



Executing your **renewable** vision

# **PARQUE FOTOVOLTAICO PRÍMULA**

**SP.0115.2.M.CA.101-0A**

**MEMORIA DE CÁLCULO**

**GARROVILLAS DE ALCONÉTAR, CÁCERES,  
ESPAÑA**



Tabla 1.- Control de versiones del documento

Versión	Fecha	Motivo de la actualización	Elaborado	Verificado	Aprobado
00	16/11/2022	Emisión Inicial	AMF	JMJ	JBM

Sevilla, noviembre de 2022

El Graduado en Ingeniería Eléctrica Juan Luis Barandiarán Muriel  
Cil. Num. 931-COGITI Cáceres

BARANDIARAN MURIEL  
JUAN LUIS - 76026631Q  
c=ES,  
serialNumber=IDCES-7602  
6631Q, givenName=JUAN  
LUIS, sn=BARANDIARAN  
MURIEL,  
cn=BARANDIARAN MURIEL  
JUAN LUIS - 76026631Q

*el Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)*

*Juan Luis Barandiarán Muriel*

*Nº de colegiado 931 -COGITI Cáceres*



## Contenido

<b>1</b>	<b>CONDICIONANTES AMBIENTALES,FÍSICOS Y QUÍMICOS.....</b>	<b>5</b>
1.1	Medio ambiente y geología .....	5
1.2	Precipitaciones.....	5
1.3	Condicionantes del sistema eléctrico .....	6
<b>2</b>	<b>DIMENSIONADO CIRCUITOS DE STRINGS.....</b>	<b>7</b>
2.1	Conductor de string .....	7
2.2	Dimensionado de circuitos desde caja de string hasta caja de agrupación del inverter .....	9
<b>3</b>	<b>CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA DE BT .....</b>	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>INSTALACIÓN DE MT .....</b>	<b>12</b>
4.1	Tensiones del sistema en MT.....	12
4.2	Intensidades del sistema en MT.....	12
4.3	Cálculo de cortocircuito .....	13
4.4	Cálculo de caída de tensión .....	14
4.5	Cálculo de intensidad máxima admisible por el conductor .....	15
<b>5</b>	<b>INSTALACIONES DE MT .....</b>	<b>15</b>
5.1	Protección en sala eléctrica del O&M.....	15
5.2	Instalaciones de bt .....	17
<b>6</b>	<b>TUBERÍA ELÉCTRICA .....</b>	<b>19</b>
6.1	Cintas de señalización.....	20
<b>7</b>	<b>CÁLCULO DE LA RESISTENCIA AL ARRANQUE.....</b>	<b>20</b>
7.1	Criterios de cálculo.....	20
<b>8</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>20</b>





## 1 CONDICIONANTES AMBIENTALES, FÍSICOS Y QUÍMICOS

Los condicionantes ambientales que se deben considerar para el diseño, cálculo, justificación de equipos y sistemas de este proyecto son los relacionados a continuación.

### 1.1 MEDIO AMBIENTE Y GEOLOGÍA

Las características del emplazamiento son:

- Altura: 339 m.s.n.m
- Temperatura: 16,00 °C
- Radiación UV: Muy alta

### 1.2 PRECIPITACIONES

La caracterización climática del área de estudio es importante para interpretar otros aspectos del medio físico como son la vegetación y los usos del suelo.

El estudio de impacto ambiental indica que Extremadura posee un clima marcadamente estacional de tipo mediterráneo, caracterizado por inviernos lluviosos más o menos fríos y veranos anticiclónicos, secos y calurosos. El ámbito de estudio se sitúa en el dominio climático mediterráneo con características continentales, las cuáles se acentúan hacia el interior peninsular.

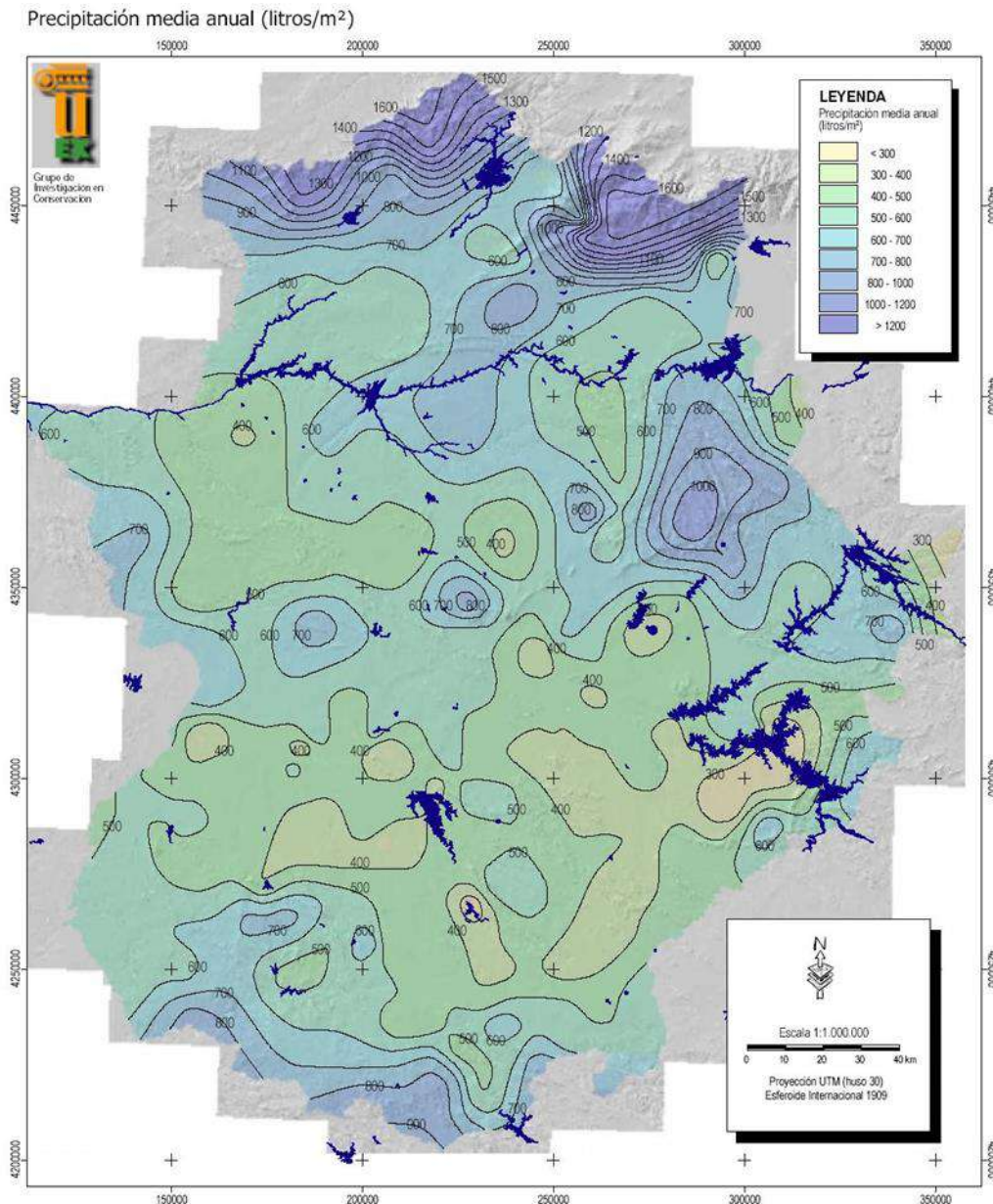
Se muestran en la página siguiente los gráficos de precipitaciones elaborados para la región por la Universidad de Extremadura a través del Grupo de Investigación en Conservación. En concreto, Precipitación media anual en litros por metro cuadrado (l/m<sup>2</sup>) y días.

