{mm}^2) = \sum bases_{\text{tripood}} (\text{mm}) * espesor_{\text{tripood}} (\text{mm})$$

$$(100 + 80) * 4 = 720 \text{ en mm}^2$$

Utilizaremos "Triángulo prediseñado" para soportar 1 módulo es la equivalente a un "Triángulo prediseñado" y medio ya que para el soporte de módulo fotovoltaico se necesitan varios "Triángulo prediseñado", debido a que se colocan a cierta distancia unos de otros para hacer de soporte del "Carril base".

El sistema "Triángulo prediseñado" tiene una masa de 790 gramos cada uno.

$$0,790 * 1,5 = 1,185 \text{ kg/módulo}$$

#### 01.4.1.3. PESO POR UNIDAD DE MÓDULO INSTALADO

El peso correspondiente a la colocación de un módulo fotovoltaico sobre la cubierta corresponde, por tanto, al peso que conlleva la instalación de un módulo fotovoltaico LONGI SOLAR modelo LR4-72HBD-445M de 445 Wp por unidad junto a la estructura asociada a su montaje. Se obtiene al sumar los pesos por módulo de los diferentes elementos que componen la estructura:

Para el montaje en cubierta con triángulos prediseñados sobre estructura de anclaje:

$$27,50 + 46,75 + 1,185 = 75 \text{ kg/módulo}$$

#### 01.4.1.4. ZONIFICACIÓN DE ACCIONES PERMANENTES

El peso que se ha calculado por módulo es de 75 kg/módulo, con este dato y el área que ocupan los módulos fotovoltaicos se determina la acción permanente que supone la instalación.

Para determinar el área que ocupa la instalación se tiene en cuenta la instalación diseñada y se mide por zonas el área que ocupan los módulos, tomándose al finalizar este apartado la zona que tenga una acción permanente más elevada para los cálculos.

ZONA	ÁREA	MÓDULOS	CARGA PERMANENTE
Cubierta 1	228	105	34
Cubierta 2	335	154	34
Cubierta 3	287	132	34
Cubierta 4	189	87	34
Cubierta 5	469	216	34
Cubierta 6	309	142	34

Siendo el caso más desfavorable el que se obtiene en la zona con una acción permanente de  $34 \text{ kg/m}^2$ .

Según el “SE-AE” en el apartado “3.1.1 Valores de la sobrecarga” hace una clasificación en la tabla 3.1 donde se clasifican las categorías de uso donde se busca el tipo de zona que se corresponde con este proyecto. También hace subcategorías de uso para que se puede aclarar más el tipo de zona que se va a estudiar. Por último, aporta unos valores de sobrecarga máxima según clasifiquemos la zona que nos afecta.

Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m <sup>2</sup> ]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 <sup>(1)</sup>
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente <sup>(2)</sup>			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación <sup>(3)</sup>	G1 <sup>(7)</sup>	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 <sup>(4)(6)</sup>	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) <sup>(5)</sup>	0,4 <sup>(4)</sup>	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

<sup>(1)</sup> Deben descomponerse en dos cargas concentradas de 10 kN separadas entre sí 1,8 m. Alternativamente dichas cargas se podrán sustituir por una sobrecarga uniformemente distribuida en la totalidad de la zona de  $3,0 \text{ kN/m}^2$  para el cálculo de elementos secundarios, como nervios o viguetas, doblemente apoyados, de  $2,0 \text{ kN/m}^2$  para el de losas, forjados reticulados o nervios de forjados continuos, y de  $1,0 \text{ kN/m}^2$  para el de elementos primarios como vigas, ábacos de soportes, soportes o zapatas.

<sup>(2)</sup> En cubiertas transitables de uso público, el valor es el correspondiente al uso de la zona desde la cual se accede.

<sup>(3)</sup> Para cubiertas con un inclinación entre 20° y 40°, el valor de  $q_k$  se determina por interpolación lineal entre los valores correspondientes a las subcategorías G1 y G2.

<sup>(4)</sup> El valor indicado se refiere a la proyección horizontal de la superficie de la cubierta.

<sup>(5)</sup> Se entiende por cubierta ligera aquella cuya carga permanente debida únicamente a su cerramiento no excede de  $1 \text{ kN/m}^2$ .

<sup>(6)</sup> Se puede adoptar un área tributaria inferior a la total de la cubierta, no menor que  $10 \text{ m}^2$  y situada en la parte más desfavorable de la misma, siempre que la solución adoptada figure en el plan de mantenimiento del edificio.

<sup>(7)</sup> Esta sobrecarga de uso no se considera concomitante con el resto de acciones variables.

En este caso se considera que la instalación está ubicada en una categoría de uso tipo “F Cubiertas transitables sólo accesibles privadamente”, con una subcategorización de “F Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente” que según el tipo de instalación que trata el presente proyecto se corresponde con una carga permanente y se pasa a considerar uniforme, siendo su valor máximo en base a lo anteriormente expuesto  $1,0 \text{ kN/m}^2$ , que equivale a  $101,94 \text{ kg/m}^2$ .

Con las consideraciones tomadas se comprueba que estamos dentro de la carga máxima que permite el "SE-AE" siendo 34 kg/m<sup>2</sup> inferior al valor límite permitido de 101,94 kg/m<sup>2</sup>.

## **01.4.2. ACCIONES VARIABLES**

### **01.4.2.1. VIENTO**

Siguiendo el "SE-AE" para las acciones del viento sobre la estructura de una instalación fotovoltaica, se puede estimar dicho cálculo como se muestra a continuación.

La acción del viento, en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, que puede expresarse como:

$$q_e = q_b \times c_e \times c_p$$

Donde:

- $q_e$  presión estática en kN/m<sup>2</sup>
- $q_b$  presión dinámica del viento (kN/ m<sup>2</sup>).
- $c_e$  coeficiente de exposición.
- $c_p$  coeficiente eólico o de presión exterior.

La determinación de los parámetros que constituyen esta fórmula se determinan en los siguientes apartados.

### 01.4.2.1.1.PRESIÓN DÍNAMIKA DEL VIENTO

El valor de la presión dinámica del viento viene en el “Anejo D. Acción del viento” del “SE AE” y se determina mediante la siguiente ecuación:

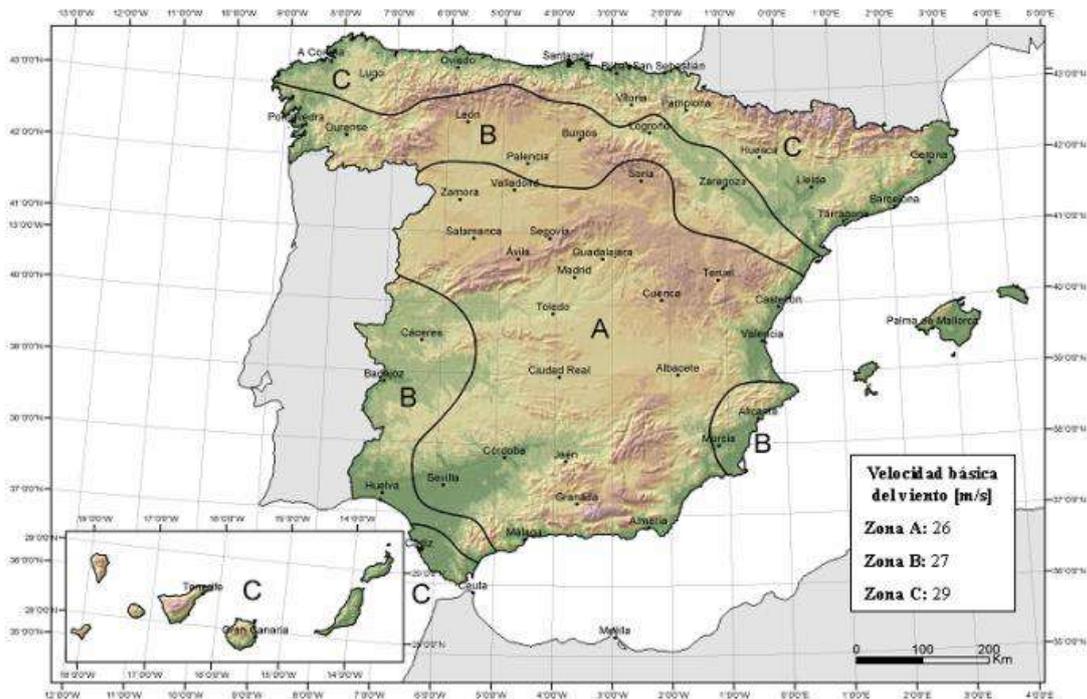
$$q_b = 0,5 \times \delta \times v_b^2$$

Donde:

$\delta$  densidad del aire, 1,25 kg/m<sup>3</sup>.

$v_b$  velocidad del viento en la localidad.

El valor de la densidad del aire y de la velocidad del viento en Islas Baleares, se aportan en el “Anejo D1” del “SE AE”, la densidad se estima en 1,25 kg/m<sup>3</sup> y el valor de la velocidad del viento se determina por la ubicación y el siguiente mapa:



Por tanto, el cálculo para la zona de Islas Baleares es el coeficiente A que se corresponde con una velocidad del viento de 26 m/s, con estos datos sustituyendo en la fórmula anterior se obtiene la presión dinámica:

$$q_b = 0,5 \times 1,25 \times 26^2 = 0,4225 \text{ kN/m}^2$$

### 01.4.2.1.2. COEFICIENTE DE EXPOSICIÓN

El coeficiente de exposición denominado “ce” se determina siguiendo el “Anejo D2” del “SE AE” mediante las ecuaciones que aporta para alturas sobre el terreno, z, no mayores de 200 m:

$$ce = F \cdot (F + 7k)$$
$$F = k \ln (\max (z, Z) / L)$$

Siendo k, L, Z parámetros característicos de cada tipo de entorno. En este caso, el grado de aspereza del entorno es de tipo “IV Zona urbana en general, industrial o forestal”, y por tanto los parámetros característicos son según la tabla:

**Tabla D.2 Coeficientes para tipo de entorno**

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

Determinados los parámetros se pueden sustituir los valores en las dos ecuaciones anteriores y obtener el valor del coeficiente de exposición:

Donde:

Ce → es el coeficiente de exposición.

F → factor a calcular para la obtención del coeficiente de exposición.

K → parámetro dependiente del grado de aspereza del entorno.

L → parámetro dependiente del grado de aspereza del entorno en m.

