

ANEXO 1

CÁLCULOS

ÍNDICE

1. Estudio energético	4
1.1. Parámetros irradiación	4
1.2. Pérdidas por sombras	8
1.3. Cálculo de la producción estimada	8
2. Cálculo número de paneles	10
3. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra de la instalación.	13
4. Cálculos justificativos en BT	17
4.1. Cálculos de cortocircuito en BT	17
4.2. Cálculo de secciones	17
4.2.1. Conexión entre placas y entre series de placas con el inversor	17
4.2.2. Conexión entre el inversor y el cuadro de medida	24
4.2.3. Conexión entre el cuadro de medida y el transformador	27
5. Cálculos de media tensión.	30
5.1. Cálculos del centro de transformación	30
5.1.1. Intensidad de alta tensión.	30
5.1.2. Intensidad de baja tensión.	30
5.2. Corrientes de Cortocircuitos en el transformador.	31
5.2.1. Corrientes de Cortocircuito en el lado de baja tensión.	31
5.2.2. Corrientes de Cortocircuito en el lado de alta tensión.	32
5.3. Dimensionado del embarrado.	32
5.3.1. Comprobación por densidad de corriente.	33
5.3.2. Comprobación por sollicitación electrodinámica.	34
5.3.3. Cálculo por sollicitación térmica. Sobreintensidad térmica admisible.	35
5.4. Selección de las protecciones de alta tensión	36
5.5. Ajuste del dispositivo térmico o de los relés	36
5.6. Dimensiones del pozo apagafuegos	37
5.7. Cálculo de la puesta a tierra del centro de transformación	37

5.8. Tierra de protección	37
5.9. Tierra de servicio	40
6. Estudio Económico	42
6.1. Presupuesto ESS	42
6.2. Presupuesto total	44
6.2.1. Presupuesto total instalación tipo 100kWp	44
6.2.2. Presupuesto total instalación de 1MW	48
6.3. Ganancias por producción estimada	49
6.4. Comparación tarifas	49
6.5. Rentabilidad	50

1. Estudio energético

1.1. Parámetros irradiación

Para conocer el aprovechamiento óptimo de la instalación antes hemos hecho el estudio de los parámetros de irradiación y temperaturas en la zona a ubicar la planta generadora. Obteniendo como resultado los siguientes valores:

Mes	Irradiación diaria con inclinación (Wh/m2)			Inclinación óptima (grado)	Dif./global irradiación	Temperatura media diurna	Temperatura media (24h)
	0 grado	90 grado	Ángulo óptimo(β)				
Enero	1922	3345	3278	64	0.48	10.2	9.0
Febrero	2613	3411	3809	55	0.48	11.1	9.7
Marzo	3964	3741	4999	43	0.43	13.4	11.9
Abril	4926	3130	5318	27	0.45	14.8	13.5
Mayo	5881	2743	5732	14	0.45	18.3	17.2
Junio	6659	2593	6193	8	0.41	22.1	21.1
Julio	6866	2819	6522	12	0.38	24.5	23.4
Agosto	5886	3263	6127	23	0.40	25.3	24.0
Septiembre	4541	3736	5448	38	0.40	21.6	20.2
Octubre	3155	3713	4393	52	0.44	18.6	17.1
Noviembre	2039	3198	3273	61	0.49	13.6	12.2
Diciembre	1693	3226	3046	66	0.49	10.7	9.5
Media anual	4188	3243	4851	35	0.43	17.0	15.7

Tabla 1.1: Datos irradiación en la zona de Pineda de Mar. Fuente: PVGIS

El ángulo de inclinación óptimo β es: 35 grados.

Déficit anual de radiación debido al efecto sombra (horizontal): 0.0 %

Potencia nominal del sistema de FV: 110.4 kW (silicio monocristalino).

Orientación (ángulo de azimut) de los módulos: 0.0°

Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

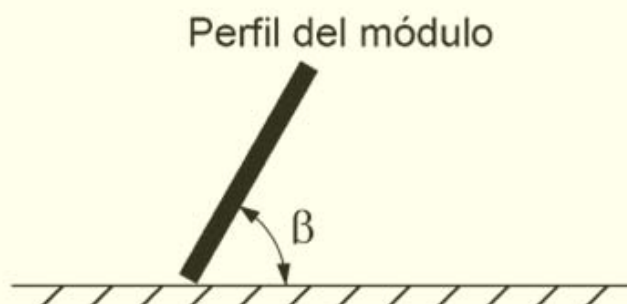


Fig. 1

Ángulo de azimut, definido como el ángulo entre la proyección sobre el planohorizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

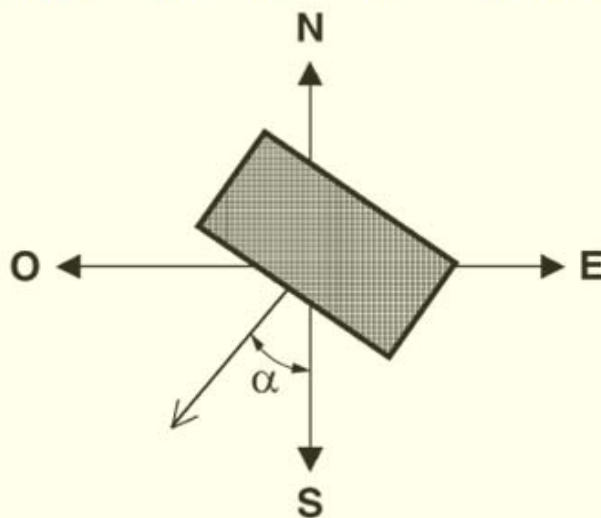


Fig. 2

Figura 1.1: Orientación de las placas solares fotovoltaicas

Pérdidas estimadas debido a la temperatura: 8.6% (utilizando los datos locales de la temperatura ambiente).

Pérdidas estimadas debido a efectos angulares de reflectancia: 2.7%.

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

Pérdidas combinadas del sistema FV: 25.3%.

En el siguiente gráfico observamos como la inclinación del sol según la época del año varia y como incide según la hora del día.

Solar paths at Pineda de Mar, (Lat. 41.6°N, long. 2.7°E, alt. 12 m)

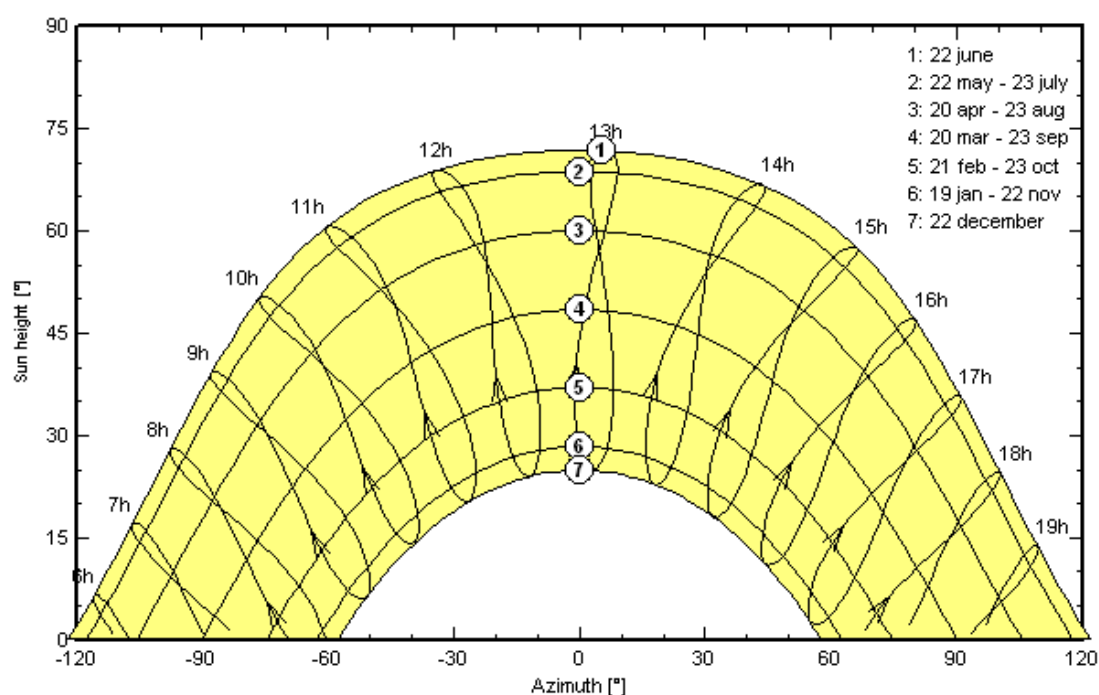


Figura 1.2: Variabilidad del ángulo de incidencia del sol según época y hora del día

Podemos observar como varia la irradiación según el ángulo de inclinación del panel solar en cada mes y como puede variar si lo colocamos a 0°, 90° a el ángulo óptimo a lo largo del año de 35°.

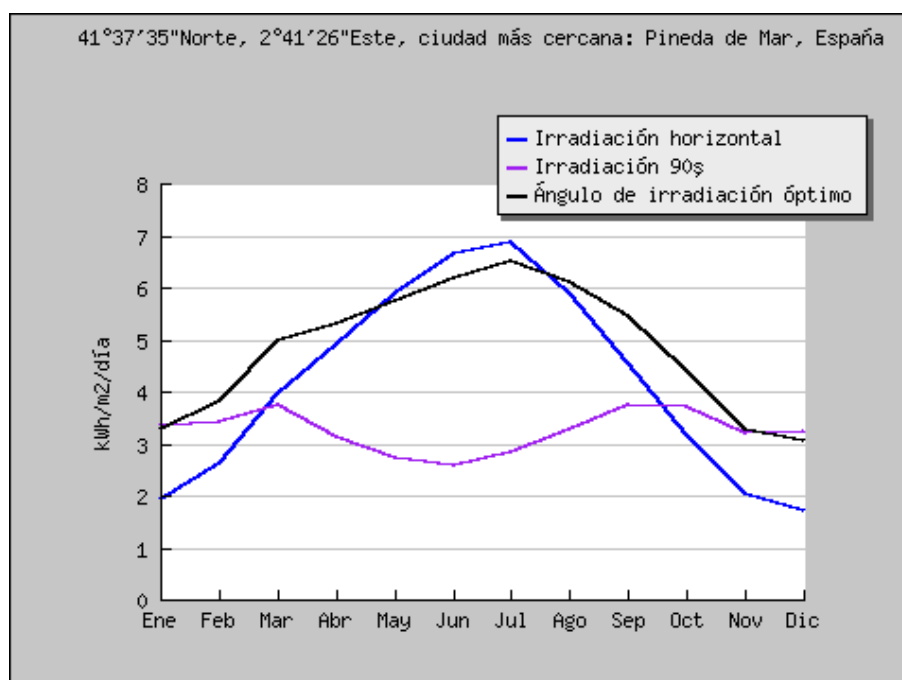


Figura 1.3: Comparativa de la eficiencia del ángulo de incidencia

La irradiación mensual estimada que incide en el panel fotovoltaico con una inclinación de 35° y orientación de 0° es:

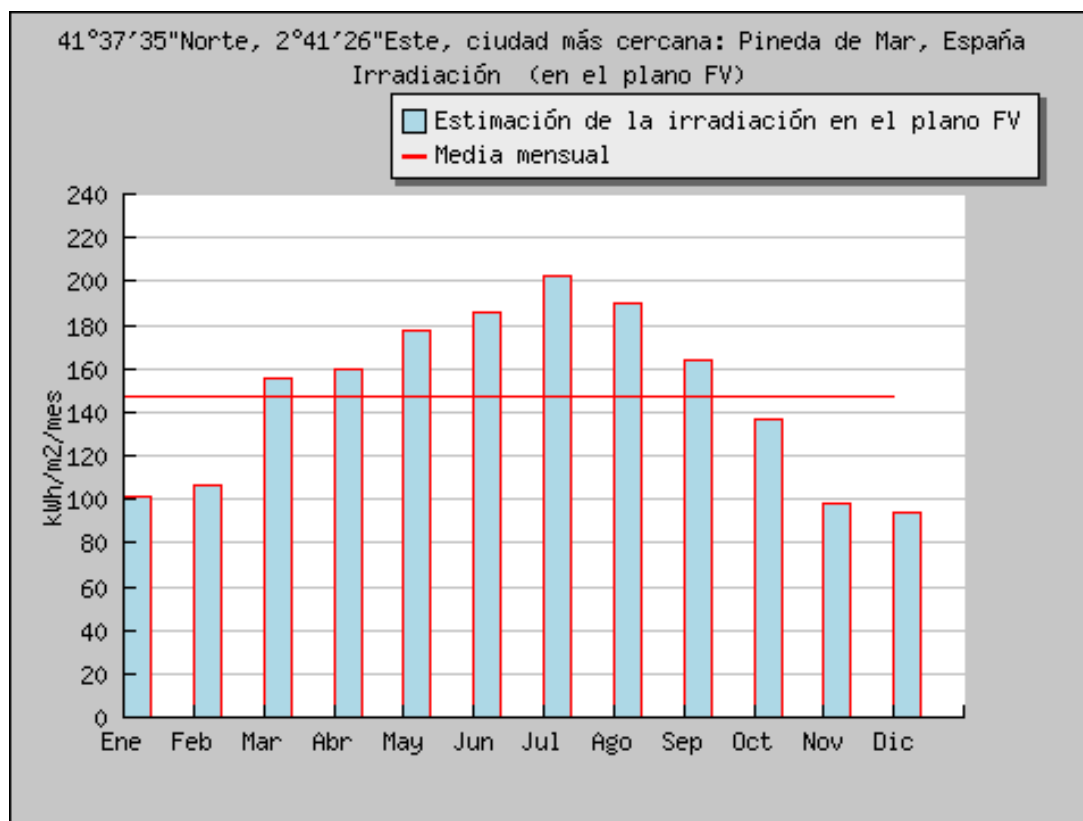


Figura 1.4: Estimación de la irradiación

Mes	Irradiación mensual (kWh/m ²)	Irradiación diaria (kWh/m ²)
Enero	102	3.3
Febrero	107	3.8
Marzo	155	5.0
Abril	160	5.3
Mayo	178	5.7
Junio	186	6.2
Julio	202	6.5
Agosto	190	6.1
Septiembre	163	5.4
Octubre	136	4.4

Noviembre	98	3.3
Diciembre	94	3.0
Medial anual	148	4.9
Irradiación total anual (kWh/m ²)	1771	

Tabla 1.2: Irradiación obtenida con un ángulo óptimo de 35º

1.2. Pérdidas por sombras

Según se ha diseñado la instalación, no existen objetos que puedan provocar sombras al generador fotovoltaico, debido a que la finca en la que se encuentra situada la instalación no tiene a su alrededor elementos susceptibles de causar sombras.

1.3. Cálculo de la producción estimada

Este gráfico y la tabla muestran la cantidad estimada de electricidad que puede esperar cada mes de un sistema fotovoltaico con los parámetros de una de nuestras instalaciones de 100 kW. Muestra también la expectativa de producción media diaria y anual.

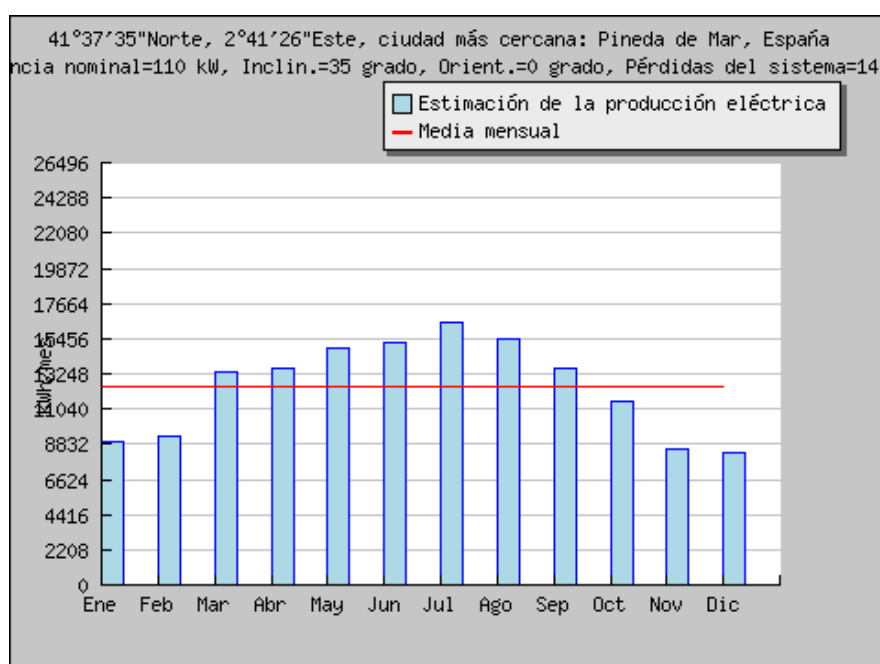


Figura 1.5: Estimación de la producción eléctrica en una instalación de 100kW

Producción de electricidad FV por: Potencia nominal=110.4 kW, Pérdidas del sistema=14.0%		
Mes	Inclinación=35 grados, Orientación=0 grados	
	Producción mensual (kWh)	Producción diaria (kWh)
Enero	8960	289
Febrero	9315	333
Marzo	13307	429
Abril	13548	452
Mayo	14845	479
Junio	15264	509
Julio	16451	531
Agosto	15451	498
Septiembre	13584	453
Octubre	11533	372
Noviembre	8542	285
Diciembre	8317	268
Media anual	12426	409
Producción total anual (kWh)	149116	

Tabla 1.3: Producción de electricidad

El número de horas anuales estimadas de funcionamiento de la instalación fotovoltaica es de 1350 horas.

Teniendo en cuenta que tendremos 10 instalaciones de 100 kW cada una, obtendremos una producción total anual estimada de 1491160 kWh, 1.49 MWh.

2. Cálculo número de paneles

Número serie/paralelo

Para obtener el número de paneles necesarios en paralelo, tenemos que dividir la máxima intensidad de entrada del inversor entre la máxima intensidad de cortocircuito del módulo (es el caso de elevada irradiancia y T^a , supondremos un 25% más de la dada en la ficha técnica)

Calculamos I_{cc} un 25% más elevada:

$$I_{cc}=8.01 \text{ A}; \quad I_{cc}(125\%)= 10.01 \text{ A}$$

$$n^{\circ} \text{ paneles paralelo} = \frac{\text{Intensidad entrada inversor máx.}}{I_{cc} \text{ módulo}} = \frac{255}{10.01} = 25.474$$

[Ec. 2.1]

Para que la instalación sea más sencilla dimensionaremos la planta para dos ramas de paneles, según la siguiente estructura:

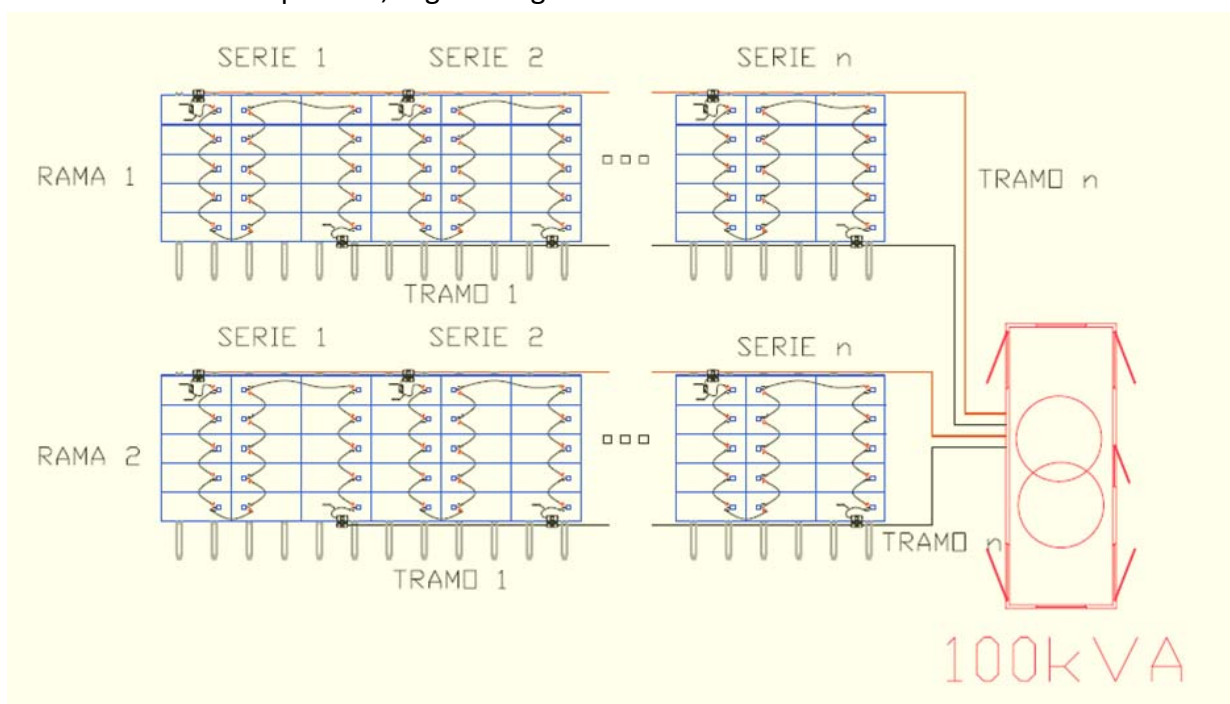


Figura 2.1: Estructura de ramas de paneles fotovoltaicos

Así juntamos las salidas de cada rama a una caja de conexiones y por lo tanto el número de paneles en paralelo por rama se nos reduce a la mitad:

$$N^{\circ} \text{ paneles en paralelo por rama} = \frac{25.474}{2} = 12.73 \text{ [Ec. 2.2]}$$

Colocaremos 12 paneles en paralelo por rama para tener intensidades que no sobrepasen los valores máximos admitidos por el inversor (255 A).