Las características climáticas se corresponden con un clima marcadamente estacional, de tipo mediterráneo, caracterizado por inviernos lluviosos (más del 60% de la precipitación anual) y más o menos fríos, y veranos anticiclónicos, secos y calurosos.

En cuanto a las precipitaciones, las lluvias no son escasas, sin embargo, hay que señalar que son habituales los ciclos de sequía.



Figura 1.- Mapa de localización de precipitaciones medias anuales. Fuente: Universidad de Extremadura



### 1.3 CONDICIONANTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Las características del sistema eléctrico que condicionarán la justificación del cálculo del presente documento son los determinados en el lado de Baja Tensión y Corriente Continua de la instalación así como el lado de Media Tensión y Corriente Alterna. Sus valores son los siguientes:

- Tensión nominal del sistema: 904-1500 V
- Tensión máxima: 1.500 VCC
- Tensión nominal AC: 13.200 VCA



## 2 DIMENSIONADO CIRCUITOS DE STRINGS

Cada uno de los strings estará compuesto por 28 módulos conectados en serie. Cada uno de los módulos empleado será de la marca Canadian Solar, El modelo BiHiKu7 CS7N- 650MB-AG de 132 células [2 x (11 x 6)] o similar.

- Potencia: 650 Wp
- Tensión en el punto PMax (VMPP): 37,90 V
- Corriente en punto PMax (IMPP): 17,16 A
- Tensión en circuito abierto (VOC): 45,00 V
- Corriente de cortocircuito (ISC): 18,39 A
- Tensión máxima del sistema (VDC): 1.500 V
- Eficiencia del módulo ( $\eta$ ): 20,92 %

Por lo tanto, la conexión de 28 módulos supone unas características eléctricas del string en STC de:

- Potencia, Pmax: 18.200 Wp
- Intensidad a potencia máxima, Imp: 17,16 A
- Tensión a potencia máxima, Vmp: 1.061,2 V
- Intensidad de cortocircuito, Icc: 18,39 A
- Tensión a circuito abierto, Voc: 1.260 V

### 2.1 CONDUCTOR DE STRING

Los conductores empleados en los circuitos de string han de cumplir tanto el criterio de corrientes máximas admisibles como el de caída de tensión.

#### **Corriente máximas admisibles**

La corriente máxima de uso normal de los circuitos viene fijada por la temperatura máxima admisible del aislamiento del cable.

Para instalaciones de generación de energía en Baja Tensión en corriente continua se realizarán en cada caso para corrientes de circuitos maximizadas un 25%. Todas las intensidades para el cálculo se asignarán como:

$$I_{\text{CÁLCULO}} = I_{\text{DISEÑO}} \times 1,25$$

Todos los conductores seleccionados deberán tener una intensidad máxima admisible de al menos la  $I_{\text{CÁLCULO}}$ .

#### **Caída de tensión**

La caída de tensión máxima admisible para el circuito de Baja Tensión de Corriente continua será de:



- CDT máxima en BT y CC: 2% en el total de todos los circuitos de BT en CC desde el string hasta el inversor

En la parte de corriente continua la fórmula de caída de tensión viene expresada como:

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot \rho \left( \Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \right) \cdot \frac{L(\text{m})}{U_N(\text{V}) \cdot S(\text{mm}^2)} 100\%$$

Dónde:

- $\rho$ : es la resistividad del cobre
- L: es la longitud del circuito en metros
- S: es la sección total de una fase en  $\text{mm}^2$
- $U_N$ : es la tensión nominal en condiciones STC a  $P_{\text{max}}$

Se ha de cumplir que  $\Delta U < 2\%$ .