Z → parámetro dependiente del grado de aspereza del entorno en m.

z → altura a la que se encuentra la instalación en m.

$$F = 0,22 * \ln (\max (8, 5) / 0,3) = 0,72$$

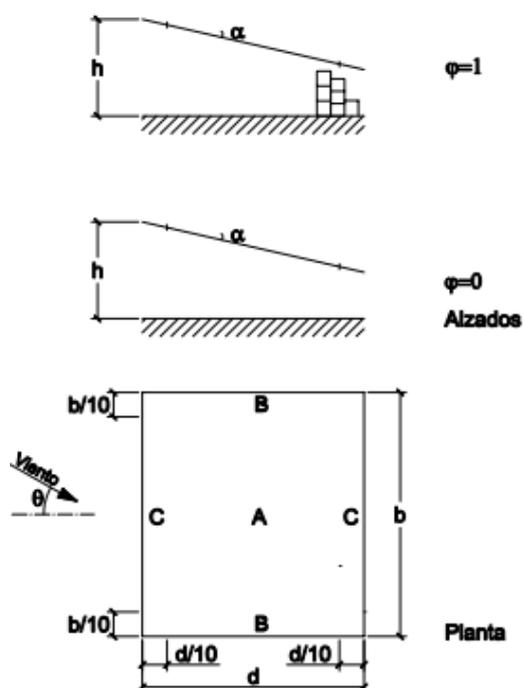
$$ce = 0,72 * (0,72 + 7 * 0,22) = 1,63$$

### 01.4.2.1.3. COEFICIENTE EÓLICO O DE PRESIÓN EXTERIOR

El coeficiente eólico es más complejo de decidir al no existir tipificación específica para este tipo de instalaciones por lo que en base a las opciones que presenta el “Anejo D3” del “SE AE” se considera la estructura instalada junto con los paneles fotovoltaicos como una estructura típica de marquesina a un agua.

Se pueden suponer los soportes de la instalación como marquesinas a un agua, con tamaño superior a 10 m<sup>2</sup> (ya que tenemos varios paneles colocados en la misma fila) y con un factor de obstrucción al paso del viento igual a cero.

Por tanto, para elementos con área de influencia A de más de 10 m<sup>2</sup>, el coeficiente de presión exterior se puede obtener mediante la tabla siguiente. A, B y C indican las diferentes zonas de influencia de la superficie. Se toman los valores máximos tanto para arriba como para abajo.



De “Documento Básico SE-AE Seguridad Estructural Acciones en la edificación”, 2009, p. 35.

		Coeficientes de presión exterior			
		$C_{p,10}$			
Pendiente de la cubierta $\alpha$	Efecto del viento hacia	Factor de obstrucción $\varphi$	Zona (según figura)		
			A	B	C
0°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,5	1,8	1,1
	Arriba	0	-0,6	-1,3	-1,4
	Arriba	1	-1,5	-1,8	-2,2
5°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,8	2,1	1,3
	Arriba	0	-1,1	-1,7	-1,8
	Arriba	1	-1,6	-2,2	-2,5
10°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,2	2,4	1,6
	Arriba	0	-1,5	-2,0	-2,1
	Arriba	1	-2,1	-2,6	-2,7
15°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,4	2,7	1,8
	Arriba	0	-1,8	-2,4	-2,5
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
20°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,7	2,9	2,1
	Arriba	0	-2,2	-2,8	-2,9
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
25°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,0	3,1	2,3
	Arriba	0	-2,6	-3,2	-3,2
	Arriba	1	-1,5	-2,5	-2,8
30°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

De "Documento Básico SE-AE Seguridad Estructural Acciones en la edificación", 2009, p. 35.

Considerando la estructura de módulos fotovoltaicos como una marquesina, y según el caso más conservador de la tabla anterior, obtenemos el coeficiente eólico con la componente hacia arriba que siempre va a ser la más elevada para la inclinación de 24,70 °.

$$C_p = -3,20 \text{ hacia arriba}$$

$$C_p = 3,10 \text{ hacia abajo}$$

#### 01.4.2.1.4.OBTENCIÓN DEL COEFICIENTE DE PRESIÓN ESTÁTICA

Por tanto, con los datos obtenidos en los apartados anteriores, ya se puede obtener la acción global del viento o presión estática hacia arriba:

$$q_e = q_b \times c_e \times c_p$$

$$q_e = 0,4225 \times 1,63 \times -3,20$$

$$q_e = -2,21 \text{ kN/m}^2 = -225,22 \text{ kg/m}^2$$

Por tanto, con los datos obtenidos en los apartados anteriores, ya se puede obtener la acción global del viento o presión estática hacia abajo en este sentido el factor de obstrucción es de 0 ya que los módulos no ofrecen resistencia en este sentido.

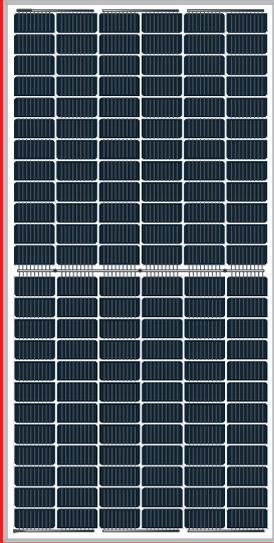
En cuanto a cargas permanentes, se considera el peso propio de los paneles fotovoltaicos y el peso propio de la estructura portante de éstos, lo que en conjunto corresponde a 75 kg/módulo que en el caso más desfavorable supone una sobrecarga permanente de 34 kg/m<sup>2</sup>, muy inferior al umbral determinado con anterioridad para la clasificación determinada como "F Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente" que es de 101,94 kg/m<sup>2</sup>.

Para el efecto de succión se tiene en cuenta que la estructura a parte de su propio peso está unida a los módulos adyacentes mediante grapas de sujeción, y además atornillada y sellada a la cubierta con polímero SINTEX MS-35 PLUS, que tiene una resistencia a la tracción de 1.800 kN/ m<sup>2</sup> en el caso más desfavorable que soporta perfectamente la calculada anteriormente como hacia arriba con valor de 225,22 kg/m<sup>2</sup>.

## **ANEXO 02. Fichas técnicas**

---

A continuación, se muestran las hojas de características técnicas de los elementos principales de la instalación.



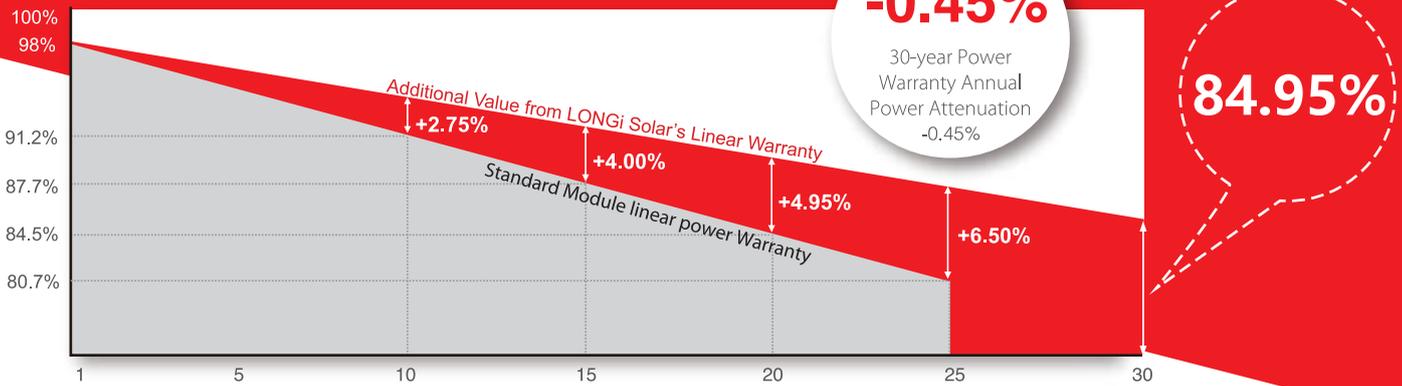
# LR4-72HBD 425~455M



**High Efficiency  
Low LID Bifacial PERC with  
Half-cut Technology**

\*Both 6BB & 9BB are available

12-year Warranty for Materials and Processing;  
30-year Warranty for Extra Linear Power Output



### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730  
 ISO 9001:2008: ISO Quality Management System  
 ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System  
 TS62941: Guideline for module design qualification and type approval  
 OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



\* Specifications subject to technical changes and tests. LONGi Solar reserves the right of interpretation.

### Front side performance equivalent to conventional low LID mono PERC:

- High module conversion efficiency (up to 20.9%)
- Better energy yield with excellent low irradiance performance and temperature coefficient
- First year power degradation <2%

**Bifacial technology** enables additional energy harvesting from rear side (up to 25%)

**Glass/glass lamination** ensures 30 year product lifetime, with annual power degradation < 0.45%, 1500V compatible to reduce BOS cost

**Solid PID resistance** ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

**Reduced resistive loss** with lower operating current

**Higher energy yield** with lower operating temperature

**Reduced hot spot risk** with optimized electrical design and lower operating current

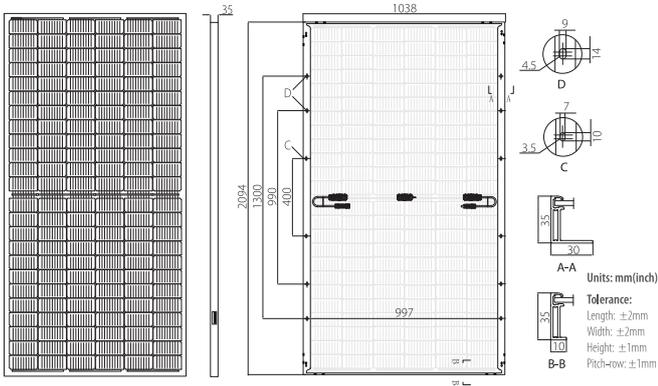


Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China  
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

# LR4-72HBD 425~455M

## Design (mm)



## Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6×24)  
 Junction Box: IP68, three diodes  
 Output Cable: 4mm<sup>2</sup>, 300mm in length,  
 length can be customized  
 Glass: Dual glass  
 2.0mm coated tempered glass  
 Frame: Anodized aluminum alloy frame  
 Weight: 27.5kg  
 Dimension: 2094×1038×35mm  
 Packaging: 30pcs per pallet  
 150pcs per 20'GP  
 660pcs per 40'HC

## Operating Parameters

Operational Temperature: -40 C ~ +85 C  
 Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W  
 Voc and Isc Tolerance: ±3%  
 Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)  
 Maximum Series Fuse Rating: 25A  
 Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C  
 Safety Class: Class II  
 Fire Rating: UL type 3  
 Bifaciality: Glazing 70±5%

## Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR4-72HBD-425M		LR4-72HBD-430M		LR4-72HBD-435M		LR4-72HBD-440M		LR4-72HBD-445M		LR4-72HBD-450M		LR4-72HBD-455M	
	STC	NOCT												
Maximum Power (Pmax/W)	425	317.4	430	321.1	435	324.9	440	328.6	445	332.3	450	336.1	455	339.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.7	45.6	48.9	45.8	49.1	45.9	49.2	46.0	49.4	46.2	49.6	46.4	49.8	46.6
Short Circuit Current (Isc/A)	11.22	9.06	11.30	9.13	11.36	9.18	11.45	9.25	11.52	9.30	11.58	9.36	11.65	9.41
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.4	37.7	40.6	37.9	40.8	38.0	41.0	38.2	41.2	38.4	41.4	38.6	41.6	38.8
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.52	8.42	10.60	8.49	10.66	8.54	10.73	8.60	10.80	8.65	10.87	8.70	10.93	8.76
Module Efficiency(%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25 C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20 C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 445W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
467	49.4	12.09	41.2	11.34	5%
490	49.4	12.67	41.2	11.88	10%
512	49.5	13.24	41.3	12.42	15%
534	49.5	13.82	41.3	12.96	20%
556	49.5	14.40	41.3	13.50	25%