Como la potencia por instalación es de 100 W y sabemos el número de paneles en paralelo podemos calcular el nº de paneles en serie de la siguiente manera:

$$I_{mp\ total} = I_{mp} \cdot n^{\circ} \text{ paralelo} = 7.62 \cdot 24 = 182.88 \text{ A} \quad [\text{Ec. 2.3}]$$

$$I_{SC\ total} = I_{SC} \cdot n^{\circ} \text{ paralelo} = 8.01 \cdot 24 = 192.24 \text{ A} \quad [\text{Ec. 2.4}]$$

$$V_{mp\ total} = \frac{P}{I_{total}} = \frac{100000}{182.88} = 546.80 \text{ V} \quad [\text{Ec. 2.5}]$$

$$n^{\circ} \text{ serie} = \frac{V_{mp}}{V_{mp}} = \frac{546.80}{30.2} = 18.10 \quad [\text{Ec. 2.6}]$$

Como tenemos un amplio margen para incrementar la tensión de entrada del inversor, 900 V de tensión máxima y con los valores actuales tenemos 546.80 V, podremos incrementar el número de paneles en serie para conseguir una potencia pico mayor efectuando los siguientes cambios:

Nº paneles en serie= 20, entonces:

$$V_{mp\ total} = 20 \cdot 30.2 = 604 \text{ V} \quad [\text{Ec. 2.7}]$$

$$V_{OC\ total} = V_{OC} \cdot n^{\circ} \text{ serie} = 37 \cdot 20 = 740 \text{ V} \quad [\text{Ec. 2.8}]$$

Obtendremos una tensión máxima MPP de 604 V, muy por debajo de los 750V que nos soporta el inversor modelo Ingecon Sun 100, y una tensión máxima de 740V también muy por debajo de los 900V que nos soporta el inversor, cuyas características están adjuntadas en los anexos.

La potencia pico final es:

$$P_{Pico} = I_{total} \cdot V_{mp} = 182.88 \cdot 604 = 110.459 \text{ kWp} \quad [\text{Ec. 2.9}]$$

La potencia pico de los paneles no nos supera el 5% de la potencia total, que sería el máximo admitido, ni el 25% que es el máximo admitido por el inversor, por tanto estamos en lo correcto ya que:

$$110.459 \text{ kWp} < 115 \text{ kWp} \quad [\text{Ec. 2.10}]$$

$$110.459 \text{ kWp} < 125 \text{ kWp} \quad [\text{Ec. 2.11}]$$

El número total de paneles será:

$$n^{\circ}\text{total paneles} = n^{\circ}\text{serie} \cdot n^{\circ}\text{paralelo} = 20 \cdot (12 \cdot 2) = 480 \text{ paneles ó módulos.} \quad [\text{Ec. 2.12}]$$

3. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra de la instalación.

Puesta a tierra de una instalación solar fotovoltaica

La puesta a tierra de una de las instalaciones solares fotovoltaicas se realizará de forma que no alteren las condiciones de la puesta a tierra de la red de tierras del centro de transformación, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos.

La instalación dispone de aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el campo solar fotovoltaico, que se ha realizado mediante un transformador de aislamiento galvánico incorporado al inversor.

Se considerará que las redes de tierras son independientes cuando el paso de la corriente máxima de defecto por una de ellas, no provoca en la otra diferencias de tensión, respecto a la tierra de referencia, superiores a 50 V.

Los conductores de protección unirán eléctricamente las diferentes partes metálicas de la estructura metálica de soporte, así como el inversor y cuadro general de protección de la instalación al borne principal de tierra con el fin de asegurar protección contra contactos indirectos.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la tabla.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S < 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 3.1: Sección conductores puesta a tierra

Los valores que establece esta tabla son validos ya que los conductores de protección utilizados han sido fabricados con el mismo material que los conductores activos.

Se preverá un borne principal de tierra en el que se unirán los conductores de tierra y protección.

La toma de tierra se realizará mediante la interconexión de las estructuras de soporte de las placas con las armaduras de la zapata corrida, asegurando así la

equipotencialidad de la instalación de tierra, y disminuyendo la resistencia de la misma.

Como conductor de tierra se utilizará un conductor de cobre desnudo de 50 mm² de sección.

Puesta a tierra de corriente continua

Naturaleza del terreno	Resistividad de Ohm·m
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad de Ohm·m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3000

Figura 3.1: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno (Fuente: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión)

La resistencia lineal del terreno se ha supuesto de 500 Ohm·m (terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes.)

Cada circuito llevará una protección con interruptor diferencial de 30mA de sensibilidad, ninguna masa puede alcanzar una tensión de contacto de un valor superior a 24V, por lo que la resistencia más desfavorable no podrá ser superior al valor dado por:

$$R_{m\acute{a}x} = \frac{V}{I} = \frac{24}{0.03} = 800\Omega \quad [\text{Ec 3.1}]$$

La red de tierras será independiente de la red de la compañía distribuidora.

La red de tierras se realizará mediante picas de cobre de 2m de longitud. El número de picas a utilizar vendrá condicionado por la naturaleza conductora del terreno con el fin de garantizar que $R_{p-t} < 80\Omega$.

$$\text{En el caso de picas: } R_{p-t} = \frac{\rho}{L} \quad [\text{Ec 3.2}]$$

Teniendo en cuenta que el suelo sobre el que se realizará la puesta a tierra tiene una naturaleza de terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes, $\rho = 500\Omega \cdot \text{m}$, por lo que la resistencia de una pica es:

$$R_{p-t} = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{2} = 250\Omega \quad [\text{Ec 3.3}]$$

Por lo que será necesario como mínimo un número de picas igual a:

$$n \geq \frac{250}{800} = 0.31 = 1 \text{ pica} \quad [\text{Ec 3.4}]$$

La unión de los diferentes puntos de puesta a tierra se realizará mediante cable desnudo de cobre de 35mm^2 de sección directamente enterrado.

Aún así, el número de picas se podrá determinar con exactitud y aumentar y disminuir “insitu” en función de la medida real de la resistencia de puesta a tierra en el lugar de ubicación.

Asimismo la puesta a tierra de las instalaciones será independiente de la de la compañía distribuidora.

Puesta a tierra de corriente alterna

Las tierras del lado de continua y de alterna serán separadas e independientes, según estipula el RD 1663/2000. Para la puesta a tierra del lado de alterna se dispondrá un sistema TN-C, con los transformadores puestos a tierra, al igual que el resto de instalación en alterna.

Se dispondrá un interruptor diferencial general con sensibilidad de 30 mA. Por lo tanto y considerando la instalación como local mojado se considerará que no se pueda producir tensiones de contacto mayores de 24 V.

Por lo tanto la resistencia máxima de tierra será:

$$R_{\text{máx}} = \frac{V}{I} = \frac{24}{0.03} = 800\Omega \quad [\text{Ec 3.5}]$$

Igual que en el caso de continua la red de tierras se realizará mediante picas de cobre de 2m de longitud. Con lo que el número de picas será:

$$R_{p-t} = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{2} = 250\Omega \quad [\text{Ec 3.6}]$$

$$n \geq \frac{250}{800} = 0.31 = 1 \text{ pica} \quad [\text{Ec 3.7}]$$

4. Cálculos justificativos en BT

4.1. Cálculos de cortocircuito en BT

Se conoce el valor de potencia del transformador asociado a la instalación solar fotovoltaica de 1MW, que es de 1 MVA.

Los datos que tendremos en cuenta para realizar dicho cálculo:

- Potencia del transformador..... 100 kVA
- Ucc (Tensión porcentual de cortocircuito)..... 4 %

Tomaremos como potencia base para el cálculo la del transformador de potencia (100 kVA).

Potencia de cortocircuito:

$$P_{cc} = \frac{P}{X} = \frac{0.1}{0.04} = 2.5 MVA$$

[Ec 4.1]

La corriente eficaz de cortocircuito en el lado de 400 V del transformador será:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{2.5}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 3.608 \approx 3.61 kA$$

[Ec 4.2]

4.2. Cálculo de secciones

4.2.1. Conexión entre placas y entre series de placas con el inversor

Para la interconexión entre placas solares que forman 1 serie, se utilizarán cables que tienen una sección de 4 mm², tensión 0.6/1kV y aislamiento HEPR 120 °C, designados como tipo S1ZZ-F 0.6/1kV. Este cableado entre paneles será al aire.

Cada instalación de 100 kW, se encuentra dividida físicamente en 2 ramas o calles de 50 kW, dando lugar a 2 conexiones entre el inversor y las 2 calles de 50 kW. Estas conexiones se realizarán mediante 2 circuitos (1 por calle) denominados “cableado de distribución general en corriente continua”. Cada uno de estos circuitos está formado por 2 polos, uno positivo y otro negativo, a los que se van conectando las diferentes series de cada calle.

Para el cableado de distribución general en DC de cada calle, se utilizarán cables unipolares de cobre de 150 mm² de sección, tensión 0.6/1kV y aislamiento XLPE designado como tipo RV-K 0.6/1kV 1x150 mm² Cu.

Las características más importantes dadas por el fabricante de cables son las siguientes:

Sección mm ²	Intensidad máxima admisible (A)	Resistencia máxima a 90 °C en Ω/Km	Reactancia máxima a 90 °C en Ω/Km
4	45	6.312	0.139
150	425	0.164	0.090

Tabla 4.1: Sección conductores paneles-inversor

Para el dimensionamiento de los conductores a emplear en cada tramo, se han considerado los siguientes factores:

- Caída de tensión en cada tramo.
- Intensidad admisible en servicio permanente.
- Corriente de cortocircuito máxima admisible.

a. Caída de tensión

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red elaborado por el Departamento de Energía Solar del IDAE, los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %.

Para calcular la caída de tensión en cada tramo (para el caso de corriente continua), se aplicará la siguiente fórmula:

$$CDT(\%) = 100 \cdot \frac{2 \cdot L \cdot P \cdot \rho}{U^2 \cdot S}$$

[Ec 4.3]

En la que:

CDT = caída de tensión en cada tramo, en % de la tensión en el tramo.

L = longitud del tramo, en m.

P = potencia en cada tramo, en W.

S = sección de cable elegida, en mm^2 .

U = tensión nominal de trabajo, en V.

ρ = resistividad del conductor, en $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$

A continuación se pasará a calcular las secciones de cableado para la instalación tipo de 100 kW.