Los conductores empleados para la interconexión de string serán del tipo H1Z2Z2-K en Cobre Estañado flexible de clase 5 de  $6 \text{ mm}^2$  de sección, específicos para el uso en fotovoltaica e intemperie, el cual tiene las siguientes características:

- Sección:  $6 \text{ mm}^2$
- Conductor: Cobre Estañado
- Aislamiento: Compuesto reticulado libre de halógenos
- Cubierta exterior: Compuesto reticulado libre de halógenos
- Intensidad máxima: 59 A instalado al aire

Todos los cables utilizados en los strings tendrán un nivel de aislamiento máximo de 1,8/1,8kV en CC.

Para las cajas de 20 strings, se ha calculado la caída de tensión de una caja tipo del parque, obteniendo una caída de tensión máxima de 1,249%.





Figura 2.- Cálculos para inversor de 20 strings

string	Formación de string				Instalación			c.d.t			
	Nº Módulos en serie	Potencia string (Wp)	Intensidad string (A)	Icálculo [I X 1,25/FC]	Sección (mm²)	Longitud total (m)	I Máx (A)	Δv	Tensión disponible	Pérdidas	
1	28	18.200 Wp	17,16 A	30,61 A	6 mm²	103,97 m	59 A	13,26 V	1,249%	1.047,94 V	227,49 W
2	28	18.200 Wp	17,16 A	30,61 A	6 mm²	84,19 m	59 A	10,73 V	1,012%	1.050,47 V	184,21 W
3	28	18.200 Wp	17,16 A	30,61 A	6 mm²	64,40 m	59 A	8,21 V	0,774%	1.052,99 V	140,91 W
4	28	18.200 Wp	17,16 A	30,61 A	6 mm²	44,61 m	59 A	5,69 V	0,536%	1.055,51 V	97,61 W
5	28	18.200 Wp	17,16 A	30,61 A	6 mm²	24,82 m	59 A	3,16 V	0,298%	1.058,04 V	54,31 W
6	28	18.200 Wp	17,16 A	31,03 A	6 mm²	62,56 m	59 A	7,98 V	0,752%	1.053,22 V	137,01 W
7	28	18.200 Wp	17,16 A	31,03 A	6 mm²	61,68 m	59 A	7,87 V	0,742%	1.053,33 V	135,08 W
8	28	18.200 Wp	17,16 A	31,03 A	6 mm²	84,21 m	59 A	10,75 V	1,013%	1.050,45 V	184,43 W
9	28	18.200 Wp	17,16 A	31,03 A	6 mm²	64,47 m	59 A	8,23 V	0,775%	1.052,97 V	141,19 W
10	28	18.200 Wp	17,16 A	31,03 A	6 mm²	43,86 m	59 A	5,60 V	0,527%	1.055,60 V	96,06 W
11	28	18.200 Wp	17,16 A	31,03 A	6 mm²	44,70 m	59 A	5,70 V	0,538%	1.055,50 V	97,90 W
12	28	18.200 Wp	17,16 A	31,03 A	6 mm²	74,30 m	59 A	9,48 V	0,894%	1.051,72 V	162,72 W
13	28	18.200 Wp	17,16 A	31,03 A	6 mm²	54,52 m	59 A	6,96 V	0,656%	1.054,24 V	119,40 W
14	28	18.200 Wp	17,16 A	31,03 A	6 mm²	33,83 m	59 A	4,32 V	0,407%	1.056,88 V	74,09 W
15	28	18.200 Wp	17,16 A	31,03 A	6 mm²	34,73 m	59 A	4,43 V	0,418%	1.056,77 V	76,06 W
16	28	18.200 Wp	17,16 A	29,02 A	6 mm²	74,40 m	59 A	9,45 V	0,891%	1.051,75 V	162,23 W
17	28	18.200 Wp	17,16 A	29,02 A	6 mm²	54,61 m	59 A	6,94 V	0,654%	1.054,26 V	119,08 W
18	28	18.200 Wp	17,16 A	29,02 A	6 mm²	34,82 m	59 A	4,42 V	0,417%	1.056,78 V	75,93 W
19	28	18.200 Wp	17,16 A	29,02 A	6 mm²	15,03 m	59 A	1,91 V	0,180%	1.059,29 V	32,77 W
20	28	18.200 Wp	17,16 A	31,03 A	6 mm²	5,03 m	59 A	0,64 V	0,060%	1.060,56 V	11,02 W
<b>Total</b>		<b>364.000 Wp</b>	<b>343,20 A</b>	<b>610,47 A</b>				<b>13,26 V</b>	<b>1,249%</b>		<b>2.329,49 W</b>

## 2.2 DIMENSIONADO DE CIRCUITOS DESDE CAJA DE STRING HASTA CAJA DE AGRUPACIÓN DEL INVERTER

Los conductores empleados en los circuitos desde la caja de agrupación del inverter hasta el propio inverter han de cumplir tanto el criterio de corrientes máximas admisibles como el de caída de tensión:

### Corriente máximas admisibles

La corriente máxima de uso normal de los circuitos viene fijada por la temperatura máxima admisible del aislamiento del cable.

Para instalaciones de generación de energía en Baja Tensión en corriente continua se realizarán en cada caso para corrientes de circuitos maximizadas un 25%. Todas las intensidades para el cálculo se asignarán como:

$$I_{\text{CALCULO}} = I_{\text{DISEÑO}} \times 1,25$$

Todos los conductores seleccionados deberán tener una intensidad máxima admisible de al menos la  $I_{\text{CALCULO}}$ .