## Temperature Ratings (STC)

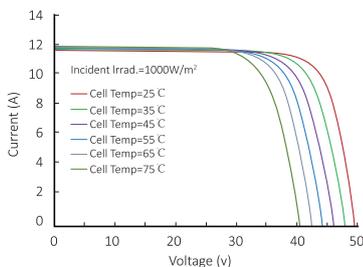
Temperature Coefficient of Isc: +0.050%/C  
 Temperature Coefficient of Voc: -0.284%/C  
 Temperature Coefficient of Pmax: -0.350%/C

## Mechanical Loading

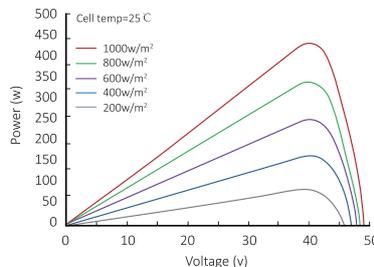
Front Side Maximum Static Loading: 5400Pa  
 Rear Side Maximum Static Loading: 2400Pa  
 Hailstone Test: 25mm Hailstone at the speed of 23m/s

## I-V Curve

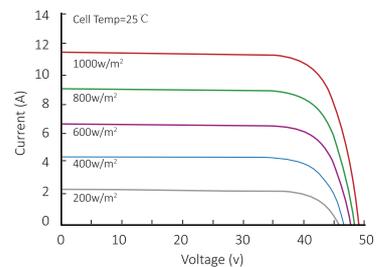
Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



Power-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



# LONGI

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China  
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

## Multi-MPPT String Inverter for 1000 Vdc System



### HIGH YIELD

- 9 MPPTs with max. efficiency 98.7%
- Compatible with bifacial module
- Built-in PID recovery function optional



### EASY O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Online IV curve scan and diagnosis
- Fuse free design with smart string current monitoring



### LOW COST

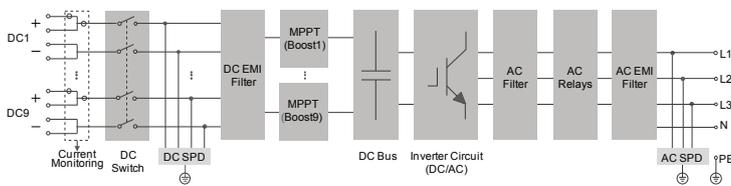
- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Q at night function



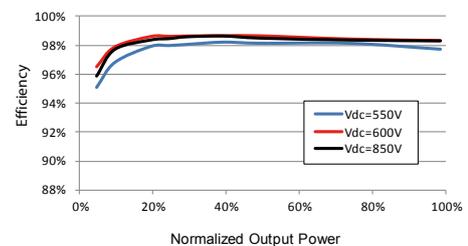
### PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 protection
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

## CIRCUIT DIAGRAM



## EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG110CX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1100 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	200 V / 250 V
Nominal PV input voltage	585 V
MPP voltage range	200 – 1000 V
MPP voltage range for nominal power	550V – 850 V
No. of independent MPP inputs	9
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 9
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	40 A * 9
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	110 kVA @ 45 °C / 100 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	158.8 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE, 400 V
AC voltage range	320 – 460 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	98.7 %
Euro. efficiency	98.5 %
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID recovery function	Optional
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1051*660*362.5 mm
Weight	85 kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: Wi-Fi, Ethernet
DC connection type	MC4 (Max. 6 mm <sup>2</sup> )
AC connection type	OT terminal (Max. 240 mm <sup>2</sup> )
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50438, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-21, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2014, UTE C15-712-1:2013, DEWA
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control



## **DOCUMENTO 02: PLANOS**

---

**Plano 00. Situación**

**Plano 01. Distribución**

**Plano 02. Series**

**Plano 03. Esquema unifilar**

**Plano 04. Detalle anclaje**



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE AGRICULTURA, PESCA Y ALIMENTACIÓN

# SIGPAC

## ORTOFOTO Y PARCELARIO SUPERPUESTO

DATUM

WGS84

HUSO

31

ESCALA

1 : 5500

FECHA DE IMPRESION

04/02/2019

598.200 598.300 598.400 598.500 598.600 598.700 598.800 598.900 599.000 599.100

4.421.000

4.420.750

4.420.500

4.420.250



4.421.000

4.420.750

4.420.500

4.420.250

598.200 598.300 598.400 598.500 598.600 598.700 598.800 598.900 599.000 599.100



836 módulos de 445 Wp  
372,02 kWp

	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA COOPERATIVA COINGA	PLANO Nº
	PROPIETARIO	COOPERATIVA INSULAR GANADERA DE MENORCA COINGA	02
	SITUACIÓN	Carretera Nova, Parcela 78-79, Apartado 41, 07730 Alaior, Illes Balears	FIRMA 
	INGENIERO	JORGE RIVAS PIÑEIRO (COITIVIGO: Nº 3.989)	
	ESCALA	A-3 1:400	PLANO
	FECHA	MAYO 2020	DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS

Inversor 3- SG110CX

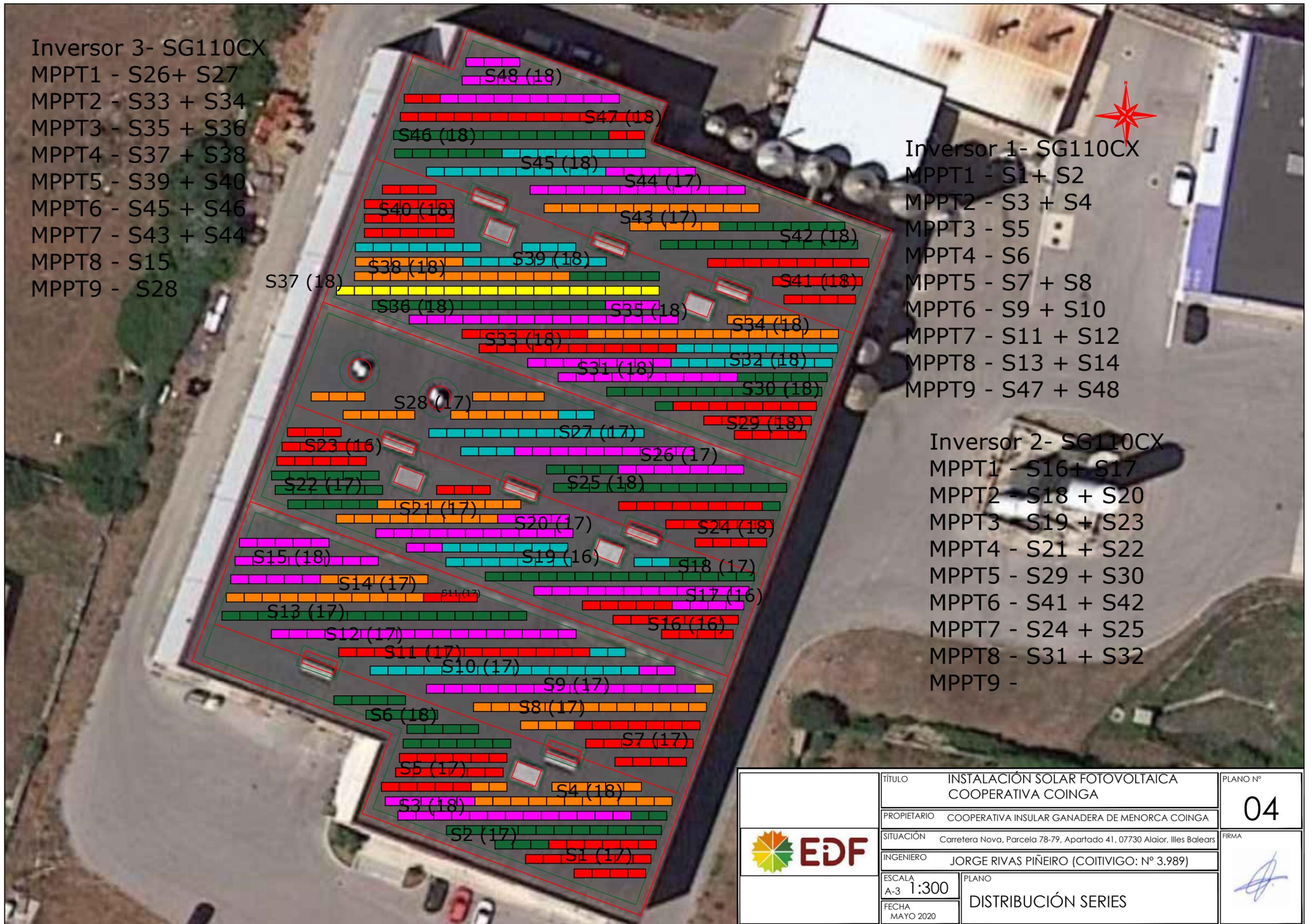
- MPPT1 - S26+ S27
- MPPT2 - S33 + S34
- MPPT3 - S35 + S36
- MPPT4 - S37 + S38
- MPPT5 - S39 + S40
- MPPT6 - S45 + S46
- MPPT7 - S43 + S44
- MPPT8 - S15
- MPPT9 - S28

Inversor 1- SG110CX

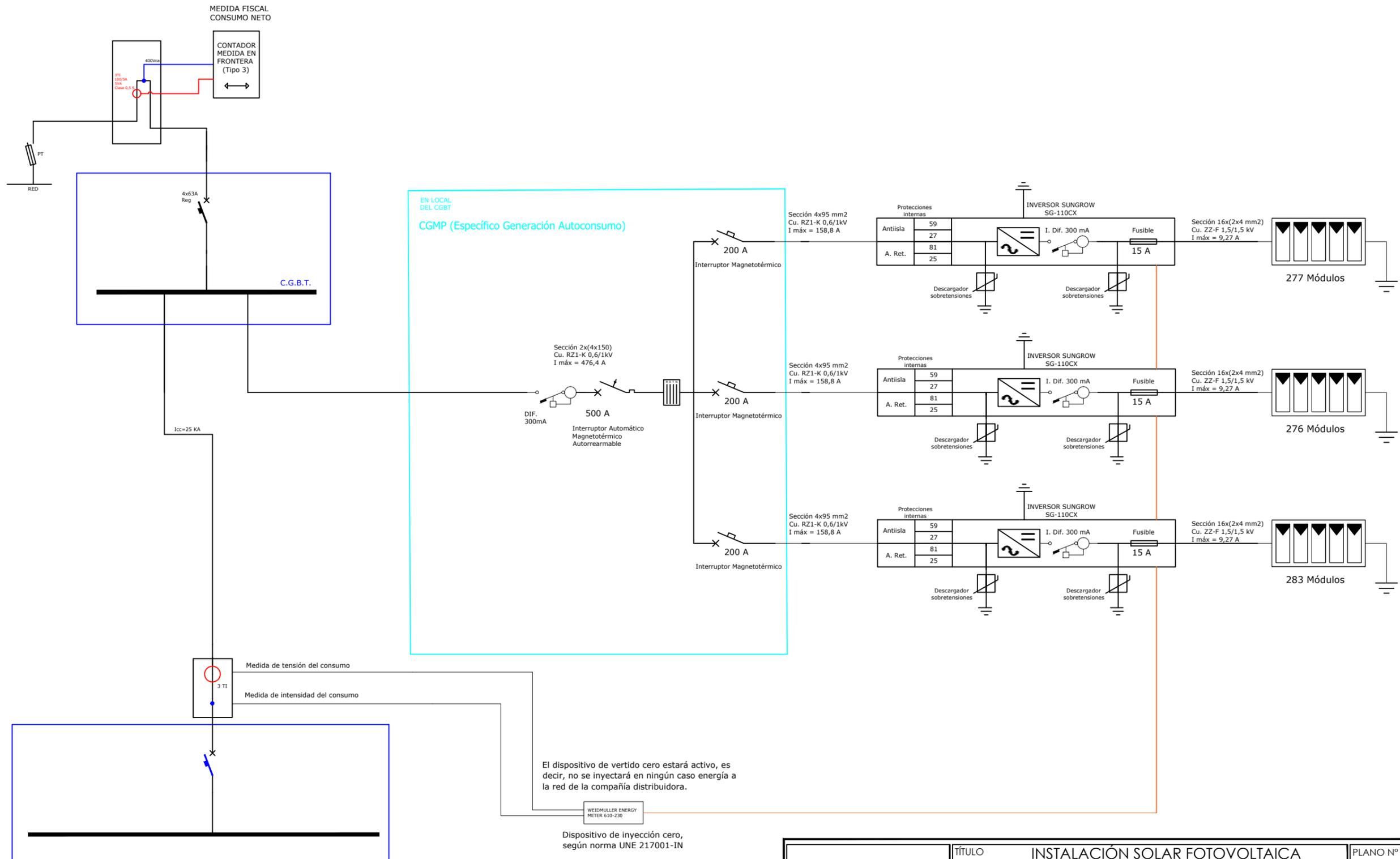
- MPPT1 - S1+ S2
- MPPT2 - S3 + S4
- MPPT3 - S5
- MPPT4 - S6
- MPPT5 - S7 + S8
- MPPT6 - S9 + S10
- MPPT7 - S11 + S12
- MPPT8 - S13 + S14
- MPPT9 - S47 + S48