El tipo de paneles solares que se instalarán tienen las siguientes características técnicas:

Datos del panel solar	$P_{\text{máx}}$ (Wp)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	$I_{\text{máx}}$ (A)	$V_{\text{máx}}$ (V)
SOLARIA S6ME230	230	8.01	37.2	7.62	30.2

Tabla 4.2: Características técnicas paneles Solaria S6M230

Donde:

$P_{\text{máx}}$ = Potencia máxima.

I_{sc} = Intensidad de cortocircuito.

V_{oc} = Tensión en vacío.

$I_{\text{máx}}$ = Intensidad máxima.

$V_{\text{máx}}$ = Tensión máxima.

Los resultados se pueden observar en la siguiente tabla:

1) Cableado de cada serie de la instalación solar fotovoltaica:

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN (máx 1,5% en CC según IDAE)									
Circuito	P (W)	I calc (A)	Int. Max admisible (A)	Nº cables paralelo	Sección (mm^2)	V (V)	L (m)	CDT (%)	CDT (%) acumulada
SERIE 1 - CALLE 1	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,486
SERIE 2 - CALLE 1	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,483
SERIE 3 - CALLE 1	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,478
SERIE 4 - CALLE 1	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,471
SERIE 5 - CALLE 1	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,460
SERIE 6 - CALLE 1	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,448
SERIE 7 - CALLE 1	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,432
SERIE 8 - CALLE 1	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,414
SERIE 9 - CALLE 1	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,394

SERIE 10 - CALLE 1	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,371
SERIE 11 - CALLE 1	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,346
SERIE 12 - CALLE 1	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,317
SERIE 13 - CALLE 2	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,486
SERIE 14 - CALLE 2	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,483
SERIE 15 - CALLE 2	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,478
SERIE 16 - CALLE 2	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,471
SERIE 17 - CALLE 2	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,460
SERIE 18 - CALLE 2	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,448
SERIE 19 - CALLE 2	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,432
SERIE 20 - CALLE 2	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,414
SERIE 21 - CALLE 2	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,394
SERIE 22 - CALLE 2	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,371
SERIE 23 - CALLE 2	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,346
SERIE 24 - CALLE 2	4.600	7,62	45	1	4	604	25,0	0,281	0,317

600,00

Tabla 4.3: Criterio caída de tensión del cálculo secciones cableado serie paneles fotovoltaicos

2) Caída de tensión en el cableado de interconexión de las series de 1 CALLE con el inversor:

NOTA: Se entiende por "TRAMO x" a la distancia del cableado de 150 mm² entre el punto de conexión de una serie de paneles con la siguiente, y así hasta llegar al inversor. Como se puede observar, como en una CALLE O RAMA hay 12 series de 20 paneles, para calcular la caída de tensión en la línea de 150 mm² Cu, se ha dividido en 12 tramos.

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN (máx 1,5% en CC según IDAE)									
Circuito	P _{máx} (W)	I _{calc} (A)	Int. Max admisible (A)	Nº cables paralelo	Sección (mm2)	V (V)	L (m)	CDT (%)	CDT (%) acumulada
TRAMO 1	4.600	7,6	363	1	150	604	8,5	0,003	0,204
TRAMO 2	9.200	15,2	363	1	150	604	8,5	0,005	0,202
TRAMO 3	13.800	22,8	363	1	150	604	8,5	0,008	0,197
TRAMO 4	18.400	30,5	363	1	150	604	8,5	0,010	0,189
TRAMO 5	23.000	38,1	363	1	150	604	8,5	0,013	0,179
TRAMO 6	27.600	45,7	363	1	150	604	8,5	0,015	0,166
TRAMO 7	32.200	53,3	363	1	150	604	8,5	0,018	0,151
TRAMO 8	36.800	60,9	363	1	150	604	8,5	0,020	0,133
TRAMO 9	41.400	68,5	363	1	150	604	8,5	0,023	0,113
TRAMO 10	46.000	76,2	363	1	150	604	8,5	0,026	0,090
TRAMO 11	50.600	83,8	363	1	150	604	8,5	0,028	0,064
TRAMO 12	55.200	91,4	363	1	150	604	10	0,036	0,036
TRAMO 13	4.600	7,6	363	1	150	604	8,5	0,003	0,204
TRAMO 14	9.200	15,2	363	1	150	604	8,5	0,005	0,202
TRAMO 15	13.800	22,8	363	1	150	604	8,5	0,008	0,197
TRAMO 16	18.400	30,5	363	1	150	604	8,5	0,010	0,189
TRAMO 17	23.000	38,1	363	1	150	604	8,5	0,013	0,179
TRAMO 18	27.600	45,7	363	1	150	604	8,5	0,015	0,166
TRAMO 19	32.200	53,3	363	1	150	604	8,5	0,018	0,151

TRAMO 20	36.800	60,9	363	1	150	604	8,5	0,020	0,133
TRAMO 21	41.400	68,5	363	1	150	604	8,5	0,023	0,113
TRAMO 22	46.000	76,2	363	1	150	604	8,5	0,026	0,090
TRAMO 23	50.600	83,8	363	1	150	604	8,5	0,028	0,064
TRAMO 24	55.200	91,4	363	1	150	604	10	0,036	0,036
	110.400						207,00		

Tabla 4.4: Criterio caída de tensión del cálculo secciones cableado ramas paneles fotovoltaicos

Se puede observar que en ningún caso la caída de tensión acumulada por tramos, supera el 1,5%, con lo que en cuanto a dimensionamiento por caída de tensión se refiere, los cables elegidos para cada tramo, son los idóneos para esta instalación.

b. Intensidad máxima admisible

En primer lugar ha de calcularse la corriente máxima en régimen permanente que el cable debe transportar, teniendo en cuenta la potencia a transmitir en cada tramo y la tensión de trabajo nominal. Teniendo en cuenta que en este punto la corriente que circula por los cables es continua, el valor de la misma se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$I_{\text{línea}} = \frac{P}{U}$$

[Ec. 4.4]

Siendo:

$I_{\text{línea}}$ = intensidad máxima de la línea en régimen permanente, en A.

P = potencia nominal acumulada en el tramo, en W.

U = tensión de trabajo nominal.

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, y más concretamente según la ITC-BT- 06, para agrupaciones de cables aislados en haz e instalados al aire, como ocurre en este caso, el factor de corrección a aplicar a la intensidad máxima admisible de los conductores, depende del número de cables agrupados:

Nº de cables	1	2	3	Más de 3
Factor de corrección	1,00	0,89	0,80	0,75

Tabla 4.5: Factor de corrección de cables agrupados según ITC-BT-06

Las características técnicas del tipo de paneles solares que se instalarán se pueden observar en el apartado anterior.

Para el dimensionamiento del cable en función de la intensidad máxima admisible, se considerará el 125 % de la intensidad de corto de un panel solar que circulará por la línea, y se comparará con la intensidad corregida máxima que soporta el cable en las condiciones de la instalación.

En las siguientes tablas se muestra un resumen de las secciones de cable elegidas para cada tramo, comprobándose que la corriente máxima permanente calculada no supera la intensidad máxima admisible corregida.

- 1) Cableado de cada serie de la instalación solar fotovoltaica: para todas las series se comprueba lo siguiente:

Circuito	I (A)	Isc (A)	Isc+25 % = I línea (A)	Int. Max admisible (A)	Sección (mm ²)	F correc. Kagrup	I correg (A)	Seccionadores
SERIE - CALLE 1 ó 2	7,62	8,01	10,0	38	4	0.80	30.4	15

Tabla 4.6: Corrientes máximas cableado serie de los paneles.

- 2) Cableado de cada calle de la instalación solar fotovoltaica:

CRITERIO TÉRMICO (CONTINUA)								
Circuito	P _{máx} (W)	Isc (A)	Isc+25% = I línea (A)	Int. Max admisible (A)	Sección (mm ²)	F correc. Kagrup	I correg (A)	Dimens. del cable
TRAMO 1	4.600	8,01	10,0	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 2	9.200	16,02	20,0	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 3	13.800	24,03	30,0	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 4	18.400	32,04	40,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 5	23.000	40,05	50,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 6	27.600	48,06	60,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 7	32.200	56,07	70,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 8	36.800	64,08	80,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 9	41.400	72,09	90,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 10	46.000	80,10	100,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 11	50.600	88,11	110,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 12	55.200	96,12	120,2	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 13	4.600	8,01	10,0	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 14	9.200	16,02	20,0	363	150	1,00	363,0	OK

TRAMO 15	13.800	24,03	30,0	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 16	18.400	32,04	40,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 17	23.000	40,05	50,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 18	27.600	48,06	60,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 19	32.200	56,07	70,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 20	36.800	64,08	80,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 21	41.400	72,09	90,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 22	46.000	80,10	100,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 23	50.600	88,11	110,1	363	150	1,00	363,0	OK
TRAMO 24	55.200	96,12	120,2	363	150	1,00	363,0	OK

Tabla 4.7: Criterio térmico cableado de cada calle-inversor

Se comprueba en todos los casos que:

$$I_{\text{max adm. corregida}} > (I_{SC} + 25\%) \quad [\text{Ec.4.5}]$$

c. Corriente de cortocircuito máxima admisible

El valor de intensidad admisible de la línea de cada serie (todas de 4 mm²), considerando los factores de corrección necesarios y la intensidad máxima de cortocircuito que se puede producir en una línea (conexión en serie de 20 paneles solares), se representa en la siguiente tabla:

I admisible (A)	45
I_{max} cortocircuito (A)	7.62

Tabla 4.8: Corriente de cortocircuito máxima tramo serie paneles

Para una sección de 4 mm² de cable, la intensidad máxima de cortocircuito para una duración de 2 segundos, es de 400 A, según lo establecido en la ITC-BT-06. Por tanto la colocación de seccionadores a la salida de cada serie de paneles, es únicamente como elemento de maniobra, ya que la línea no tiene peligro ni de sobreintensidades ni de cortocircuitos.

Para el caso del cableado de conexión de las diferentes series (cableado de 150 mm²), el valor de intensidad admisible, considerando los factores de corrección necesarios y la intensidad máxima de cortocircuito que se puede producir en estas líneas, considerando el caso más desfavorable (interconexión entre todas las series que forman 1 de las 2 calles de la instalación de 100 kW), se puede ver en la siguiente tabla:

I admisible (A)	363
I_{max} cortocircuito (A)	96.12

Tabla 4.9: Corriente de cortocircuito máxima tramo rama-inversor

Para una sección de 150 mm² de cable, la intensidad máxima de cortocircuito para una duración de 2 segundos, es de 8,8 kA, según lo establecido en la ITC-BT-06. Se comprueba que para las condiciones de instalación de este cableado, soportará en todo momento la intensidad de cortocircuito máxima calculada.

4.2.2. Conexión entre el inversor y el cuadro de medida

La conexión entre el inversor y el cuadro de medida se realizará mediante cable de cobre de tensión nominal 0,6/1 kV, y aislamiento en polietileno reticulado (XLPE). Su designación será RVK 0,6/1 kV. Irá instalado al aire.