### Caída de tensión

La caída de tensión máxima admisible para el circuito de Baja Tensión de Corriente continua será de:

- CDT máxima en BT y CC: 2% en el total de todos los circuitos de BT desde el string hasta el inversor



$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot \rho \left( \Omega \cdot \frac{mm^2}{m} \right) \cdot \frac{L(m)}{U_N(V) \cdot S(mm^2)} 100\%$$

Dónde:

- ρ: es la resistividad del cobre
- L: es la longitud del circuito en metros
- S: es la sección total de una fase en mm<sup>2</sup>
- UN: es la tensión nominal en STC a Pmax

Los conductores empleados para la interconexión de string serán del tipo XZ1 o similar, en Aluminio de 630 mm<sup>2</sup> de sección, instalados en zanja enterrado:

- Sección: 630 mm<sup>2</sup>
- Conductor: Aluminio semirrígido, clase 2
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE)
- Cubierta exterior: Mezcla LSOH, tipo DMO 1
- Intensidad máxima: 590 A enterrado

Todos los cables utilizados en la conexión desde la caja de agrupación de inverter hasta la conexión del propio inverter tendrán un nivel de aislamiento de 1,5/1,5 kV CC - 0,6 / 1 kV CA.

Para los cálculos de caída de tensión y del cumplimiento de la intensidad máxima admisible, se ha estudiado una agrupación tipo de cada configuración de los inversores, obteniendo los siguientes resultados:

El inversor que agrupa 180 seguidores, tiene una caída de tensión máxima hasta la caja de 20 strings del 1,249% y una caída de tensión acumulada máxima de 1,960%.

**Figura 3.- Cálculos para agrupación de 180 seguidores**

Cuadro	Caja combinadora inverter 1				Instalación				c.d.t				
	String a la entrada	Potencia caja combinadora	Intensidad cuadro	I cálculo [I X 1,25/FC]	Cables por fase	Sección	Longitud total (m)	I Máx (A)	ΔV	ΔV Acumulado	Tensión disponible	Pérdidas	
CN1.01	20	364.000 Wp	343,20 A	542,85 A	1	630 mm <sup>2</sup>	191,84 m	590,00 A	7,29 V	0,69%	1,94%	1.053,91 V	2.502,17 W
CN1.02	20	364.000 Wp	343,20 A	542,85 A	1	630 mm <sup>2</sup>	107,05 m	590,00 A	4,07 V	0,38%	1,63%	1.057,13 V	1.396,25 W
CN1.03	20	364.000 Wp	343,20 A	542,85 A	1	630 mm <sup>2</sup>	53,68 m	590,00 A	2,04 V	0,19%	1,44%	1.059,16 V	700,15 W
CN1.04	20	364.000 Wp	343,20 A	407,14 A	1	630 mm <sup>2</sup>	45,13 m	590,00 A	1,64 V	0,15%	1,40%	1.059,56 V	562,43 W
CN1.05	20	364.000 Wp	343,20 A	542,85 A	1	630 mm <sup>2</sup>	146,68 m	590,00 A	5,57 V	0,53%	1,77%	1.055,63 V	1.913,15 W
CN1.06	20	364.000 Wp	343,20 A	542,85 A	2	630 mm <sup>2</sup>	397,50 m	590,00 A	7,55 V	0,71%	1,96%	1.053,65 V	1.296,15 W
CN1.07	20	364.000 Wp	343,20 A	542,85 A	1	630 mm <sup>2</sup>	148,27 m	590,00 A	5,63 V	0,53%	1,78%	1.055,57 V	1.933,89 W
CN1.08	20	364.000 Wp	343,20 A	542,85 A	1	630 mm <sup>2</sup>	75,77 m	590,00 A	2,88 V	0,27%	1,52%	1.058,32 V	988,27 W
CN1.09	20	364.000 Wp	343,20 A	542,85 A	1	630 mm <sup>2</sup>	115,00 m	590,00 A	4,37 V	0,41%	1,66%	1.056,83 V	1.499,95 W
<b>Total</b>		<b>3.276.000 Wp</b>	<b>3.088,80 A</b>	<b>4.749,95 A</b>							<b>1,96%</b>		<b>12.792,41 W</b>



### 3 CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA DE BT

El esquema de tierra a utilizar será:

- Aislado de Tierra para la Instalación de CC
- Esquema TT para instalación de CA de SSAA, esquema propuesto por la compañía distribuidora

Sistema de picas de Acero Galvanizado con superficie por electrolisis de cobre de 14 mm de diámetro y 2 m de longitud hincada en fondo de calicatas de canalizaciones con  $h > 0,80$  m, conectada a una toma de tierra en caja de registro de tierras para medición y mantenimiento mediante conductor 0,6/1kV, RV-K de 16 mm<sup>2</sup> de sección. Se llevará a los CBT de Servicios Auxiliares.

Este elemento de puesta a tierra tiene un valor de resistencia total:

$$R = \frac{\rho}{2 \pi L} \ln \frac{h(2a+L)}{a(2h+L)} + \frac{\rho}{2 \pi (L+h)} \ln \frac{2h+L}{h}$$

Donde:

- L es la longitud de la pica en metros
- h es la profundidad de enterramiento de la cabeza de la pica
- a es el radio de la pica en metros
- $\rho$  es la resistividad del terreno

La resistividad son del tipo: Margas y Arcillas compactas de forma generalizada.

**ITC-BT-18: Punto 9. Tabla 3:** 100-200 Ohm.m

Se considera este valor previo a ejecución del proyecto como válido para alcanzar el nivel de seguridad exigido de forma reglamentaria.

En el caso más desfavorable:

$$R = \frac{200}{2 \pi \cdot 2} \ln \frac{0,8(2 \times 0,007 + 2)}{0,007(2 \times 0,8 + 2)} + \frac{200}{2 \pi (2 + 0,8)} \ln \frac{2 \times 0,8 + 2}{0,8} = 69,77 \Omega$$

$$V_{ci} = I_d \times R = 0,300 \text{ [A]} \times 69,77 \text{ [\Omega]} = 20,93 \text{ V} < 24 \text{ V} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

- $V_{ci}$ : Es la tensión de contacto indirecto
- $I_d$ : Intensidad de defecto

El sistema de puesta a tierra se completará además mediante un anillo de cobre desnudo electrolítico de 1 x 95 mm<sup>2</sup> de sección uniendo a todas las picas, que se ejecutarán en cada cuadro de BT dispuestas lo suficientemente separadas como para no influenciar los efectos de unas sobre otras.