Inversor 2- SG110CX

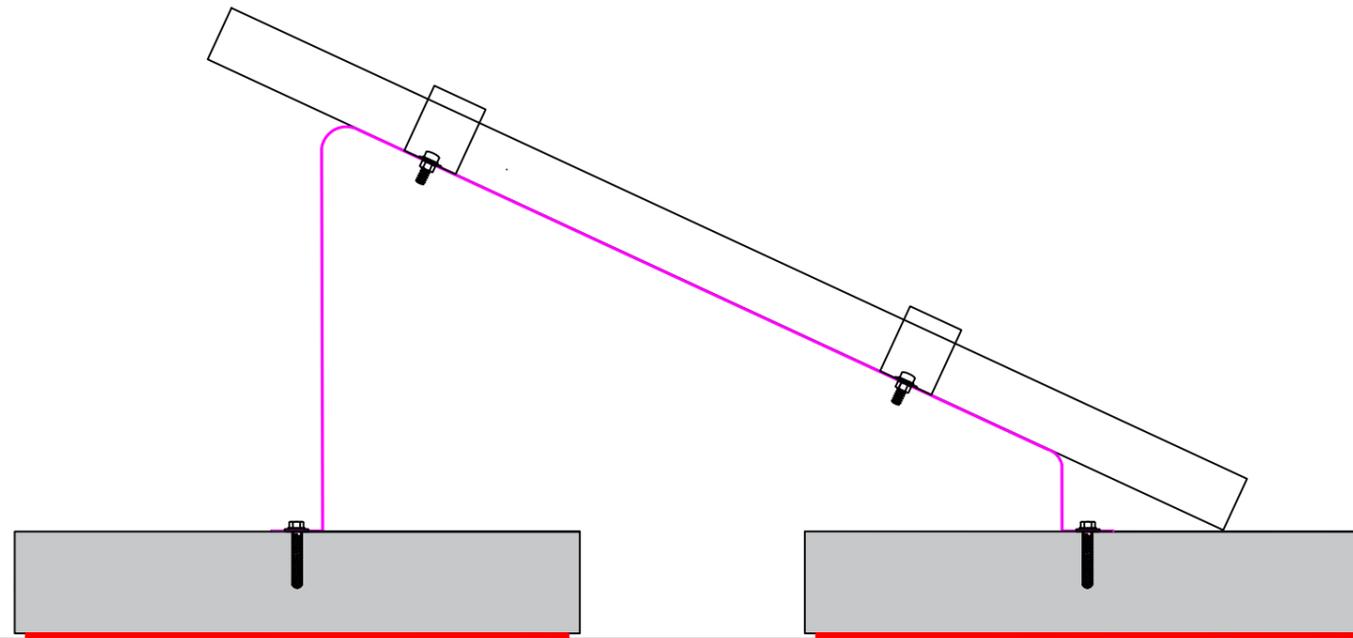
- MPPT1 - S16+ S17
- MPPT2 - S18 + S20
- MPPT3 - S19 + S23
- MPPT4 - S21 + S22
- MPPT5 - S29 + S30
- MPPT6 - S41 + S42
- MPPT7 - S24 + S25
- MPPT8 - S31 + S32
- MPPT9 -



	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA COOPERATIVA COINGA	PLANO Nº
	PROPIETARIO	COOPERATIVA INSULAR GANADERA DE MENORCA COINGA	04
	SITUACIÓN	Carretera Nova, Parcela 78-79, Apartado 41, 07730 Alaior, Illes Balears	FIRMA
	INGENIERO	JORGE RIVAS PIÑEIRO (COITIVIGO: Nº 3.989)	
ESCALA A-3 1:300	PLANO	DISTRIBUCIÓN SERIES	
FECHA MAYO 2020			



	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA COOPERATIVA COINGA	PLANO Nº	05
	PROPIETARIO	COOPERATIVA INSULAR GANADERA DE MENORCA COINGA	FIRMA	
	SITUACIÓN	Carretera Nova, Parcela 78-79, Apartado 41, 07730 Alaior, Illes Balears		
	INGENIERO	JORGE RIVAS PIÑEIRO (COITIVIGO: Nº 3.989)		
	ESCALA	A-3	PLANO	ESQUEMA UNIFILAR
FECHA	Septiembre 2020			



LEYENDA	
Bloque de hormigón	
Triángulo	
Módulo fotovoltaico	
Goma	

	TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA COOPERATIVA COINGA	PLANO Nº	01
	PROPIETARIO	COOPERATIVA INSULAR GANADERA DE MENORCA COINGA	FIRMA 	
	SITUACIÓN	Carretera Nova, Parcela 78-79, Apartado 41, 07730 Alcior, Illes Balears		
	INGENIERO	JORGE RIVAS PIÑEIRO (COITIVIGO: Nº 3.989)		
ESCALA	A-3	PLANO	Detalle Anclaje	
FECHA	MAYO 2020			

## **DOCUMENTO 03: PLIEGO DE CONDICIONES**

---

### **3.1. EMPRESA INSTALADORA**

La ejecución del presente proyecto será realizada por la empresa instaladora ENERGIA INNOVACION Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A.

### **3.2. CALIDAD DE LOS MATERIALES**

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 y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán 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 y especificaciones del presente proyecto.

#### **3.2.1. CONDUCTORES ELÉCTRICOS**

Los conductores utilizados se regirán por las especificaciones del proyecto, según se indica en Memoria, Planos y Valoración.

Los conductores serán de los siguientes tipos:

- De 450/750 V de tensión nominal de aislamiento.
- Conductor: de cobre.
- Formación: unipolares.
- Aislamiento: policloruro de vinilo (PVC).
- Tensión de prueba: 2.500 V.
- Instalación: bajo tubo.
- Normativa de aplicación: UNE 21.031.
- De 0,6/1 Kv de tensión nominal de aislamiento.
- Conductor: de cobre.
- Formación: uni-bi-tri-tetrapolares.
- Aislamiento: policloruro de vinilo (PVC) o polietileno reticulado (XLPE).
- Tensión de prueba: 4000 V.

- Instalación: bajo tubo, al aire o en bandeja.
- Normativa de aplicación: UNE 21.123.

Los conductores de cobre electrolítico se fabricarán de calidad y resistencia mecánica uniforme, y su coeficiente de resistividad a 20 °C esta entre el 98% y el 100%. Irán provistos de baño de recubrimiento de estaño, que deberá resistir la siguiente prueba: a una muestra limpia y seca de hilo estañado se le da la forma de círculo de diámetro equivalente a 20 o 30 veces el diámetro del hilo, a continuación de lo cual se sumerge durante un minuto en una solución de ácido hidrociorídrico de 1,088 de peso específico a una temperatura de 20 °C. Esta operación se efectuará dos veces, después de lo cual no deberán apreciarse puntos negros en el hilo. La capacidad mínima del aislamiento de los conductores será de 500 V.

Los conductores de sección igual o superior a 6 mm<sup>2</sup> deberán estar constituidos por hilo de cobre trenzado de diámetro correspondiente a la sección del conductor de que se trate.

Para la selección de la sección de los conductores activos del cable, adecuado a cada carga se usará el más desfavorable entre los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible. Como intensidad se tomará la propia de cada generador fotovoltaico, partiendo de las intensidades así establecidas, se elegirá la sección del cable que admita esa intensidad de acuerdo a las prescripciones del Reglamento Electrotécnico para baja tensión ITC-BT-19 o las recomendaciones del fabricante, adoptando los oportunos coeficientes correctores según las condiciones de la instalación. En cuanto a coeficientes de mayoración de la carga, se deberán tener presentes las Instrucciones ITC – BT-44 para receptores de alumbrado e ITC –BT-47 para receptores de motor.
- Caída de tensión en servicio. La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión para la parte de continua no podrá haber una caída de tensión superior al 1.5%. Y para la parte de alterna no podrá ser superior al 1.5%.

La sección del conductor neutro será la especificada en la Instrucción ITC – BT – 07, apartado 1, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación.

### **3.2.2. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN**

Los conductores de protección serán del mismo tipo que los conductores activos especificados en el apartado anterior, y tendrán una sección mínima a la fijada en la tabla 2 de la ITC – BT – 18, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación. Se podrán instalar por las mismas canalizaciones que estos o bien en forma independiente.

### **3.2.3. IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES**

Para la instalación de los conductores en la parte de corriente continua se marcarán de forma permanente el positivo de color Rojo y el negativo de color Azul, los colores de los recubrimientos serán Azul para el neutro, Marrón, Gris o negro para las fases y Amarillo-verde para los de protección.

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...

### **3.2.4. CANALIZACIONES**

Parte de la instalación eléctrica, correspondiente al tramo entre los módulos fotovoltaicos y la sala de inversores, tendremos condiciones especiales reflejadas en la ITC-BT-30 punto "2. Instalaciones en locales mojados", por tratarse de una zona geográfica con precipitaciones abundantes sobretodo en meses de invierno y estar a la intemperie.

Esta norma nos establece las siguientes condiciones que se cumplen en la ejecución de las instalaciones.