Las secciones por las que se ha optado para el tramo entre inversor y la instrumentación de medida y sus características más importantes, en las condiciones de instalación, son las siguientes:

Sección mm ²	Intensidad máxima admisible (A)	Resistencia máxima a 90 °C en Ω/km	Reactancia máxima a 90 °C en Ω/km
95	296	0,263	0,090

Tabla 4.10: Características cableado entre inversor-medida

Para el dimensionamiento de los conductores a emplear en cada tramo, se han considerado los siguientes factores:

- Caída de tensión en cada tramo.
- Intensidad admisible en servicio permanente.
- Corriente de cortocircuito máxima admisible.

a. Caída de tensión

Para calcular la caída de tensión en este tramo, se aplicará la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

[Ec. 4.6]

En la que:

ΔU = caída de tensión en cada tramo, en V.

L = longitud del tramo en Km

R = resistencia del conductor, en Ω/km, aportada por el fabricante.

X = reactancia del conductor, en Ω/km , aportada por el fabricante.

I = intensidad en régimen permanente en cada tramo, en A.

Los resultados se pueden observar en la siguiente tabla:

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN (máx 2% en AC según IDAE)												
Circuito	P _{máx} (W)	I (A)	Int. Max admisible (A)	Sección (mm ²)	Nº cables paralelo	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	f _p	L(m)	V (V)	CDT (%)	CDT (%) acumulada
INVERSOR - Cuadro medida	110.000	158,8	296	95	1	0,263	0,090	0,9	5	400	0,09	0,19

Tabla 4.11: Criterio caída de tensión cableado inversor-medida

b. Intensidad máxima admisible

En primer lugar ha de calcularse la corriente máxima en régimen permanente que el cable debe transportar, teniendo en cuenta la potencia a transmitir en el tramo y la tensión de trabajo nominal. El valor de esta corriente se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$I_{\text{línea}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot FP} \quad [\text{Ec. 4.7}]$$

Siendo:

$I_{\text{línea}}$ = intensidad máxima de la línea en régimen permanente, en A.

P = potencia nominal a transportar por el tramo, en W.

U = tensión de trabajo nominal, 400 V.

FP = factor de potencia.

Para el dimensionamiento del cable en función de la intensidad máxima admisible, se considerará el 125 % de la intensidad de la línea, y se comparará con la intensidad corregida máxima que soporta el cable en las condiciones de la instalación.

En la siguiente tabla se muestra la sección de cable elegida, comprobándose que la corriente máxima permanente no supera la intensidad máxima admisible corregida.

CRITERIO TÉRMICO (ALTERNA)								
Circuito	P _{máx} (W)	I (A)	I + 25% (A)	Int. Max admisible (A)	Sección (mm ²)	Nº cables paralelo	F correc. Kagrup	I admisible correg (A)
INVERSOR – Cuadro medida	110.000	158,77	198,46	296	95	2	1,00	296,0

Tabla 4.12: Criterio térmico cableado inversor-medida

NOTA: Como caso más desfavorable se ha considerado que la potencia a transportar por la línea de salida del inversor al cuadro del propio inversor es la máxima del inversor (110 kW).

Se comprueba en todos los casos que:

$$I_{\text{máx adm}} \text{ corregida} > I_{\text{línea}}$$

[Ec. 4.8]

c. Corriente de cortocircuito máxima admisible

Para verificar si la sección elegida es suficiente para soportar esta corriente de cortocircuito, el fabricante propone que se cumpla la siguiente condición:

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} = k \cdot S$$

[Ec.4.9]

Donde:

I_{cc} = corriente de cortocircuito máxima a través del cable (3,61 kA).

t = duración máxima del cortocircuito (segundos).

S = sección del conductor (mm²).

k = coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de su temperatura al principio y al final del cortocircuito, siendo 142 para cables de cobre, en la hipótesis de que los conductores se hallaran inicialmente a la temperatura máxima de régimen y alcancen al final del cortocircuito la admisible.

Se supone que en ningún caso la duración del cortocircuito será mayor de 1 segundo, por lo que:

$$3610 \cdot \sqrt{1} = 142 \cdot S \quad [\text{Ec. 4.10}]$$

$$S = 25.4 \text{ mm}^2 \quad [\text{Ec. 4.11}]$$

Como se puede comprobar, la mínima sección requerida para que pueda soportar el valor de la corriente de cortocircuito, es inferior a la sección elegido, 95mm².

4.2.3. Conexión entre el cuadro de medida y el transformador

La conexión entre el cuadro de medida y el transformador, se realizará mediante tres cables unipolares de cobre de tensión nominal 0,6/1 kV, aislamiento en polietileno reticulado (XLPE), y libre de halógenos. Su designación será RZ1-K 0,6/1 kV. Irán instalados al aire en la galería de servicios del CT.

La sección por la que se ha optado y sus características más importantes son las siguientes:

Sección mm ²	Intensidad máxima admisible (A)	Resistencia máxima a 90 °C en Ω/Km	Reactancia máxima a 90°C en Ω/Km
95	245	0.263	0.090

Tabla 4.13: Características cableado medida-transformador

Para el dimensionamiento del conductor a emplear en este tramo, se han considerado los siguientes factores:

- Caída de tensión.
- Intensidad admisible en servicio permanente.
- Corriente de cortocircuito máxima.

a. Caída de tensión

Para calcular la caída de tensión en este tramo, se aplicará la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

[Ec. 4.12]

En las que:

ΔU = caída de tensión en cada tramo, en V.

I = intensidad en régimen permanente en cada tramo, en A.

L = longitud del tramo en Km.

R = resistencia del conductor, en Ω/km, aportada por el fabricante.

X = reactancia del conductor, en Ω/km, aportada por el fabricante.

Los resultados se pueden observar en la siguiente tabla:

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN (máx 2% en AC según IDAE)												
Circuito	P _{máx} (W)	I (A)	Int. Max admisible (A)	Sección (mm ²)	Nº cables paralelo	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	fp	V (V)	L (m)	CDT (%)	CDT (%) acumulada
Cuadro medida - TRAFO 100 kVA	110.000	158,8	245	95	1	0,263	0,090	0,9	400	5,0	0,09	0,09

Tabla 4.14: Criterio caída de tensión cableado medida-transformador

De acuerdo a este criterio, la línea se ha dimensionado de forma que la caída de tensión en este tramo, sea en todo momento inferior al 2%.

b. Intensidad máxima admisible

En primer lugar ha de calcularse la corriente máxima en régimen permanente que el cable debe transportar, teniendo en cuenta la potencia a transmitir en el tramo y la tensión de trabajo nominal. El valor de esta corriente se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$I_{\text{línea}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot FP}$$

[Ec. 4.13]

Siendo:

$I_{\text{línea}}$ = intensidad máxima de la línea en régimen permanente, en A.

P = potencia nominal a transportar por el tramo, en W.

U = tensión de trabajo nominal, 400 V.

FP = factor de potencia.

Para el dimensionamiento del cable en función de la intensidad máxima admisible, se considerará el 125 % de la intensidad máxima que circulará por la línea como elemento de comparación con la intensidad corregida máxima que soporta el cable en las condiciones de la instalación.

En la siguiente tabla se muestra la sección de cable elegida, comprobándose que la corriente máxima permanente no supera la intensidad máxima admisible corregida.

CRITERIO TÉRMICO (ALTERNA)								
Circuito	P _{máx} (W)	I (A)	I + 25% (A)	Int. Max admisible (A)	Sección (mm ²)	Nº cables paralelo	F correc. Kagrup	I admisible correg (A)
Cuadro medida- TRAFO 100 kVA	110.000	158,77	198,46	245	95	2	1,00	245,0

Tabla 4.15: Criterio térmico cableado medida-transformador

Se comprueba en todos los casos que:

$$I_{\text{máx adm corregida}} > (I_{\text{línea}} + 25 \%) \quad [\text{Ec.4.14}]$$

c. Corriente de cortocircuito máxima admisible

Para verificar si la sección elegida es suficiente para soportar esta corriente de cortocircuito, el fabricante propone que se cumpla la siguiente condición:

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} = k \cdot S$$

[Ec. 4.15]

Donde:

I_{cc} = corriente de cortocircuito máxima a través del cable (3,61 kA).

t = duración máxima del cortocircuito (segundos).

S = sección del conductor (mm²).

k = coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de su temperatura al principio y al final del cortocircuito, siendo 142 para cables de cobre, en la hipótesis de que los conductores se hallaran inicialmente a la temperatura máxima de régimen y alcancen al final del cortocircuito la admisible.

Se supone que en ningún caso la duración del cortocircuito será mayor de 1 segundo, por lo que:

$$3610 \cdot \sqrt{1} = 142 \cdot S \quad [\text{Ec. 4.16}]$$

$$S = 25.4 \text{ mm}^2 \quad [\text{Ec. 4.17}]$$

Esta sección se encuentra por debajo de la sección elegida, 95 mm², por lo que es correcto utilizar ésta.

5. Cálculos de media tensión.

5.1. Cálculos del centro de transformación

5.1.1. Intensidad de alta tensión

En un sistema trifásico, la intensidad primaria (I_p) viene determinada por la expresión:

$$I_p = \frac{S - W_{fe} - W_{cu}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

[Ec. 5.1]

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA.

W_{fe} = Pérdidas en el hierro en kW.

W_{cu} = Pérdidas en los arrollamientos en kW.

U = Tensión compuesta en carga del secundario en kilovoltios = 11 kV.

I_p = Intensidad primaria en Amperios.

Tomamos como valores facilitados por el fabricante:

$W_{fe} = 0,213$ kW.

$W_{cu} = 1,491$ kW.

Sustituyendo valores, tendremos que la intensidad total primaria (I_p) es de 5.16A.

5.1.2. Intensidad de baja tensión.

En un sistema trifásico la intensidad secundaria I_s viene determinada por la expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

[Ec. 5.2]

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA.

U = Tensión compuesta en carga del secundario en kilovoltios = 0.4 kV.

I_s = Intensidad secundaria en Amperios.

La intensidad secundaria será de 144 A.

Las densidades de corriente resultantes para el primario y secundario se comprueban inferiores a las admisibles por los equipos, aparamenta y líneas instaladas tanto en alta como en baja tensión.

5.2. Corrientes de Cortocircuitos en el transformador.

Observaciones.

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito se determina una potencia de cortocircuito de 350 MVA en la red de distribución, dato proporcionado por la Compañía suministradora.

5.2.1. Corrientes de Cortocircuito en el lado de baja tensión

La corriente de cortocircuito trifásico en bornes de baja tensión de un transformador se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I_{ccp} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_2} \cdot \frac{100}{u_{cc}(\%)}$$

[Ec. 5.3]

Siendo:

S_n = Potencia aparente del transformador = 100 kVA

U_2 = Tensión de la línea en el secundario a plena carga = 0,4 kV.