Además, todas las masas estarán conectadas a la malla de tierra con objeto de conseguir la equipotencialidad.

## 4 INSTALACIÓN DE MT

### 4.1 TENSIONES DEL SISTEMA EN MT

Las tensiones de uso nominal  $U_L$  de la instalación serán:

- Red de media tensión: 13.200 V, 50 Hz Trifásico, Sin neutro

### 4.2 INTENSIDADES DEL SISTEMA EN MT

Para este apartado se considera una tensión de suministro de 13,2 kV y las siguientes potencias por Centros de transformación:

*Tabla 2.- Demanda de cada Skid*

Skid	Demanda inversor Pot Nom / Pot Máx	Potencia transformador
Skid 1	2.540 kW <sub>N</sub> / 2.993 kVA	3.000 kVA

Para calcular la intensidad nominal del sistema aplicaremos la siguiente formula:

$$I_{MT} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_L}$$

Donde:

- $I_{MT}$  es la intensidad instalada en A
- S es la potencia aparente del transformador en kVA
- $U_L$  es la tensión de línea o Tensión compuesta en kV

La intensidad máxima demandada de nuestra instalación usada para el cálculo (calculada en potencia instalada de transformadores) en este caso es de:

- Línea 1:  $I_{MT} = \frac{3.000}{\sqrt{3} \cdot 13,2} = 131,22 \text{ A}$

La intensidad máxima de evacuación de la instalación (calculada en potencia instalada de transformadores). En este caso es de:

- Línea de evacuación:  
 $I_{MT} = I_{\text{línea 1}} = \frac{3.000}{\sqrt{3} \cdot 13,2} = 131,22 \text{ A}$



Tabla 3.- Datos generales de las líneas de MT

Origen	Destino	Potencia kVA	Potencia total kVA	Longitud total	Ternas por circuito	Sección (mm <sup>2</sup> )	Línea 1			Temperatura a conductor	Resistencia cable (Ω/km) [°C]	Caída de tensión	Pérdidas Joule		
							Corriente máxima admisible conductor (A)	Intensidad máxima cable corregida	Intensidad calculada por cable x 1,25						
CT 1	SET	3.000,00 kVA	3.000,00 kVA	31,17 m	1	95 mm <sup>2</sup>	205 A	178,80 A	164,02	65 °C	0,4300	3,17 V	0,0240%	0,69 kW	0,023%

### 4.3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

La potencia de cortocircuito trifásica que se debe considerar para el cálculo de la aparamenta en el nudo STR Garrovillas de 13,2 kV según requisitos de la solicitud de conexión será de 8,39 MVA. La intensidad de cortocircuito asociada a esta potencia es de 0,37 kA. Se utiliza este valor como máxima corriente de cortocircuito en la barra de 13,2 kV de la subestación STR Garrovillas 13,2/45 kV.

Por tanto, la corriente máxima en la subestación STR Garrovillas se dará en las condiciones consideradas, tras un cortocircuito trifásico en la posición de 13,2 kV de la subestación, tendrá un valor de 0,37 kA.

#### 4.3.1 Comprobación cortocircuito máximo admisible en conductores

El tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito en el conductor que se produzca en un punto cualquiera del circuito, no debe ser superior al tiempo que tarda en alcanzar la temperatura límite admisible de corta duración por los conductores.

Para los cortocircuitos de una duración como máximo igual a cinco segundos, el tiempo necesario para que una corriente de cortocircuito eleve la temperatura de los conductores  $\theta_i$  en servicio normal, al valor límite  $\theta_f$  admisible a corto plazo según la instrucción técnica complementaria de líneas de alta tensión 06 de líneas subterráneas es:

$$t = \left( \frac{K \cdot S}{I_{cc}} \right)^2 \cdot \frac{\ln \left( \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta} \right)}{\ln \left( \frac{\theta_f + \beta}{\theta_s + \beta} \right)}$$

- $I_{cc}$ : Intensidad de cortocircuito (A)
- K: Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito. Coincide con el valor de densidad de corriente tabulado para  $t_{cc}$  igual a un segundo, para los distintos tipos de aislamiento.
- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- $\theta_f$ : Temperatura final de calentamiento del conductor
- $\theta_i$ : Temperatura inicial del conductor, si coincide con el valor máximo en servicio permanente, el segundo multiplicando de la fórmula es 1
- $\theta_s$ : Temperatura máxima del conductor en servicio permanente
- $\beta$ : Inversa del coeficiente de variación de resistencia con temperatura