1. Los cables aislados y armados con alambres galvanizados sin tubos protectores tienen una tensión asignada de 0,6/1 kV y discurrirán por:
  - El interior de huecos de la construcción
  - Fijados en superficie mediante dispositivos hidrófugos y aislantes

En los tramos restantes de la instalación las ITC-BT-30 debido la actividad de la empresa, se encuentran tramos de canalización con una protección especial IP5X destinada a emplazamientos polvorientos. Las características técnicas de la canaleta empleada se adjuntan en los anexos del presente proyecto.

### 3.2.4.1. TUBOS

Los tubos protectores pueden ser:

- Tubo y accesorios metálicos.
- Tubo y accesorios no metálicos.
- Tubo y accesorios compuestos (constituidos por materiales metálicos y no metálicos).

Los tubos se clasifican según lo dispuesto en las normas siguientes:

- UNE –EN 50086 – 2 – 1: sistemas de tubos rígidos.
- UNE –EN 50086 – 2 –2: sistemas de tubos curvables.
- UNE –EN 50086 – 2 –3: sistemas de tubos flexibles
- UNE –EN 50086 – 2 –4: sistemas de tubos enterrados.

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN-60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN- 50.086-2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior. El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE).

En canalizaciones superficiales, los tubos deberán ser perfectamente rígidos y en casos especiales podrán usarse tubos moldeables. Sus características mínimas serán las indicadas en ITC – BT- 21.

En las canalizaciones empotradas, los tubos protectores podrán ser moldeables o flexibles, con características mínimas indicadas en ITC-BT-21.

En las canalizaciones al aire, destinadas a la alimentación de máquinas o elementos de movilidad restringida, los tubos serán flexibles y sus características mínimas para instalaciones ordinarias serán las señaladas en ITC-BT-21.

Los tubos en canalizaciones enterradas presentarán las características señaladas en ITC –BT – 21.

El diámetro exterior mínimo de los tubos, en función del número y la sección de los conductores conducir, se obtendrá de las tablas indicadas en la ITC-BT-21, así como las características mínimas según el tipo de instalación.

En general, para la ejecución de las canalizaciones bajo tubos protectores, se tendrá en cuenta lo dictado en ITC –BT – 21.

El canal protector es un material de instalación constituido por un perfil de paredes perforadas o no, destinado a alojar conductores o cables y cerrado por una tapa desmontable. Tendrán un grado de protección y estarán clasificados como

“canales con tapa de acceso que solo pueden abrirse con herramientas”. En su interior se podrán colocar mecanismos tales como interruptores, tomas de corriente, dispositivos de mando y control, etc., siempre que se fijen de acuerdo con las instrucciones del fabricante. También se podrán realizar empalmes de conductores en su interior y conexiones a los mecanismos.

Las canalizaciones para instalaciones superficiales tendrán unas características mínimas señaladas en apartado 3 de ITC –BT – 21.

En bandeja o soporte de bandejas, sólo se utilizarán conductores aislados con cubierta, unipolares o multipolares según norma UNE 20.460-5-52.

El material usado para la fabricación será acero laminado de primera calidad, galvanizado por inmersión. La anchura de las canaletas será de 100mm como mínima, con incrementos de 100 en 100 mm. La longitud de los tramos rectos será de dos metros. El fabricante indicará en su catálogo la carga máxima admisible, en N/m, en función de la anchura y de la distancia entre soportes. Tendrán la misma calidad que la bandeja.

La bandeja y sus accesorios se sujetarán a techos y parámetros mediante herrajes de suspensión, a distancias tales que no se produzcan flechas superiores a 10 mm. Y estarán perfectamente alineadas con los cerramientos de los locales.

No se permitirá la unión entre bandejas o la fijación de las mismas a los soportes por medio de soldadura, debiéndose utilizar piezas de unión y tornillería cadmiada. Para las uniones o derivaciones de líneas se utilizarán rejas metálicas que se fijarán a las bandejas.

#### **3.2.4.2. REDES SUBTERRÁNEAS PARA DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN**

##### **INSTALACION DE CABLES AISLADOS**

En la etapa de proyecto se deberá consultar con los titulares para conocer la posición de sus instalaciones en la zona afectada.

Una vez conocida, antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto.

Antes de proceder al comienzo de los trabajos, se marcarán en el pavimento las zonas donde se abrirán las zanjas marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejarán puentes para la contención del terreno. Como ya se ha comentado, al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar de forma que el radio de curvatura de tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable.

Las zanjas se ejecutarán verticales hasta la profundidad escogida, colocándose entibaciones en los casos en que la naturaleza del terreno lo haga preciso. Se dejará un paso de 500mm entre las tierras extraídas y la zanja, todo a lo largo de la misma, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja. Se deben tener todas las precauciones precisas para no tapar con tierra registros de gas, teléfonos, bocas de riego, alcantarillas, etc.

Los cables aislados en la instalación objeto de este proyecto, podrán ser de la siguiente forma:

- Directamente enterrado

La profundidad hasta la parte inferior del cable, no será menor de 0,60 m en acera, ni de 0,80 m en calzada. Cuando existan impedimentos que no permitan lograr las mencionadas profundidades, estas podrán reducirse, disponiendo protecciones mecánicas suficientes. Por el contrario, deberán aumentarse cuando las condiciones lo exijan. Las tierras excavadas en las zanjas con su esponje natural serán retiradas por el contratista y depositadas en vertedero. El lugar de trabajo quedará libre y completamente limpio.

Durante la ejecución de las obras, estarán debidamente señalizadas con los condicionamientos de los Organismos afectados y Ordenanzas Municipales.

- En canalizaciones entubadas

Serán conformes con las especificaciones del apartado 124 de la ITC – BT – 21. No se instalará más de un circuito por tubo. Se evitarán, en lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde se produzcan y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arqueta con tapa de registro. Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro, como máximo cada 40 m.

Esta distancia podrá variarse de forma razonable, en función de derivaciones, cruces u otros condicionantes. A la entrada de las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores y de agua.

- Proximidades y paralelismo

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

Cables de telecomunicación: la distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 200 mm. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado anterior.

### **3.2.5. CAJAS DE EMPALME Y DERIVACIÓN**

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. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será igual, por lo menos, a una vez y medio el diámetro del tubo mayor, con un mínimo de 40 mm; el lado o diámetro de la caja será de al menos 80 mm.

Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados. 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 conductores y cajas se sujetarán por medio de pernos de fiador en ladrilla hueco, por medio de pernos de expansión en hormigón y ladrillo macizo y clavos Split sobre metal. Los pernos de fiador 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.

### **3.2.6. APARATOS DE MANDO Y MANIOBRA**

Las únicas maniobras posibles en las centrales solares fotovoltaicas son las de puesta en marcha y parada del inversor que forma parte del generador fotovoltaico.

Para gobierno y maniobra del inversor, se dispondrá además de los correspondientes elementos de protección, elementos de seccionamiento en la parte de corriente continua y un interruptor de corte en la parte de corriente alterna que garanticen la ausencia de tensión en bornes.

### **3.2.7. APARATOS DE PROTECCIÓN**

#### **3.2.7.1. CUADROS ELECTRICOS**

Todos los cuadros eléctricos serán nuevos y se entregarán en obra sin ningún defecto. Estarán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para baja tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos. La protección contra corrientes de defecto hacia tierra se hará por circuito o grupo de circuitos según se indica en el proyecto, mediante el empleo de interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada, según ITC –BT- 24.

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

Los cuadros serán diseñados para servicio interior, completamente estancos al polvo y la humedad, ensamblados y cableados totalmente en fábrica, y estarán constituidos por una estructura metálica de perfiles laminados en frío, adecuada para el montaje sobre el suelo, y paneles de cerramiento de chapa de acero de fuerte espesor, o de cualquier otro material que sea mecánicamente resistente y no inflamable.

Alternativamente, la cabina de los cuadros podrá estar constituida por módulos de material plástico, con la parte frontal transparente.

Las puertas estarán provistas con una junta de estanquidad de neopreno o material similar para evitar la entrada de polvo.

Todos los cables se instalarán dentro de canaletas provistas de tapa desmontable. Los cables de fuerza irán en canaletas distintas en todo su recorrido de las canaletas para los cables de mando y control.

Los aparatos se montarán dejando entre ellos y las partes adyacentes de otros elementos una distancia mínima igual a la recomendada por el fabricante de los aparatos, en cualquier caso, nunca inferior a la cuarta parte de la dimensión del aparato en la dirección considerada. Todos los componentes interiores, aparatos y cables, serán accesibles desde el exterior por el frente.

El cableado interior de los cuadros se llevará hasta una regleta de bornes situadas junto a las entradas de los cables desde el exterior. Las partes metálicas de la envoltura de los cuadros se protegerán contra la corrosión por medio de una imprimación a base de dos manos de pintura anticorrosiva y una pintura de acabado de color que se especifique en las mediciones o, en su defecto, por la Dirección Técnica durante el transcurso de la instalación.

La construcción y diseño de los cuadros deberán proporcionar seguridad al personal y garantizar un perfecto funcionamiento bajo todas las condiciones de servicio, y en particular:

- Los compartimentos que hayan de ser accesibles para accionamiento o mantenimiento estando el cuadro en servicio no tendrán piezas en tensión al descubierto.
- El cuadro y todos sus componentes serán capaces de soportar las corrientes de cortocircuito (kA) según especificaciones reseñadas en planos y mediciones.

### **3.2.7.2. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS**

En el punto de interconexión, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omnipolar. En la salida de generación de corriente alterna del inversor instalado se colocará un dispositivo de protección contra sobreintensidades adecuado a las intensidades nominales que marca el fabricante del inversor.

La protección contra sobreintensidades 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 estos, 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 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 eléctrico, según se indique en el esquema o sea necesario por necesidades de automatismo. Llevarán marcadas la intensidad y la tensión nominales de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexión.

El interruptor de corte omnipolar de entrada al cuadro, será selectivo con los interruptores situados aguas abajo, tras él. Los dispositivos de protección de los interruptores serán relés de acción directa.

### **3.2.7.3. FUSIBLES**

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

Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán 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.

### **3.2.7.4. INTERRUPTORES DIFERENCIALES**

1°. 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 que posean, como mínimo, el grado de protección IP XXB, según UNE20.324.

Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para impedir que las personas o animales domésticos toquen parte de que las partes activas no deben ser tocadas voluntariamente.

Las superficies superiores de las barreras o envolventes horizontales que son fácilmente accesibles, deben responder como mínimo al grado de protección IP4X o IPXXD. Las barreras o envolventes deben fijarse de manera segura y ser de una robustez y durabilidad suficientes para mantener los grados de protección exigidos, con una separación suficiente de las partes activas en las condiciones normales de servicio, teniendo en cuenta las influencias externas. Cuando sea necesario suprimir las barreras, abrir las envolventes o quitar partes de estas, esto no debe ser posible más que:

- Con la ayuda de una llave o de una herramienta
- Después de quitar la tensión de las partes activas protegidas por estas barreras o estas envolventes, no pudiendo ser restablecida hasta después de volver a colocar las barreras o las envolventes
- Si hay interpuesta una segunda barrera que posee, como mínimo, el grado de protección IP2X o IPXXB.

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 300 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.

2°. 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.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mínimo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una

misma toma de tierra. El punto neutro de cada generador o transformador debe ponerse a tierra. Se cumplirá la siguiente ecuación:

$$R_a * I_a = U$$

- $R_a$  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 o 24 V).