U_{cc} = Tensión de cortocircuito del transformador = 4%

Por lo que sustituyendo para cada uno de los transformadores y prescindiendo de la impedancia de la red, tendremos que la intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión será de 3,61 kA.

El cuadro de baja tensión se encuentra a escasos metros del transformador, no presentando ningún inconveniente respecto al poder de corte de los fusibles de protección de BT.

5.2.2. Corrientes de cortocircuito en el lado de alta tensión

Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de alta tensión:

$$I_{ccs} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

[Ec. 5.4]

Siendo:

S_{cc} = Potencia de cortocircuito de la red en MVA.

U = Tensión primaria en kV.

I_{ccs} = Intensidad de cortocircuito primaria en kA.

Utilizando la fórmula expuesta anteriormente y sustituyendo valores, tendremos:

Potencia de cortocircuito de la red (MVA)	U (kV)	I _{ccs} (kA)
350	11	18.37

Tabla 5.1: Corriente cortocircuito transformador

Dispondremos de un fusible de protección para la línea de 25 kA y un límite térmico en el embarrado de 20 kA ef.

5.3. Dimensionado del embarrado.

El embarrado de las celdas SM6 de Schneider Electric está constituido por tramos rectos de tubo de cobre recubiertas de aislamiento termorretráctil.

Las barras se fijan a las conexiones al efecto existentes en la parte superior del cárter del aparato funcional (interruptor-seccionador o seccionador en SF6). La fijación de barras se realiza con tornillos M8.

La separación entre las sujeciones de una misma fase y correspondientes a dos celdas contiguas es de 375 mm. La separación entre barras (separación entre fases) es de 200 mm.

Características del embarrado:

- Intensidad nominal 630 A.

- Límite térmico 1 seg. 20 kA ef.
- Límite electrodinámico 50 kA cresta.

Por tanto, hay que asegurar que el límite térmico es superior al valor eficaz máximo que puede alcanzar la intensidad de cortocircuito en el lado de Alta Tensión.

5.3.1. Comprobación por densidad de corriente.

Para la intensidad nominal de 630A el embarrado de las celdas es de tubo de cobre de diámetro exterior de diámetro 40 mm. y con un espesor de 20 mm., lo que equivale a una sección de 942 mm².

La densidad de corriente es:

$$d = \frac{630}{942} = 0.67 \frac{A}{mm^2}$$

[Ec. 5.5]

Según normativa DIN se tiene que para una temperatura ambiente de 35°C y del embarrado a 65°C, la intensidad máxima admisible es de 548 A para un diámetro de 20 mm. y de 818 A para diámetro de 32 mm, lo cual corresponde a las densidades máximas de 3,42 y 2,99 A/mm² respectivamente. Con estos valores se obtendría una densidad máxima admisible de 3,29 A/mm² para el embarrado de diámetro de 24, valor superior al calculado (0,67 A/mm²). Con estos datos se garantiza el embarrado de 630 A y un calentamiento de 30°C sobre la temperatura ambiente.

5.3.2. Comprobación por sollicitación electrodinámica.

Para el cálculo consideramos un cortocircuito trifásico de 20 kA eficaces y 50 kA cresta.

El esfuerzo mayor se produce sobre el conductor de la fase central, conforme a la siguiente expresión:

$$F = 13.85 \cdot 10^{-7} \cdot f \cdot \frac{I_{cc}^2}{d} \cdot L \cdot \left(\sqrt{1 + \frac{d^2}{L^2}} - \frac{d}{L} \right)$$

[Ec. 5.6]

Siendo:

F = Fuerza resultante en N.

f = coeficiente en función de $\cos \varphi$ de la línea, siendo f=1 para $\cos \varphi=0$. I_{cc} = intensidad máxima de cortocircuito = 20kA eficaces.

d = separación entre fases = 0,2 metros.

L = longitud tramos embarrado = 375 mm.

Y sustituyendo, F = 623,25 N.

Esta fuerza está uniformemente repartida en toda la longitud del embarrado, siendo la carga:

$$q = \frac{F}{L} = 1.66 \frac{kg}{mm}$$

[Ec. 5.7]

Cada barra equivale a una viga empotrada en ambos extremos, con carga uniformemente repartida.

El momento flector máximo se produce en los extremos, siendo:

$$M_{máx} = \frac{q \cdot L^2}{12} = 19476 \text{ kg} \cdot \text{mm}$$

[Ec. 5.8]

El embarrado tiene un diámetro exterior D=40 mm. y un diámetro interior d=20 mm.

El módulo resistente de la barra es:

$$w = \frac{\pi}{32} \left(\frac{D^4 - d^4}{D} \right) = \frac{\pi}{32} \left(\frac{24^4 - 18^4}{24} \right) = 5890,5 \text{ mm}^3$$

[Ec. 5.9]

La fatiga máxima es:

$$r_{m\acute{a}x} = \frac{M_{m\acute{a}x}}{w} = \frac{19476}{5890,5} = 3,3 \frac{kg}{mm^2}$$

[Ec. 5.10]

Para la barra de cobre deformada en frío tenemos:

$$r = 19 \text{ kg/mm}^2. \gg r_{m\acute{a}x}. \quad [\text{Ec. 5.11}]$$

y por lo tanto, existe un gran margen de seguridad.

5.3.3. Cálculo por solicitud térmica. Sobreintensidad térmica admisible.

La sobreintensidad máxima admisible durante un segundo se determina de acuerdo con CEI 60298 por la expresión:

$$S = \frac{I}{\alpha} \cdot \sqrt{\frac{t}{\delta\theta}}$$

[Ec. 5.12]

Siendo:

S = sección de cobre en $\text{mm}^2 = 942 \text{ mm}^2$.

$\alpha = 13$ para el cobre.

t = tiempo de duración del cortocircuito en segundos.

I = Intensidad eficaz en Amperios.

$\delta\theta = 150^\circ$ para conductores inicialmente a t^a ambiente.

Si reducimos este valor en 30°C por considerar que el cortocircuito se produce después del paso permanente de la intensidad nominal, y para $I = 20 \text{ kA}$:

$$\delta\theta = 150^\circ$$

$$t = \delta\theta \cdot \left(\frac{S \cdot \alpha}{I}\right)^2 \quad [\text{Ec. 5.13}]$$

Y sustituyendo:

$$t = 150 \cdot \left(\frac{942 \cdot 13}{20000}\right)^2 = 56.2s \quad [\text{Ec. 5.14}]$$

Por lo tanto, y según este criterio, el embarrado podría soportar una intensidad de 20 kA eficaces durante más de un segundo.

5.4. Selección de las protecciones de alta tensión

Los cortacircuitos fusibles son los limitadores de corriente, produciéndose su fusión, para una intensidad determinada, antes que la corriente haya alcanzado su valor máximo. De todas formas, esta protección debe permitir el paso de la punta de corriente producida en la conexión del transformador en vacío, soportar la intensidad en servicio continuo y sobrecargas eventuales y cortar las intensidades de defecto en los bornes del secundario del transformador.

Como regla práctica, simple y comprobada, que tiene en cuenta la conexión en vacío del transformador y evita el envejecimiento del fusible, se puede verificar que la intensidad que hace fundir al fusible en 0,1 segundo es siempre superior o igual a 14 veces la intensidad nominal del transformador.

La intensidad nominal de los fusibles se escogerá por tanto en función de la potencia del transformador a proteger.

Intensidad nominal del fusible de A.T. 10 A

5.5. Ajuste del dispositivo térmico o de los relés

El dispositivo térmico se ajustará como máximo conforme a los siguientes valores de temperatura, tomando como temperatura máxima ambiente de 40 °C.

- Transformadores en baño de aceite o silicona:
 - 1) Alarma 90°C.
 - 2) Disparo 100°C.

Los relés de sobreintensidad, si los hubiera, se ajustarán conforme a los siguientes valores y tiempos de actuación, procurando mantener la selectividad con las protecciones aguas arriba y aguas abajo.

- Relé de sobreintensidad de fase (50-51):
 - 3) Intensidad de arranque un 40 % por encima de la intensidad primaria.
 - 4) Curva Inversa según IEC, con índice de tiempo o factor $K = 0.1$.

Disparo Instantáneo por encima del valor de la corriente de inserción de los transformadores y del valor de la intensidad debida a un cortocircuito en el lado de

baja tensión, y por debajo de la corriente de cortocircuito primaria. Por lo general se ajustará a 22 veces la intensidad nominal para potencias hasta 1000 kVA, y a 18 veces para potencias superiores.

- Relé se sobreintensidad de tierra (50N-51N):
 - 5) Intensidad de arranque al 40 % de la intensidad de arranque de fase para potencias hasta 1000 kVA y al 20 % para potencias superiores.
 - 6) Curva Inversa según IEC, con índice de tiempo o factor $K = 0.1$.
 - 7) Disparo Instantáneo ajustado a 4 veces la intensidad de arranque de tierra.

5.6. Dimensiones del pozo apagafuegos

El foso de recogida de aceite tiene que ser capaz de alojar la totalidad del volumen de agente refrigerante que contiene el transformador en caso de su vaciamiento total.

Para un transformador de potencia de 100 kVA, el volumen mínimo del foso de recogida de aceite deberá ser de 170 litros.

Dado que el foso de recogida de aceite del prefabricado será de 12.985 m³, 1298.5 litros para cada transformador, no habrá ninguna limitación en este sentido.

5.7. Cálculo de la puesta a tierra del centro de transformación

Según el tipo de terreno donde se van a instalar los centros de transformación, se determina una resistividad media superficial = 500 Ωm .

5.7.1. Tierra de protección

Se conectarán a este sistema las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero puedan estarlo a consecuencia de averías o causas fortuitas, tales como los chasis y los bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas y carcasas de los transformadores.

Para los cálculos a realizar emplearemos las expresiones y procedimientos según el "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría", editado por UNESA, conforme a las características del centro de transformación objeto del presente cálculo. Se seguirán los siguientes pasos:

- 1) Elección de una configuración de las posibles según UNESA

Se elige la siguiente configuración, que en principio se adapta a la geometría del centro de transformación:

Rectángulo de 7 m x 3,5 m, enterrado a 0,5 m, con 4 picas de 2 metros cada una. Sus características son:

Kr	Kp	Kc	Código UNESA
0.078	0.0171	0.0376	70-35/5/42

Tabla 5.2: Configuración tierra de protección

2) Cálculo de la resistencia de esa configuración de tierras

$$R_t = K_r \cdot \rho = 0.078 \cdot 500 = 39\Omega \quad [\text{Ec. 5.15}]$$

3) Cálculo de la intensidad de defecto

La intensidad de defecto se establece mediante la siguiente fórmula:

$$I_d = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (w \cdot C_A \cdot L_A + w \cdot C_C \cdot L_C)}{\sqrt{1 + (w \cdot C_A \cdot L_A + w \cdot C_C \cdot L_C)^2 \cdot (3 \cdot R_t)^2}}$$

[Ec. 5.16]

Donde:

U = tensión compuesta de la red (1100V)

Id = corriente de defecto máxima (A)

C_A = capacidad homopolar de la línea aérea (6000 μF/km)

L_A = longitud total de líneas aéreas AT subsidiarias de la misma transformación AT/AT (17 km)

C_C = capacidad homopolar de los cables subterráneos (477000 μF/km)

L_C = Longitud total de los cables subterráneos de MT subsidiarios de la misma transformación AT/MT (1.5km)

R_t = resistencia de puesta a tierra de protección del centro (39Ω)

El resultado de Id es de 162,84 A.