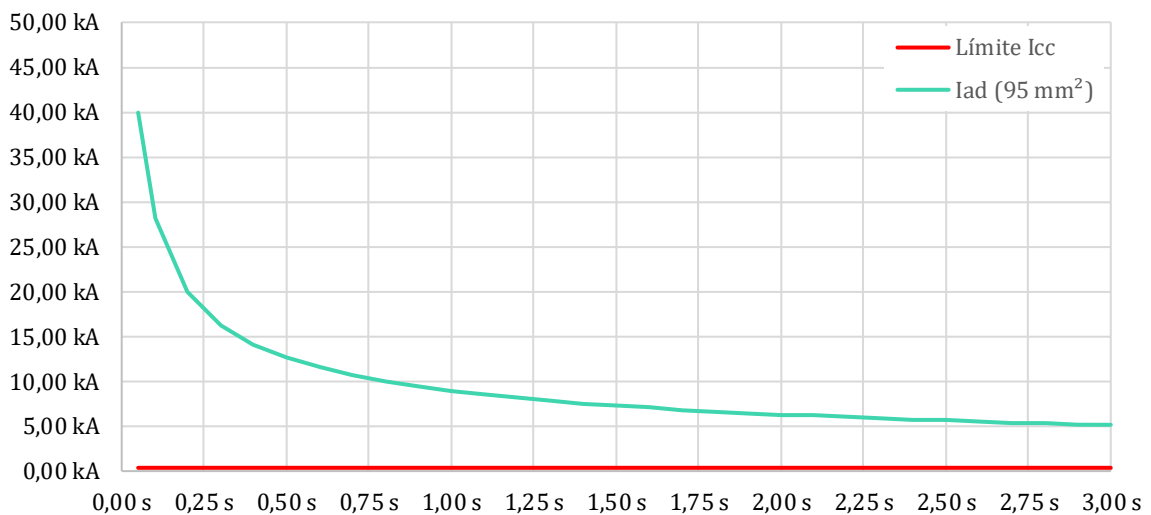
- Para Aluminio: 228
- Para cobre: 235

- t : Tiempo de duración del cortocircuito en segundos (s)

Los conductores que se emplearán para la interconexión en MT serán del tipo RH5Z1 en Aluminio rígido clase 2 de 95 mm<sup>2</sup> de sección con las siguientes características:

- Sección: 95 mm<sup>2</sup>
- Aislamiento: Propileno reticulado (XLPE)
- Cubierta exterior: Poliolefina termoplástica

*Figura 4.- Curvas Imáx admisible-Tiempo duración*



Mediante regulación de las protecciones en el interruptor de cabecera situado en el punto de conexión en la barra de la instalación, se garantizará que la duración del cortocircuito nunca supere el valor de 0,1 seg.

## 4.4 CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión máxima admisible para el circuito de MT:

- 0,5% C.d.t. máxima

### 4.4.1 Cálculo de la caída de tensión

Se justificará según el siguiente procedimiento:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I[A] \cdot L[m] \cdot (R [\Omega/m] \cdot \cos \varphi + X [\Omega/m] \cdot \sen \varphi)}{U_N[V]} \cdot 100 [\%]$$



Dónde:

- R: es la resistencia del conductor
- X: es la reactancia del conductor
- L: es la longitud del circuito en metros
- I: es la intensidad asociada a la potencia del transformador
- $\Delta U$ : es la caída de tensión
- $U_n$ : es la tensión del transformador

#### 4.4.2 Comprobación de cumplimiento de c.d.t.

Para cualquier punto del circuito se verificará:

$$\frac{\Delta U}{U_n} (\%) \leq 0,5\%$$

En nuestro caso, la línea presenta la siguiente caída de tensión:

**Tabla 4.- Datos  $\Delta U$  líneas MT internas**

Origen	Destino	Potencia kVA	Potencia total kVA	Longitud total	Ternas por circuito	Sección (mm <sup>2</sup> )	Línea 1				Resistencia cable (Ω/km) [°C]	Caída de tensión	Pérdidas Joule		
							Corriente máxima admisible conductor (A)	Intensidad máxima cable corregida	Intensidad calculada por cable x 1,25	Temperatura conductor					
CT 1	SET	3.000,00 kVA	3.000,00 kVA	31,17 m	1	95 mm <sup>2</sup>	205 A	178,80 A	164,02	65 °C	0,4300	3,17 V	0,0240%	0,69 kW	0,023%

#### 4.5 CÁLCULO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE POR EL CONDUCTOR

Para el cálculo de la corriente máxima admisible del conductor se realizará un estudio de corriente según norma UNE 21144-1-3, obteniéndose los siguientes resultados:

**Tabla 5.- Datos  $I_{adm}$  líneas MT internas**

Origen	Destino	Potencia kVA	Potencia total kVA	Longitud total	Ternas por circuito	Sección (mm <sup>2</sup> )	Línea 1				Resistencia cable (Ω/km) [°C]	Caída de tensión	Pérdidas Joule		
							Corriente máxima admisible conductor (A)	Intensidad máxima cable corregida	Intensidad calculada por cable x 1,25	Temperatura conductor					
CT 1	SET	3.000,00 kVA	3.000,00 kVA	31,17 m	1	95 mm <sup>2</sup>	205 A	178,80 A	164,02	65 °C	0,4300	3,17 V	0,0240%	0,69 kW	0,023%

### 5 INSTALACIONES DE MT

El conductor de MT se protegerá en la celda compacta de la sala eléctrica situada en el edificio de operación y mantenimiento del parque, en el punto de evacuación mediante un interruptor automático y relés.

#### 5.1 PROTECCIÓN EN SALA ELÉCTRICA DEL O&M

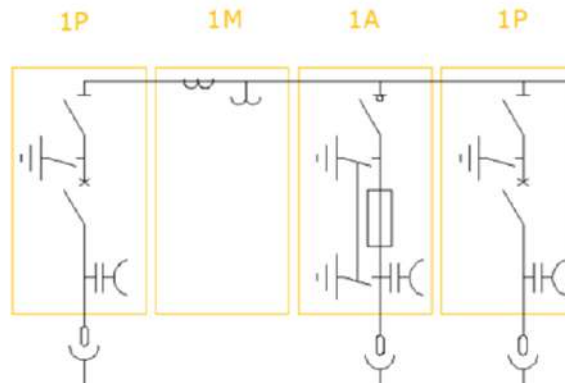
La conexión de la energía eléctrica procedente de los transformadores a las barras de media tensión se hará a través de una celda de protección equipada con interruptor automático de corte en vacío y seccionadores con posibilidad de puesta a tierra (Figura 5: Celda izquierda).



La salida de las barras será a través de una celda de protección equipada con interruptor automático de corte en vacío y seccionadores con posibilidad de puesta a tierra (Figura 5: Celda derecha).

Aparte de las protecciones, se pondrán celdas de medida y de servicios auxiliares.