#### **3.2.7.5. SECCIONADORES**

Los seccionadores en carga serán de conexión y desconexión brusca, ambas independientes de la acción del operador. Tendrán que proporcionar servicio continuo y capacidad de abrir y cerrar a tensión nominal con un factor de potencia igual o inferior a 0,7.

#### **3.2.7.6. MECANISMOS Y TOMAS DE CORRIENTE**

Los interruptores y conmutadores cortarán la corriente máxima del circuito en que estén colocados sin dar lugar a la formación del arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos sin posibilidad de tomar una posición intermedia. Será del tipo cerrado y de material aislante. Las dimensiones de las piezas de contacto serán tales que la temperatura no pueda exceder de 65 °C en ninguna de sus piezas. Su construcción será tal que permita realizar un número total de 10.000 maniobras de apertura y cierre, con su carga nominal a la tensión de trabajo. Llevarán marcadas su intensidad y tensiones nominales, y estarán probadas a una tensión de 500 a 1000 voltios.

#### **3.2.8. ELEMENTOS FOTOVOLTAICOS**

La totalidad de los elementos que conforman la Central Solar Fotovoltaica, así como todos los utilizados en su instalación, montaje y mantenimiento, cumplirán con lo especificado en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red, en su revisión vigente de octubre de 2002.

### **3.3. NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES**

Los materiales y equipos de origen industrial deberán cumplir las condiciones funcionales y de calidad fijadas en el Reglamento Electrotécnico para B.T. así como las correspondientes Normas y disposiciones vigentes relativas a su fabricación y control industrial o en su defecto, las Normas UNE, especificadas para cada uno de ellos.

Cuando el material o equipo llegue a obra con certificado de origen industrial que acredite el cumplimiento de dichas condiciones, normas y disposiciones, su recepción se realizará comprobando sus características aparentes.

### **3.4. VERIFICACIONES Y PRUEBAS REGLAMENTARIAS**

Se efectuarán las pruebas específicas necesarias, así como los diferentes controles que a continuación se relacionan:

Funcionamiento del interruptor diferencial:

- Puesta la instalación interior en tensión, accionar el botón de prueba estando el aparato en posición de cerrado.
- Puesta la instalación interior en tensión, conectar en una base para toma de corriente el conductor de fase con el de protección a través de una lámpara aconsejable de 25 W incandescente, deberá actuar el diferencial.

Funcionamiento del pequeño interruptor automático:

- Abierto el pequeño interruptor automático, conectar, mediante un puente, los alveolos de fase y neutro en la base de toma de corriente más alejada del Cuadro General de Distribución.
- A continuación, se cierra el pequeño interruptor automático, realizando esta operación en los distintos circuitos y líneas derivadas, deberá actuar en cada uno de ellos el correspondiente PIA.

Corriente de fuga:

- Cerrando el interruptor diferencial y con tensión en los circuitos, se conectarán los receptores uno por uno, durante un tiempo no inferior a 5 minutos, durante los que no deberá actuar el interruptor diferencial.

Pruebas de puesta en marcha:

- Se realizarán las pruebas y verificaciones que marca el PCT IDAE 2002 en diferentes momentos del día poniendo especial atención al cumplimiento de las protecciones de funcionamiento en Isla y el tiempo de rearme de las protecciones incluidas en los inversores.

### **3.5. CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD**

#### **3.5.1. MANTENIMIENTO**

De acuerdo a lo exigido en el PCT IDAE 2002, se realizarán como mínimo 2 revisiones anuales completas de todos los elementos que componen la Central Solar Fotovoltaica. El mantenimiento será realizado por una empresa instaladora que haya estado acreditada por IDAE para realizar y mantener Instalaciones Fotovoltaicas.

Independientemente de las anteriores labores de mantenimiento se realizarán los siguientes trabajos:

- **CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCION**

Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos contactos indirectos y directos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protege.

- **INSTALACION INTERIOR**

Cada cinco años se comprobará el aislamiento de la instalación interior, que entre cada conductor de tierra y entre cada dos conductores, no deberá ser inferior de 250.000 Ohmios.

- **PUESTA A TIERRA**

Cada dos años y en la época en que el terreno este más seco, se medirá la resistencia a tierra y se comprobará que no sobrepase el valor prefijado, así mismo se comprobará, mediante inspección visual, el estado frente a la corrosión de la conexión de la barra de puesta a tierra, con la arqueta y la continuidad de la línea que las une.

En cada uno de los tres puntos se reparan los defectos encontrados, haciéndose las comprobaciones específicas por instalador autorizado por la Consejería de Industria.

### **3.5.2. CONDICIONES DE SEGURIDAD**

Durante la fase de realización de la instalación, así como durante el mantenimiento de la misma, los trabajos se efectuarán sin tensión en las lineales, verificándose esta circunstancia mediante un comprobador. En el lugar de trabajo se encontrarán siempre un mínimo de dos operarios, utilizándose herramientas aisladas y guantes aislantes. Cuando sea preciso el uso de aparatos o herramientas eléctricas, éstas deberán de estar dotadas de aislamiento clase II (como mínimo).

Se cumplirán todas las disposiciones generales que le sean de aplicación de la legislación vigente, como la ley de prevención de riesgos laborales. Será obligatorio por parte todo operario el uso de los EPI's correspondientes a cada riesgo.

### **3.6. CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN**

A la finalización de la instalación, el responsable del proyecto y por consiguiente de la dirección de obra, emitirá un certificado donde se acredite que toda la instalación se ha realizado de acuerdo con el presente proyecto.

Igualmente, si se hubiera realizado, por razones que responsable hubiere considerado oportunas sobre el proyecto original, este lo hará constar mediante certificado. Todo ello de acuerdo con los modelos en vigor que dictamine la Dirección General de Industria, Energía y Minas.

#### **3.6.1. LIBRO DE ÓRDENES**

Durante la ejecución de la presente instalación, el técnico director de la instalación, llevará un libro de órdenes debidamente registrado, donde anotará las órdenes y observaciones realizadas al instalador durante las preceptivas visitas de supervisión y dirección de obra efectuadas a la instalación durante su ejecución.

#### **3.6.2. LIBRO DE MANTENIMIENTO**

Siempre que se intervenga en la instalación, cualquiera que sea la causa, deberán tenerse en cuenta todas las especificaciones reseñadas en el presente proyecto.

Cuando se ejecute cualquier tipo de labor en la instalación (mantenimiento preventivo, predictivo o correctivo) se tendrá que comprobar el estado general de la instalación, Todas estas labores deberán quedar reflejadas en el libro de mantenimiento de la instalación.

En Pontevedra, a 15 de diciembre de 2020



Jorge Rivas Piñeiro  
Ingeniero Técnico Industrial. COITIVIGO 3989  
EDF, S.A.

## DOCUMENTO 04: MEDICIONES Y PRESUPUESTO

---

A continuación, se muestra el presupuesto de ejecución material de la obra objeto del presente proyecto.



ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO

# AUTOCONSUMO EFICIENCIA ENERGÉTICA INGENIERÍA

- ✓ Energía Solar Fotovoltaica
- ✓ Energía Eólica



ENERGIA INNOVACION Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A Tomo 3839, Libro 3839, Folio 46, Sección 8, Hoja P054097, Inscripción 16- Registro Mercantil de Pontevedra



## **PRESUPUESTO**

**INSTALACION FV 330 kW (372,02 kWp)**

**COOPERATIVA INSULAR GANADERA DE MENORCA COINGA**



<b>Obra:</b> INSTALACION FV 330 kW (372,02 kWp)	<b>Pág.:</b> 1
<b>Situación:</b> Baleares	<b>Fecha:</b> 28/01/20
<b>Ingeniero:</b> Jorge Rivas Piñeiro	<b>Código:</b> 19-0378

## LISTADO DE PRESUPUESTO

### Capítulo: 1 : ESTRUCTURA

Descripción de la partida	Medición total	Precio	Importe
001.001 UD. MÓDULO FV LONGI 72HBD 445W	836,000	163,55	136.727,80
001.002 UD. TRIANGULO PLETINA 80X4MM 20º	686,000	8,95	6.139,70
001.003 UD. BLOQUE MACIZO GRIS 40X20X8	2.234,000	2,02	4.512,68
001.004 UD. MONTAJE DE INSTALACIÓN DE 330 KW <i>Montaje de la estructura por parte de personal cualificado y cumpliendo las normativas vigentes de seguridad.</i> <i>- Garantía de instalación de 10 años.- Garantía de instalación de 10 años.</i>	1,000	40.190,61	40.190,61
001.005 H. ALQUILER CAMION GRUA	8,000	126,12	1.008,96
001.006 UD. TRIANGULO PLETINA 80X4MM 25º	431,000	8,95	3.857,45
<b>Total capítulo 1</b>			<b>192.437,20</b>

<b>Obra:</b> INSTALACION FV 330 kW (372,02 kWp)	<b>Pág.:</b> 2
<b>Situación:</b> Baleares	<b>Fecha:</b> 28/01/20
<b>Ingeniero:</b> Jorge Rivas Piñeiro	<b>Código:</b> 19-0378

## LISTADO DE PRESUPUESTO

### Capítulo: 2 : ELECTRICIDAD

Descripción de la partida	Medición total	Precio	Importe
002.001 UD. INVERSOR TRIFÁSICO SUNGROW SG110CX	3,000	7.745,67	23.237,01
002.002 U. MONITORIZACIÓN SUNGROW	1,000	1.366,28	1.366,28
002.003 UD. CUADRO GENERAL DE 330KW Cuadro de AC con componentes de las marcas Legrand o ABB. Cuenta con 7 años de garantía	1,000	4.633,42	4.633,42
002.004 UD. VARIOS DE MATERIAL ELECTRICO Material auxiliar empleado en la instalación fotovoltaica, como son conectores, canalizaciones, bridas... Los conectores empleados son de sistema MC4, que aseguran conexiones duraderas y 100% estancas para su exterior.	1,000	13.901,62	13.901,62
002.005 M. CABLE SOLAR ZZ-F 1X4MM2 NEGRO	4.500,000	0,78	3.510,00
002.006 M. CABLE SOLAR ZZ-F 1X4MM2 ROJO	4.500,000	0,78	3.510,00
002.007 ML. CABLE H07Z (1X4)	900,000	0,61	549,00
002.008 M. CABLE RZ1-K 0.6 1KV 1X95MM2 Cable de Cu 0,6-1kV RZ1-K (AS) No propagador de incendios (UNE-EN 60332-3-24)	210,000	10,97	2.303,70
002.009 ML. CABLE H07Z (1X50)	50,000	7,99	399,50
002.010 M. CABLE RZ1-K 0.6 1KV 1X150 MM2 Cable de Cu 0,6-1kV RZ1-K (AS) No propagador de incendios (UNE-EN 60332-3-24)	240,000	21,52	5.164,80
002.011 M. CABLE H07Z (95MM2)	40,000	15,59	623,60
002.012 UD. INSTALACION FOTOVOLTAICA FV Realización de la instalación por parte de personal cualificado.	1,000	3.020,49	3.020,49
<b>Total capítulo 2</b>			<b>62.219,42</b>