4) Cálculo de la tensión de defecto

$$U_d = I_d \cdot R_t = 162.84 \cdot 39 = 6350.76V \quad [\text{Ec. 5.17}]$$

5) Cálculo de las tensiones de paso exterior y de paso de acceso y contacto exterior admisibles

La tensión de paso exterior admisible se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$V_{paso^{adm.}} = \frac{10 \cdot K}{t''} \left(1 + \frac{6\rho}{1000} \right) = 5760V \quad [\text{Ec. 5.18}]$$

La tensión de paso de acceso y contacto exterior admisible se calcula con:

$$V_{p-acceso^{adm.}} = \frac{10 \cdot K}{t''} \left(1 + \frac{3\rho + 3\rho_s}{1000} \right) = 16560V \quad [\text{Ec. 5.19}]$$

Según MIE-RAT 13, el cociente entre K y t_n , es la tensión máxima aplicable al cuerpo humano, entre mano y pies, siendo:

t = duración de la falta en segundos, (0.5s)

K y n = constantes en función del tiempo. Para un tiempo de despeje de la falta de 0,5 seg, K=72 y n=1.

6) Cálculo de la tensión de paso según la configuración de tierras elegida

$$V_{paso^{calc.}} = K_p \cdot \rho \cdot I_d = 0.0171 \cdot 500 \cdot 162.84 = 1392.28V \quad [\text{Ec. 5.20}]$$

7) Comprobación de la viabilidad de la configuración elegida

Se comprueba que:

$$V_{paso^{calc.}} < V_{paso^{adm.}} \quad [\text{Ec. 5.21}]$$

$$V_{p-acceso^{calc.}} = U_d < V_{p-accseo^{adm.}} \quad [\text{Ec. 5.22}]$$

$$U_d < V_{BT} = 10kV \quad [\text{Ec. 5.23}]$$

La configuración elegida (70-35/5/42 según UNESA) es válida para este tipo de centros de transformación y cumple con los requisitos mínimos establecidos.

NOTA: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros K_r y K_p de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los característicos para la configuración elegida.

8) Cálculo de la separación entre las tierras de protección y servicio del CT.

Con objeto de garantizar que el sistema de puesta a tierra de servicio no alcance tensiones elevadas cuando se produce un defecto, existirá una distancia de separación mínima, entre los electrodos de los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio, que se calcula mediante esta fórmula:

$$D \geq \frac{\rho \cdot I_d}{2000 \cdot \pi} = 12.95m$$

[Ec. 5.24]

Donde:

I_d = corriente de defecto máxima calculada (A)

ρ = resistividad del terreno (Ωm)

5.7.2. Tierra de servicio

Se conectarán a este sistema el neutro del transformador.

1) Elección de una configuración de las posibles según UNESA

Se elige la siguiente configuración:

Picas en hilera unidas por un conductor horizontal, con 3 picas de 2 metros de longitud cada una y 3 metros de separación entre ellas.

Sus características son:

Kr	Kp	Código UNESA
0.135	0.0252	5/32

Tabla 5.3: Configuración tierra de servicio

2) Cálculo de la resistencia de esa configuración de tierras

$$R_t = K_r \cdot \rho = 0.135 \cdot 500 = 67.5\Omega \quad [\text{Ec. 5.25}]$$

3) Comprobación de la configuración elegida

El valor de la resistencia de puesta a tierra de este electrodo deberá ser inferior a 80Ω .

Con este criterio se consigue que un defecto a tierra en una instalación de Baja Tensión protegida contra contactos indirectos por un interruptor diferencial de

sensibilidad 300 mA., no ocasione en el electrodo de puesta a tierra una tensión superior a 24 Voltios ($=80 \times 0,300$).

Como el valor de la resistencia de la puesta a tierra de servicio es inferior a los 80Ω , se comprueba la viabilidad de esta tierra.

Por seguridad, se añadirá una placa de cobre al conjunto de 3 picas alineadas, logrando así reducir el valor de la resistencia de puesta a tierra.

6. Estudio económico

Se ha elaborado el estudio económico dividido en los siguientes apartados:

- Presupuesto ESS
- Presupuesto total
- Ganancias por producción estimada
- Comparación tarifas
- Rentabilidad

6.1. Presupuesto ESS

El presupuesto del estudio de seguridad y salud hace referencia a una instalación tipo de 100 kWp y ha sido dividida en diferentes capítulos de la siguiente forma:

PRESUPUESTO SEGURIDAD Y SALUD INSTALACIÓN 100kW				
CAPITULO 1		Protecciones individuales		
Referencia	Descripción	Nº Unidades	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
1.1	Casco de seguridad	8	2,49	19,92
1.2	Pantalla de soldador	2	11,41	22,82
1.3	Gafas antiproyecciones	8	1,22	9,76
1.4	Gafas sopletero	2	4,48	8,96
1.5	Mascarillas de papel	50	0,13	6,50
1.6	Protectores auditivos tipo tapón	25	0,14	3,50
1.7	Protectores auditivos tipo orejeras	25	9,02	225,50
1.8	Arnés anticaídas	5	45,44	227,20
1.9	Accesorios arnés anticaídas	5	15,00	75,00
1.10	Cinturón antivibratorio	5	13,81	69,05
1.11	Par de guantes protección mecánica	8	1,05	8,40
1.12	Par de guantes de soldador	2	2,04	4,08
1.13	Par de guantes de electricista clase II	2	38,70	77,40
1.14	Calzado de puntera reforzada	8	17,65	141,20
1.15	Calzado electricista	2	44,45	88,90
1.16	Calzado de agua	5	6,32	31,60
1.17	Chaqueta soldador	2	32,37	64,74

1.18	Pantalones soldador	2	24,92	49,84
1.19	Par de manguitos soldador	2	4,83	9,66
1.20	Mandil soldador	2	7,00	14,00
1.21	Buzo de trabajo	5	11,76	58,80
Total capítulo 1 (€)		1216,83		
CAPITULO 2		Protecciones colectivas		
2.1	Mamparas antiproyecciones	4	60,10	240,4
2.2	Mano de obra mantenimiento y reposición protecciones	25 (horas)	15,03	375,75
2.3	Carteles indicativos de riesgo	15	1,50	22,5
2.4	Extintores	5	70,00	350
Total capítulo 2 (€)		988,65		
CAPITULO 3		Medicina preventiva y primeros auxilios		
3.1	Botiquín	1	54,00	54,00
3.2	Reposición material de curas	8	15,03	120,24
3.3	Camillas	1	45,08	45,08
3.4	Teléfono móvil emergencias	90 (días)	3,01	270,90
Total capítulo 3 (€)		490,22		
CAPITULO 4		Vigilancia y formación		
4.1	Formación en seguridad	15 (horas)	15,03	225,45
4.2	Reuniones de seguridad	20 (horas)	15,03	300,6
4.3	Control y aseguramiento de seguridad	2 (meses)	1500,00	3000
Total capítulo 4 (€)		3526,05		
CAPITULO 5		Presupuesto Total		
CAPITULO 1: PROTECCIONES INDIVIDUALES			1.216,83 €	
CAPITULO 2: PROTECCIONES COLECTIVAS			988,65 €	
CAPITULO 3: MEDICINA PREVENTIVA Y PRIMEROS AUXILIOS			490,22 €	
CAPITULO 4: VIGILANCIA Y FORMACIÓN			3.526,05 €	
PRESUPUESTO TOTAL			6.221,75 €	

Tabla 6.1: Presupuesto estudio de seguridad

ASCIENDE EL PRESENTE PRESUPUESTO A LA EXPRESADA CANTIDAD DE **SEIS MIL DOSCIENTOS VEINTIUN EUROS CON SETENTA Y CINCO CÉNTIMOS.**

6.2. Presupuesto total

Para establecer el presupuesto total de la inversión inicial se ha efectuado el estudio primeramente de una instalación tipo de 100kW y posteriormente el estudio del alcance presupuestario total de toda la instalación de 1MW. Quedando dividida de la siguiente forma:

6.2.1. Presupuesto total instalación tipo 100kWp

La inversión inicial de cada una de las instalaciones de 100 kW desarrollada según todo lo necesario, queda definida en la siguiente tabla:

PRESUPUESTO INSTALACIÓN 100kW				
CAPITULO 1		Montaje electromecánico		
Referencia	Descripción	Nº Unidades	Precio unitario	Precio Total
1.1	Canalización subterránea para la conducción de los conductores BT en corriente continua, enterrados bajo tubos de 110 mm de diámetro.	24	175	4.200,00 €
1.2	Zapata corrida para la sujección de las estructuras soporte de las placas. Incluye excavación, armaduras y cimentación in situ.	400	63	25.200,00 €
1.3	Suministro edificio prefabricado de hormigón monobloque marca Schneider Electric, modelo EHC 24 6T2D , con espacio para dos transformadores y dos inversores. Dimensiones aproximadas: 6.440 x 2.500 x 3.300 mm. Totalmente instalado, incluyendo la colocación. (Diseñado para alojar los equipos necesarios para 2 instalaciones solares FV de 100 kW cada una)	0,5	10516	5.258,00 €
1.4	Ud. Excavación de un foso de dimensiones 7.000 x 3.500 mm. para alojar el edificio prefabricado, con un lecho de arena nivelada de 150 mm. (quedando una profundidad de foso libre de 550 mm.) y acondicionamiento perimetral una vez montado.	1	1150	1.150,00 €
Total capítulo 1		35.808,00 €		
CAPITULO 2		Montaje electromecánico		
2.1		Baja tensión		