*Figura 5.- Celdas MT de la sala eléctrica tipo*



*Figura 6.- Ejemplo celdas modulares de MT Schneider*



El conjunto compacto empleado tendrá las siguientes características principales o similar:

- Tensión asignada Ur: 17,5 kV
- Frecuencia asignada fr: 50-60 Hz
- Tensión de impulso tipo rayo: 95 kV
- Tensión ensayo a frecuencia industrial: 38 kV
- Corriente nominal: 630 A
- Corriente admisible corta duración 1 seg: 16/21 kA
- Corriente admisible valor de cresta: 40/52,5 kA





## 5.2 INSTALACIONES DE BT

### 5.2.1 Diseño de las protecciones primarias (Cajas de nivel I)

Con objeto de repartir los strings entre las cajas de primer nivel de forma equitativa y que al mismo tiempo su construcción física sea lo menos laboriosa posible, se decide crear un tipo de agrupación de string en cajas de primer nivel.

La planta fotovoltaica está compuesta por 180 seguidores de un string cada uno.

El reparto de los strings por inversor se realizará como se aprecia en la tabla siguiente, configurando la instalación de la siguiente manera:

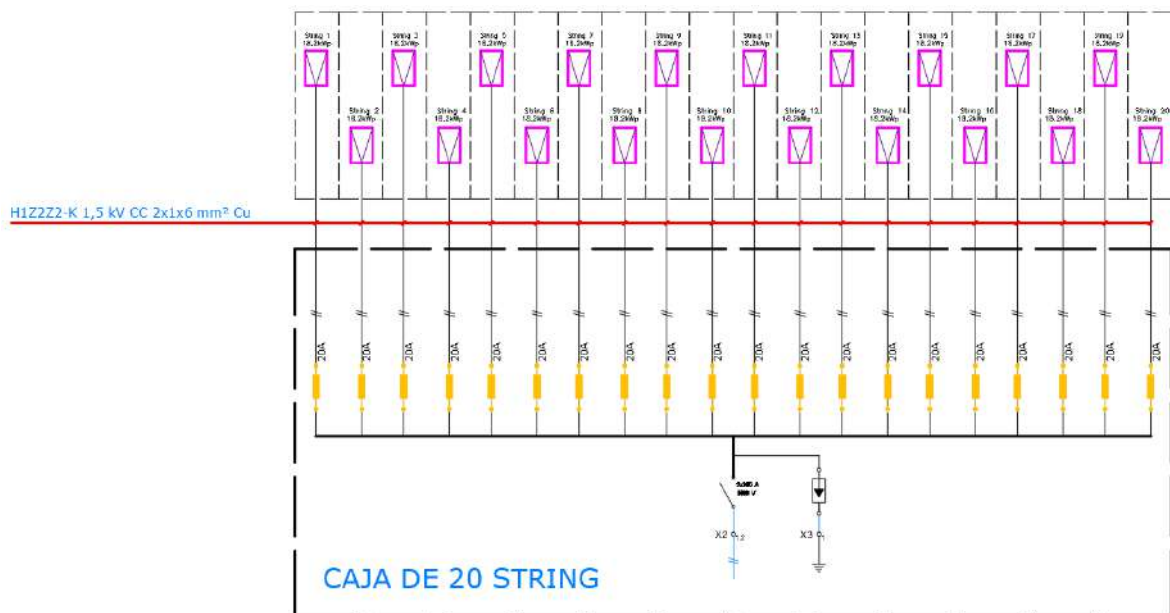
*Tabla 6.- Distribución strings*

Skid	Inversor	Seguidores	Strings	Módulos	Pot. Pico	Pot. Nominal	Cuadros 20 strings
1	Inversor 1	180	180	5.040	3.276 kWp	2.993 kVA	9

El inversor tiene una potencia aparente máxima de 2.993 kVA, pero será controlado por sistema de control de potencia del parque fotovoltaico o Power Plant Controller (PPC) para que su potencia nominal nunca exceda los 2,54 MWN en el punto de conexión.

Las agrupación final es de 1 inversor que recibe energía de 9 cajas combinadoras que reciben cada una energía de un total de 20 strings.

*Figura 7.- Caja de strings tipo 20 ud*





La intensidad de actuación del fusible debe ser:

- Mayor que la intensidad de diseño
- Menor que la máxima admisible del cableado
- Cumplir con el criterio de diseño del fusible en función del rango de actuación que establece el ITC-BT 22

En nuestro caso, se determina que los fusibles sean de 20 A, cilíndricos DF gPV.

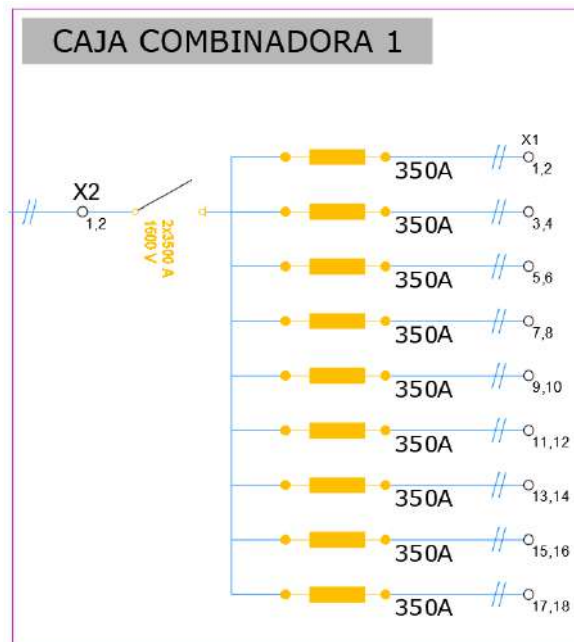
Al mismo tiempo, el cable usado es tipo H1Z2Z2-K, 1,5/1,5 kV CC - 1/1 kV CA de sección 6 mm<sup>2</sup>.