<b>Obra:</b> INSTALACION FV 330 kW (372,02 kWp)	<b>Pág.:</b> 3
<b>Situación:</b> Baleares	<b>Fecha:</b> 28/01/20
<b>Ingeniero:</b> Jorge Rivas Piñeiro	<b>Código:</b> 19-0378

## LISTADO DE PRESUPUESTO

### Capítulo: 3 : COSTES INDIRECTOS

Descripción de la partida	Medición total	Precio	Importe
003.001			
UD. PORTE	2,000	735,68	1.471,36
003.002			
UD. TASAS BOLETIN INSTALACIÓN BT	1,000	552,02	552,02
003.003			
UD. COSTES OCA ("ORGANISMO DE CONTROL AUTORIZADO")	1,000	0,00	0,00
003.004			
UD. ELABORACIÓN DEL PROYECTO			
<i>Gestiones administrativas para la inscripción de la instalación en el Ministerio de Industria.</i>	1,000	0,00	0,00
<b>Total capítulo 3</b>			<b>2.023,38</b>



<b>Obra:</b> INSTALACION FV 330 kW (372,02 kWp)	<b>Pág.:</b> 4
<b>Situación:</b> Baleares	<b>Fecha:</b> 28/01/20
<b>Ingeniero:</b> Jorge Rivas Piñeiro	<b>Código:</b> 19-0378

## Resumen de presupuesto

Cap. 01 ESTRUCTURA .....	192.437,20 .
Cap. 02 ELECTRICIDAD .....	62.219,42 .
Cap. 03 COSTES INDIRECTOS .....	2.023,38 .
<hr/>	
Importe de ejecución material .....	256.680,00 .
IVA al 21.00% .....	53.902,80 .
<hr/>	
<b>TOTAL .....</b>	<b>310.582,80 .</b>

Asciende el presente presupuesto a la cantidad de:( TRESCIENTOS DIEZ MIL .....  
QUINIENTOS OCHENTA Y DOS Euros CON OCHENTA CENTIMOS ) .....

<b>Importe total de la obra</b>	<b>310.582,80</b>
---------------------------------	-------------------

Aceptación:

<b>ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A.</b>
--

<b>COOPERATIVA INSULAR GANADERA DE MENORCA COINGA</b>
---

## DOCUMENTO 05: GESTIÓN DE RESIDUOS

---

### 5.1. ANTECEDENTES

Se prescribe el presente Estudio de Gestión de Residuos, como anejo al presente proyecto, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido en el REAL DECRETO 105/2008, DE 1 DE FEBRERO, POR EL QUE SE REGULA LA PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE LOS RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN.

El presente estudio se redacta por encargo expreso del Promotor, y se basa en la información técnica por él proporcionada. Su objeto es servir de referencia para que el Constructor redacte y presente al Promotor un Plan de Gestión de Residuos en el que se detalle la forma en que la empresa constructora llevará a cabo las obligaciones que le incumben en relación con los residuos de construcción y demolición que se produzcan en la obra, en cumplimiento del articulado del citado Real Decreto.

Dicho Plan de Gestión de Residuos, una vez aprobado por la Dirección Facultativa y aceptado por el Promotor, pasará a formar parte de los documentos contractuales de la obra.

### 5.2. ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN QUE SE GENERARÁN EN LA OBRA

En la siguiente tabla se indican las cantidades de residuos de construcción de la instalación solar fotovoltaica.

Los residuos están codificados con arreglo a la lista europea de residuos (LER) publicada por la Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero.

Código	RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN
<b>De naturaleza no pétreo</b>	
150101	Madera
170203	Plástico

### **5.3. MEDIDAS DE PREVENCIÓN DE RESIDUOS EN LA OBRA.**

En la lista anterior puede apreciarse que los residuos que se generarán en la obra son de naturaleza no pétreo (Cartón y plástico).

Estos residuos pertenecen a los embalajes de los módulos fotovoltaicos y los inversores que una vez finalizada la obra se depositan en los contenedores establecidos a tal efecto para cada uno de ellos.

La estructura es de hormigón y a medida, no se manipulará en obra.

No hay obra civil.

- El montaje de la estructura se realiza cumpliendo con la normativa vigente y en concreto, con el Real Decreto 396/2006 que permite que se realicen determinados trabajos sin que sea necesario que la empresa esté inscrita en el RERA, ni tenga que presentar un plan de trabajo ni hacer vigilancia específica de la salud, eximiéndolo además de otros deberes documentales.

Para darse tales exenciones se deben cumplir tres condiciones comunes:

Tratarse de exposiciones esporádicas.

La intensidad de estas exposiciones debe ser baja puesto que el proceso se hace con humectación previa, consiguiendo una afectación del entorno mínima o inapreciable.

Además, el trabajo se realiza durante horas en las que no haya personal de la empresa, con una limpieza posterior y una contención limitada.

Por consiguiente, el montaje se realiza cumpliendo con las medidas idóneas de prevención (técnicas, organizativas y de higiene personal y protección); además, los trabajadores disponen de toda la formación y equipos exigidos legalmente, así como la información necesaria y especificada en el RD mencionado.

En este sentido, el Constructor se encargará de almacenar separadamente estos residuos y, en su caso, especificará en los contratos con los subcontratistas la obligación que éstos contraen de retirar de la obra todos los residuos y envases generados por su actividad, así como de responsabilizarse de su gestión posterior.

#### **5.4. MEDIDAS PARA LA SEPARACIÓN DE LOS RESIDUOS EN OBRA**

Dado que las cantidades de residuos de construcción estimadas para la obra objeto del presente proyecto son inferiores a las asignadas a las fracciones indicadas en el punto 5 del artículo 5 del RD 105/2008, no será obligatorio separar los residuos por fracciones.

#### **5.5. PRESCRIPCIONES DEL PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS PARTICULARES DEL PROYECTO**

Se atenderán los criterios municipales establecidos (ordenanzas, condicionados de la licencia de obras), especialmente si obligan a la separación en origen de determinadas materias objeto de reciclaje o deposición. En este último caso se deberá asegurar, por parte del contratista, la realización de una evaluación económica de las condiciones en las que es viable esta operación. Y también, considerar las posibilidades reales de llevarla a cabo: que la obra o construcción lo permita y que se disponga de plantas de reciclaje o gestores adecuados.

#### **5.6. VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN DE LA OBRA.**

El coste previsto para la manipulación de los residuos de construcción demolición de la obra descrita en el presente proyecto está incluido en cada uno de los costes de las unidades y partidas de obra, al haberse considerado dentro de los costes indirectos de éstas.

### 6.1. OBJETO

El objeto de este documento es dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre que establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.

En el artículo 4 de dicho Real Decreto se especifica la obligatoriedad, por parte del promotor, de incluir en el Proyecto un Estudio de Seguridad y Salud o un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

El promotor está obligado a elaborar un Estudio de Seguridad y Salud en los proyectos de obras en los que se den alguno de los siguientes supuestos:

- El presupuesto de ejecución por contrata sea igual o superior a 450.759,08 €.
- La duración estimada de la obra supere los 30 días laborables, empleando en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- Volumen de mano de obra estimada supere los 500 días, entendiéndose como tal la suma de los días de trabajo de todos los trabajadores.
- Obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

En los proyectos de obras no incluidas en ninguno de los supuestos anteriores el promotor está obligado a elaborar un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Por tanto, como este caso no se encuentra entre los supuestos anteriormente citados, se procede a elaborar un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Si en la obra interviene más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos, o más de un trabajador autónomo, el Promotor debe designar un Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Esta designación debe ser objeto de un contrato expreso.

Este documento debe servir de base a los contratistas que participen en la obra para elaborar un Plan de Seguridad y Salud.

## **6.2. ALCANCE**

El Estudio Básico de Seguridad y Salud debe precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra. Además, se debe identificar los riesgos laborales que pueden ser evitados y las medidas técnicas necesarias para ello. Asimismo, se debe incluir la relación de riesgos laborales que no pueden eliminarse conforme a lo señalado anteriormente, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas que facilitan el control y la reducción de dichos riesgos, valorando su eficacia.

En su caso, debe tener en cuenta cualquier otro tipo de actividad que se lleve a cabo en las misma, conteniendo medidas específicas relativas a los trabajos incluidos en uno o varios de los apartados del anexo II del Real Decreto 1627/1997.

Por otra parte, se debe contemplar previsiones e informaciones útiles para efectuar, posibles trabajos posteriores, en las debidas condiciones de seguridad y salud.

## **6.3. NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES A LA OBRA**

### **6.3.1. LEYES**

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de Reforma del Marco Normativo de la Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.

### **6.3.2. REALES DECRETOS**

- Real Decreto, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso lumbares, para los trabajadores.

- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 780/1998, de 30 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 337/2010, de 19 de marzo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención; el Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.

#### **6.4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN**

##### **6.4.1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y SITUACIÓN**

La obra objeto de este estudio es la que comprende los trabajos asociados a la instalación de un conjunto de placas fotovoltaicas y otros equipos necesarios para la generación de energía eléctrica para autoconsumo en una cubierta.

La situación de la obra a realizar y el tipo de la misma se recoge en el documento Memoria del presente proyecto.

#### **6.4.2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS**

Por orden cronológico, los procesos a realizar son los siguientes:

- Montaje de sistemas de seguridad de las personas y materiales.
- Montaje de estructura soporte sobre el terreno.
- Montaje de las placas fotovoltaicas.
- Cableado de líneas de potencia y control.
- Conexiones de puesta a tierra.
- Cableado de líneas de corriente continua e instalación de protecciones.
- Instalación de inversores.
- Cableado de corriente alterna e instalación de protecciones.
- Instalación de cuadro de medida.
- Pruebas y puesta en marcha.

#### **6.4.3. NÚMERO PREVISTO DE PERSONAL Y DURACIÓN ESTIMADA DE LOS TRABAJOS DE INSTALACIÓN**

El número máximo de trabajadores previsto en obra de forma simultánea es 10, estimándose una duración de los trabajos de 3 meses.

#### **6.4.4. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OBRA**

En este punto se analizan con carácter general, independientemente del tipo de obra, las diferentes servidumbres o servicios que se deben tener perfectamente definidas y solucionadas antes del comienzo de las obras.

##### **6.4.4.1. SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

El suministro de energía eléctrica provisional de obra será facilitado por la empresa constructora, proporcionando los puntos de enganche necesarios en el lugar del emplazamiento de la obra.

#### **6.4.4.2. SUMINISTRO DE AGUA POTABLE**

El suministro de agua potable será a través de las conducciones habituales de suministro en la región, zona, etc. En el caso de que esto no sea posible, se dispondrán de los medios necesarios que garanticen su existencia regular desde el comienzo de la obra.

#### **6.4.4.3. SERVICIOS HIGIÉNICOS**

Dispondrá de servicios higiénicos suficientes y reglamentarios. Si fuera posible, las aguas fecales se conectarán a la red de alcantarillado, en caso contrario, se dispondrá de medios que faciliten su evacuación o traslado a lugares específicos destinados para ello, de modo que no se agrega al medio ambiente.

#### **6.4.4.4. SERVIDUMBRE Y CONDICIONANTES**

No se prevén interferencias en los trabajos, puesto que en el caso de que algunos trabajos puedan ejecutarse por empresas diferentes, no existe coincidencia en el tiempo. No obstante, de acuerdo con el artículo 3 del Real Decreto 1627/1997, si interviene más de una empresa en la ejecución del proyecto, o una empresa y trabajadores autónomos, o más de un trabajador autónomo, el Promotor debe designar un Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de obra. Esta designación debe ser objeto de un contrato expreso.

### **6.5. RIESGOS LABORALES EVITABLES COMPLETAMENTE**

A continuación, se relacionan los riesgos que pudiendo presentarse en obra son totalmente evitados mediante las medidas técnicas que también se recogen a continuación.

<b>RIESGOS EVITABLES</b>	<b>MEDIDAS TÉCNICAS ADOPTADAS</b>
Trabajos con presencia de líneas de alta tensión	Coste del fluido, apantallamiento de protección, puesta a tierra y costocircuito de los cables
Derivados de la rotura de instalaciones existentes	Neutralización de las instalaciones existentes

## **6.6. RIESGOS LABORALES NO ELIMINABLES COMPLETAMENTE**

Este apartado contiene la identificación de los riesgos laborales que no pueden ser totalmente eliminados, y las medidas preventivas y protecciones técnicas que deben adoptarse para el control y la reducción de este tipo de riesgos.

En el primer subapartado se recogen aspectos generales que afectan a la totalidad de la obra y en los posteriores subapartados se hace referencia a los aspectos específicos de cada una de las fases en las que puede dividirse la obra.

### **6.6.1. ASPECTOS GENERALES**

Son los que afectan a todas las personas que trabajan en la obra, independiente de la actividad concreta que realicen.

#### **3.6.3. Riesgos más frecuentes**

- Caídas de operarios al mismo nivel.
- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caídas de objetos sobre operarios.
- Caídas de objetos sobre terceros.
- Choques o golpes contra objetos.
- Fuertes vientos.
- Ambientes pulvígenos.
- Trabajos en condiciones de humedad.
- Contactos eléctricos directos e indirectos.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Sobreesfuerzos.

#### **6.6.1.1. MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS**

- Orden y limpieza de las vías de circulación de la obra.
- Orden y limpieza de los lugares de trabajo.
- Recubrimiento, o distancia de seguridad (1 m) a líneas eléctricas de B.T.
- Recubrimiento, o distancia de seguridad (3 - 5 m) a líneas eléctricas de A.T.
- Iluminación adecuada y suficiente (alumbrado de obra).
- No permanecer en el radio de acción de las máquinas.
- Puesta a tierra en cuadros, masas y máquinas sin doble aislamiento.

- Señalización de la obra (señales y carteles).
- Cintas de señalización y balizamiento a 10 m de distancia.
- Vallado del perímetro completo de la obra, resistente y de altura 2 m.
- Marquesinas rígidas sobre accesos a la obra.
- Pantalla inclinada rígida sobre aceras, vías de circulación o colindantes.
- Extintor de polvo seco, de eficacia 21<sup>a</sup> - 113B.
- Evacuación de escombros.
- Escaleras auxiliares.
- Información específica.
- Grúa parada y en posición veleta.

#### **6.6.1.2. EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL**

- Cascos de seguridad.
- Calzado protector.
- Ropa de trabajo.
- Casos anti-ruidos.
- Gafas de seguridad.
- Cinturones de protección.

#### **6.6.2. MOVIMIENTOS DE TIERRAS**

El personal que realice estos trabajos, además de estar expuesto a los riesgos generales también puede estar expuesto a algunos riesgos específicos de la actividad.

##### **6.6.2.1. RIESGOS MÁS FRECUENTES**

- Desplomes, hundimientos y desprendimientos del terreno.
- Caídas de materiales transportados.
- Caídas de operarios al vacío.
- Atrapamientos y aplastamientos.
- Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de máquinas.
- Ruidos y vibraciones.
- Interferencia con instalaciones enterradas.
- Electrocutaciones.

#### **6.6.2.2. MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS**

- Observación y vigilancia del terreno.
- Limpieza de bolos y viseras.
- Achique de aguas.
- Pasos o pasarelas.
- Separación de tránsito de vehículos y operarios.
- No acopiar junto al borde de la excavación.
- No permanecer bajo el frente de excavación.
- Barandillas en bordes de excavación (0,9 m).
- Acotar las zonas de acción de las máquinas.
- Topes de retroceso para vertido y carga de vehículos.

#### **6.6.3. DESCARGA Y MONTAJE DE ELEMENTOS PREFABRICADOS**

En esta actividad, además de los riesgos generales anteriormente descritos, son previsible los riesgos específicos que se citan a continuación.

##### **6.6.3.1. RIESGOS MÁS FRECUENTES**

- Vuelco de la grúa u otro medio de elevación.
- Atrapamientos contra objetos, elementos auxiliares o la propia carga.
- Precipitación de la carga.
- Proyección de partículas.
- Caídas de objetos.
- Contacto eléctrico.
- Sobreesfuerzos.
- Quemaduras por contacto de la maquinaria.
- Ruido de la maquinaria
- Choques o golpes.
- Viento excesivo.

##### **6.6.3.2. MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS**

- Trayectoria de la carga señalizada y libre de obstáculos.
- Correcta disposición de los apoyos de la grúa u otro medio de elevación.

- Revisión de los elementos elevadores de cargas y de sus sistemas de seguridad.
- Correcta distribución de cargas.
- Prohibición de circulación bajo cargas en suspensión.
- Trabajo dentro de los límites máximos de los elementos elevadores.
- Apantallamiento de líneas eléctricas de A.T.
- Operaciones dirigidas por el jefe de equipo.
- Flecha recogida en posición de marcha.

#### **6.6.4. PUESTA EN TENSIÓN**

Los riesgos más comunes que, además de los generales, se prevén en los trabajos de puesta en tensión los siguientes.

##### **6.6.4.1. RIEGOS MÁS FRECUENTES**

- Contacto eléctrico directo e indirecto en A.T. y B.T.
- Arco eléctrico en A.T. y B.T.
- Elementos candentes y quemaduras.

##### **6.6.4.2. MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS**

- Coordinar con la empresa suministradora, definiendo las maniobras eléctricas a realizar.
- Apantallar los elementos de tensión.
- Enclavar los aparatos de maniobra.
- Informar de la situación en la que se encuentra la zona de trabajo y ubicación de los puntos en tensión más cercanos.
- Abrir con corte visible las posibles fuentes de tensión.

##### **6.6.4.3. PROTECCIONES INDIVIDUALES**

- Calzado de seguridad aislante.
- Herramientas de gran poder aislante.
- Guantes eléctricamente aislantes.
- Pantalla que proteja la zona facial.

## 6.7. RIESGOS LABORALES ESPECIALES

Algunos de los trabajos necesarios para la ejecución del proyecto pueden implicar riesgos especiales para la seguridad y la salud de los trabajadores, estando por ello incluidos en el Anexo II del Real Decreto 1627/1997.

A continuación, se relacionan dichos riesgos, así como las medidas específicas que deben adoptarse para controlar y reducir los riesgos derivados de este tipo de trabajos.

<b>RIESGOS ESPECIALES</b>	<b>MEDIDAS ESPECÍFICAS</b>
Graves caídas de altura	Todo trabajo en cubierta, independientemente del sistema de protección colectiva utilizado, requerirá del uso obligatorio de un sistema de protección individual anticaídas, unido a un punto de anclaje seguro.
Proximidad de líneas eléctricas	Cuando se realicen trabajos en proximidades de líneas eléctricas se seguirán las directrices de la NTP 72 del Instituto de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
Montaje y desmontaje de elementos prefabricados pesados	En la realización de trabajos que requieran montar o desmontar elementos prefabricados pesados, se seguirán los procedimientos establecidos para manejo manual de cargas y trabajos en posturas forzadas. Además se ofrecerá formación/información a los trabajadores relativa a las posturas de trabajo a adoptar para prevenir sobreesfuerzos, así como lesiones derivadas de movimientos repetitivos.

## 6.8. FORMACIÓN

Todo el personal debe recibir, antes de iniciar los trabajos, una exposición de los métodos de trabajo y los riesgos que estos pudieran entrañar, así como las medidas de seguridad que deben adoptar.

## 6.9. MEDIDAS PREVENTIVAS Y PRIMEROS AUXILIOS

### 6.9.1. BOTIQUINES

Se dispondrá de un botiquín portátil, debidamente señalizado y de fácil acceso, dotado con los medios necesario para realizar curas de urgencia en caso de accidente.

## 6.9.2. ASISTENCIA A ACCIDENTADOS

Se deberá informar a la obra del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios propios, Mutuas Patronales, Mutualidades Laborales, Ambulatorios, etc.) donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Es conveniente disponer en la obra, y en sitio bien visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los Centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los Centros de asistencia.

## 6.10. PREVISIONES PARA TRABAJOS POSTERIORES

El Real Decreto 1627/1997 establece que el Estudio Básico de Seguridad y Salud debe contemplar las previsiones y las informaciones útiles para efectuar posibles trabajos posteriores en las debidas condiciones de seguridad y salud.

A continuación, se relacionan los riesgos más frecuentes y las medidas a adoptar que se pueden dar en trabajos posteriores a la ejecución del proyecto (mantenimiento, conservación y reparación).

<b>RIESGOS EN TRABAJOS POSTERIORES</b>	<b>MEDIDAS TÉCNICAS A ADOPTAR</b>
Caídas a distinto nivel	Todo trabajo en cubierta, independientemente del sistema de protección colectiva utilizado, requerirá del uso obligatorio de un sistema de protección individual anticaídas, unido a un punto de anclaje seguro.
Caídas al mismo nivel	Utilizar calzado adecuado a la zona de trabajo y a los riesgos existentes en la misma.
Montaje y desmontaje de elementos prefabricados pesados	En la realización de trabajos que requieran montar o desmontar elementos prefabricados pesados, se seguirán los procedimientos establecidos para manejo manual de cargas y trabajos en posturas forzadas. Además se ofrecerá formación/información a los trabajadores relativa a las posturas de trabajo a adoptar para prevenir sobreesfuerzos, así como lesiones derivadas de movimientos repetitivos.

## 6.11. CONSIDERACIONES FINALES

Por todo lo anteriormente expuesto, y creyendo reflejados, de forma clara y concreta, los riesgos laborales asociados a la ejecución del proyecto, así como las medidas preventivas y protecciones técnicas a adoptar, y al objeto de obtener las oportunas autorizaciones, se firma el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud en:

En Pontevedra, a 15 de diciembre de 2020



Jorge Rivas Piñeiro  
Ingeniero Técnico Industrial. COITIVIGO 3989  
EIDF, S.A.

Proyecto Técnico realizado por Energía, Innovación y Desarrollo fotovoltaico, S.A.

Domicilio: Polígono Industrial Outeda-Curro nº 3, 36692, Barro (Pontevedra)

Correo electrónico: Jorge.rivas@edsolar.es

Teléfono de contacto: 986 847 871

Don Jorge Rivas Piñeiro, con D.N.I. 76867497W y colegiado/a en el Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales de Vigo como colegiado/a del COITIVIGO N° 3989.