## 5.2.2 Diseño de las protecciones secundarios (Cajas de nivel II)

Las cajas combinadoras no se localizan físicamente en el campo fotovoltaico, sino que se sitúan dentro de los Skids.

Por cada una de las cajas de nivel I sale un conductor positivo y otro negativo, por lo que a la caja de nivel II llegan 9 polos positivos y 9 polos negativos.

*Figura 8.- Esquema tipo de agrupación CC inversor de 9 circuitos*



Los componentes que integran las cajas de nivel II serán los mismos que componen la caja de nivel I:

- Un fusible por cada entrada
- Un interruptor seccionador de corte en carga por cada caja

Conocida la configuración más desfavorable, la intensidad nominal para el diseño de las protecciones secundarias sería:

$$I_{n,ramal} = N^{\circ} \text{ entradas} \times I_n$$



Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege un conductor contra sobrecargas deben satisfacer las siguientes dos condiciones siguientes.

- $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$

Siendo:

- $I_B$ : Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas.
- $I_Z$ : Corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado
- $I_N$ : Corriente asignada del dispositivo de protección
- $I_2$ : Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección

El valor de  $I_2$  según norma UNE EN 60898 o UNE EN 61009 es 1,6 veces  $I_N$  para el caso de  $I_N$  mayor o igual de 16 A.

Se decide instalar fusibles DF tipo NH 1500 V DC con una intensidad nominal de 350 A y un poder de corte de 30 kA.

Posteriormente, se instalará en la salida de las cajas combinadoras un interruptor seccionador de corte en carga, que tendrá capacidad para interrumpir el paso de la corriente de todas las entradas al mismo tiempo. En nuestro caso se determinan que sean de 3.500 A.

## 6 TUBERÍA ELÉCTRICA

Los tubos para cables de energía serán de polietileno, con estructura de doble pared (HDPE), presentando una superficie interior lisa para facilitar el tendido de los cables por el interior de los mismos y otra exterior corrugada uniforme, sin deformaciones acusadas.

Los diámetros exteriores normalizados serán de 40 mm para HDPE, que permiten albergar una terna de cables correspondientes al circuito trifásico normalizado de mayor sección y aislamiento nominal, así como los conductores de comunicaciones respectivamente, con una ocupación máxima del orden del 35% que, según práctica habitual en este tipo de instalación, se considera idónea para facilitar el tendido de los cables por el interior de los tubos.

Los empleados en canalizaciones subterráneas para cables de telecontrol serán de polietileno de alta densidad, flexibles, tipo tritubo formado por tres tubos de iguales dimensiones, dispuestos paralelamente en un plano y unidos entre sí por una membrana. En su colocación los tres tubos estarán alineados en posición horizontal.

En resumen, tanto el conductor de unión del cuadro de SSAA a las cajas de derivación, como las comunicaciones, discurrirán en canalización enterrada bajo tubo bicapa de Ø40 mm.



## 6.1 CINTAS DE SEÑALIZACIÓN

Con carácter general en la capa de zahorra o tierra apisonada, por encima de los cables se colocará una cinta de señalización que advierta la existencia de cables eléctricos, a una distancia mínima del suelo de 0,10 m y a 0,30 m de la parte superior del cable MT, excepto en cruces de Ctra. Nacional que irá en la transición de las capas de hormigón y material de relleno.

En cruzamientos de calles y Ctra. Regional, Comarcal o Local, dado que no coexiste capa de zahorra o tierra, al ser hormigonados en toda su profundidad, no tiene sentido su colocación.

## 7 CÁLCULO DE LA RESISTENCIA AL ARRANQUE

Al no existir un estudio geotécnico, en este punto se estiman en base a nuestra experiencia y datos facilitados por distintos proveedores, el valor de distintos factores. Los mismo se recalcularán durante la ejecución en campo.

Si bien la forma más habitual de trabajo de los perfiles hincados es a compresión, en aquellos casos en los que trabajen a tracción, la resistencia al arranque se calcula con los mismos procedimientos que para la determinación de la resistencia por fuste en la carga de hundimiento.

Se tendrá en cuenta que la resistencia por fuste en condiciones de arranque es inferior a la que se obtiene en condiciones de compresión por lo que la resistencia a tracción se considera (CTE, GCOG) como un porcentaje de la resistencia por fuste:

$$T_{traccion} = 0,7R_{fk}$$

### 7.1 CRITERIOS DE CÁLCULO

Para el diseño de la cimentación se tendrán en cuenta las siguientes acciones sobre las estructuras:

- Carga de la propia estructura (ver plano detalle de estructuras)
- Sobrecarga de nieve: 50 kg/m
- Sobrecarga por vientos: (140 km/h):  $3,45 \times 1/2 \times 1,25V^2$
- Peso sobre parrilla en la línea de cimentación 19,5 kg/m (del panel)

## 8 CONCLUSIONES

De todo lo expuesto en el desarrollo de la memoria, justificación de los cálculos y el detalle de los documentos gráficos, deducimos que la instalación expuesta cumplirá con todos los preceptos legales y técnicos para su ejecución y puesta en funcionamiento.

Avd. de la Constitución, 34 1º  
41001 Sevilla, España  
+34 955 265 260

Cra 12 #79-50 Ofi 701  
Bogotá, Colombia  
+57-1 322 99 14

Avda. de España, 18,  
2º Oficina 1A  
10001 Cáceres, España  
+34 955 265 260

Paseo de la Castellana, 81  
15ª Planta - Despacho 1414  
28046 Madrid, España  
+34 955 265 260

[WWW.INGENOSTRUM.COM](http://WWW.INGENOSTRUM.COM)



**ingenostrum.**

Executing your renewable vision