2.1.1	Suministro de conductor de cobre S1ZZ-F 0,6/1kV de 1X4 mm2. Incluyendo todas las operaciones y pruebas necesarias. Incluso con aportación de pequeño material.	600 m	1,523	913,99 €
2.1.2	Suministro de conductor de aluminio RV-K 0,6/1 KV de 1x150 mm2. Incluyendo todas las operaciones y pruebas necesarias. Incluso con aportación de pequeño material como collarines, prensas, terminales, punteras, etc. Pequeño material.	217m	5,55	1.204,35 €
2.1.3	Suministro de conductor de cobre RZ1-K 0,6/1 KV de 1x95 mm2. Incluyendo todas las operaciones y pruebas necesarias. Incluso con aportación de pequeño material como collarines, prensas, terminales, punteras, etc. Pequeño material.	10m	3,73	37,30 €
2.1.4	Armario metálico Himel CRSX	1	339,6	339,60 €
2.1.5	Interruptor automático modelo C32H-DC	1	74,58	74,58 €
2.1.6	Limitador de sobretensión. Modelo PRD clase II	1	160,45	160,45 €
2.1.7	Medidor digital UM 100	1	272,4	272,40 €
2.1.8	Medidor de corriente Hawkeye serie 970	1	80,25	80,25 €
2.1.9	Interruptor automático Compact NS160 DC			
2.1.9.1	NS160DC- 30417	1	739	739,00 €
2.1.9.2	Relé Tmigo DC - 30445	1	533	533,00 €
2.1.10	Interruptor magnetotérmico NS250			
2.1.10.1	NS250N 4p - 31408	1	1018	1.018,00 €
2.1.10.2	Relé STR22SE - 31480	1	840	840,00 €
2.1.11	Interruptor Ac en carga INTERPACT INS 630/2500	1	480	480,00 €
2.1.12	Central de medida PM800	1	139	139,00 €
2.1.13	Analizador de redes CM4000	1	8672	8.672,00 €
2.1.14	Protección MT SEPAM SERIE 40	1	2640	2.640,00 €
2.2		Montaje paneles		
2.2.1	Montaje del total de paneles solares de 1 instalación solar FV de 100 kW, sobre las estructuras fijas de soporte.	1	5500	5.500,00 €
2.3		Centro de transformación		

2.3.1	Suministro conjunto de Celdas compactas con aislamiento y corte en SF6, para 20 kV, del tipo 2L+2P. Compuesta por 2 funciones de protección de línea, y 2 de protección de transformador con ruptofusible, incluidos los fusibles. Mando manual. (Válido para 2 instalaciones solares FV de 100 kW)	0.5	6250	3.125,00 €
2.3.2	Transformador llenado integral, UNE 21428, de interior y en baño de aceite mineral, de bajas pérdidas. Características: - Potencia nominal: 100 kVA. - Relación: 11/0,4 KV. y demás características según memoria. Instalado.	1	4900	4.900,00 €
2.3.3	Ud. Juego de puentes III de cables AT unipolares de aislamiento seco RHZ1 , aislamiento 8,7/15 kV, de 240 mm ² en Al con sus correspondientes elementos de conexión.	1	774.42	774,42 €
2.3.4	Ud. Juego de puentes de cables BT unipolares de aislamiento seco 0.6/1 kV de Al, de 1x240mm ² para las fases y de 1x240mm ² para el neutro y demás características según memoria.	1	383.81	383,81 €
2.3.5	Ud. Punto de luz incandescente adecuado para proporcionar nivel de iluminación suficiente para la revisión y manejo del centro, incluidos sus elementos de mando y protección, instalado.	2	637,61	637,61 €
2.3.6	Ud. Punto de luz de emergencia autónomo para la señalización de los accesos al centro, instalado.	1	160,95	160,95 €
2.4		Red media tensión		
2.4.1	Conductor RHZ1 8,7/15 kV (1x240) mm ² Al. Suministro, tendido y conexionado de cable de aluminio unipolar RHZ1 8,7/15 kV de 240 mm ² de sección, con aislamiento en XLPE de 16 mm de espesor, con aportación de personal, gastos de tendido en zanja y/o bajo tubo según corresponda, rodillos para tendido, gastos de transporte de material, cintillos de fijación, incluida su colocación y accesorios. Incluyendo suministro y realización de empalmes y terminales de cables, adecuados al nivel de tensión.	350m	12,31	4.308,50 €

2.4.2	Ejecución de metro lineal de zanja de dimensiones máximas 1.00x1.20 m para canalizaciones eléctricas, incluso excavación, carga y transporte del material a vertedero y canon de vertido, relleno con material granular y procedente de la propia excavación según planos y compactación. Incluso cinta de señalización y placas de protección y repercusión de arquetas de registro.	350m	27,45	9.607,50 €
2.5		Puesta a tierra		
2.5.1	Ud. Red de puesta a tierra de protección para Centro de Transformación tipo, código UNESA 70-35/5/42, incluyendo 4 picas de 2 m. de longitud, cable de cobre desnudo de 50 mm ² , y elementos de conexión, instalado, según se describe en proyecto. (Esta red de puesta a tierra, la comparten 2 instalaciones solares FV de 100 kW).	0,5	7500	7.500,00 €
2.5.2	Ud. Red de puesta a tierra de servicio para Centro de Transformación tipo, código UNESA 3/52, formada por cable de 50mm ² de Cu desnudo, con sus conexiones y cajas de seccionamiento, instalado, según memoria. (Esta red de puesta a tierra, la comparten 2 instalaciones solares FV de 100 kW).	0,5	4125	4.125,00 €
2.5.3	Pequeño material para la conexión a la armadura de las cimentaciones, de las estructuras soporte de los paneles solares. Así como cableado de cobre aislado 6/10 kV de 50 mm ² , de interconexión entre las cimentaciones y el centro de transformación asociado.	2	250	250,00 €
Total capítulo 2		59.416,71 €		
CAPITULO 3		Equipos		
3.1	Módulos solares fotovoltaicos necesarios para completar instalaciones solares de 110,46 kWp de potencia.	1	409294	409.294 €
3.2	Inversor de conexión a red eléctrica de 100 KW de la casa INGETEAM, modelo INGON SUN-100 con teclado y display LCD para monitorización de datos, LEDs indicadores de parámetros. Incluye control de parámetros conforme al RD 1663/2000. Totalmente instalado, incluido material auxiliar.	1	24500	24.500 €

3.3	Estructura metálica fija de acero galvanizado para la sujeción de las placas solares. Incluido tuercas remachables, sujecciones y montaje.	24	1250	30.000 €
3.4	Fijadores laterales de aluminio de paneles a estructura metálica y tornillería	1920	3,25	6.240 €
3.5	Sistema de monitorización	1	1500	1.500 €
Total capítulo 3		471.534 €		
CAPITULO 4		Ingeniería		
4.1	Estudio de seguridad y salud	1	6221,75	6.221,75 €
4.2	Proyecto ejecutivo	1	4450	4.450,00 €
4.3	Dirección de obra	1	4450	4.450,00 €
Total capítulo 4		15.121,75 €		
CAPITULO 5		Coste terreno		
5	Precio terreno de Pineda de mar	200 m ²	100	20.000,00 €
Total capítulo 5		334.287,00 €		
CAPITULO 6		Presupuesto Total		
6.1		Presupuesto total instalación 100kW		
CAPITULO 1: OBRA CIVIL		35.808,00 €		
CAPITULO 2: MONTAJE ELECTROMECAÁNICO		59.416,71 €		
CAPITULO 3: EQUIPOS		471.534,00 €		
CAPITULO 4: INGENIERÍA		15.121,75 €		
CAPITULO 5: TERRENO		20.000,00 €		
PRESUPUESTO TOTAL		601.880,46 €		
ASCIENDE EL PRESENTE PRESUPUESTO A LA EXPRESADA CANTIDAD DE SEISCIENTOS Y UN MIL, OCHOCIENTOS OCHENTA CON CUARENTA Y SEIS EUROS, IVA INCLUIDO.				

Tabla 6.2: Presupuesto instalación tipo de 100kW de potencia nominal.

6.2.2. Presupuesto total instalación 1MW

La inversión total de todo el parque fotovoltaico es la siguiente:

6.2	Unidades	Presupuesto total instalación 1MW
CAPITULO 1: OBRA CIVIL	10	358.080,00 €
CAPITULO 2: MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	10	594.167,10 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		952.247,10 €
CAPITULO 3: EQUIPOS	10	4.715.340,00 €
CAPITULO 4: INGENIERÍA	10	1.512.175,00 €
CAPITULO 5: TERRENO	10	200.000,00 €

PRESUPUESTO TOTAL	6018804,60 €
<p>ASCIENDE EL PRESENTE PRESUPUESTO A LA EXPRESADA CANTIDAD DE SEIS MILLONES, UN MIL OCHOCIENTOS OCHENTA Y CUATRO CON SESENTA EUROS, IVA INCLUIDO.</p>	

Tabla 6.3: Presupuesto instalación de 1MWn

6.3. Ganancias por producción estimada

Con la producción estimada anual ya calcula en este anexo podemos hacer una estimación de las ganancias que tendremos aplicando la tarifa a la que nos acogemos. Los valores calculados son los siguientes:

INSTALACIÓN TIPO DE 100 kWp			
Producción estimada anual(kWh)	Precio kWh según tarifa regulada por el RD (c€/kWh)	Ganancias anuales por producción EE(€)	Ganancias a los 25 años por producción EE(€)
149116	45,5134	67867,7615	1696694,039
INSTALACIÓN TOTAL DE 1MW			
Producción estimada anual(kWh)	Precio kWh según tarifa regulada por el RD (c€/kWh)	Ganancias anuales por producción EE(€)	Ganancias a los 25 años por producción EE(€)
1491160	45,5134	678677,6154	16966940,39

Tabla 6.4: Ganancias por producción eléctrica según tarifa normalizada

Según el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para las instalaciones de la categoría b) del artículo 2 la tarifa correspondiente el precio del kWh es de 45,5134 c€/kWh para los primeros 25 años, por tanto hemos basado nuestro estudio para este periodo inicial de 25 años puesto que la inversión ya estará totalmente rentabilizada.

6.4. Comparación tarifas

Para realizar la comparativa entre las dos tarifas a las que nos podríamos acoger tenemos que hacer un nuevo estudio presupuestario de la inversión inicial para el caso de una instalación de potencia comprendida entre $100\text{kW} < P \leq 10\text{ MW}$.

Las únicas modificaciones a realizar serán la construcción de un único centro de transformación y un único transformador de potencia 1000 MVA, dando como resultado económico el siguiente:

Inversión inicial instalación tarifa P≤100kW	6018804,60 €
Sustitución de los 5 CTs y los 10 transformadores de 100 MVA	-101580 €
Coste CT más transformador 1000MVA	27061 €
Inversión inicial instalación tarifa 100kW<P≤10 MW	5.944.285,60 €

Tabla 6.5: Diferencia de inversión inicial según tarifa

Inicialmente la tarifa de P≤100kW requiere una mayor inversión de 74519€

6.5. Rentabilidad

Para calcular la rentabilidad del proyecto seguiremos la siguiente fórmula:

$$\text{inversión inicial} + (\text{años para amortización} \cdot \text{gastos anuales}) - (\text{años para amortización} \cdot \text{ingresos anuales}) = 0$$

[Ec. 6.1]

Teniendo en cuenta que los gastos anuales son los siguientes:

GASTOS GENERALES ANUALES	
Poliza de seguros	2.000 €
Servicio de vigilancia	2.500 €
Arrendamiento de terreno	700 €
Gastos generales (agua, luz, limpieza, combustibles, etc.)	500 €
Servicio de gestión integral	5.000 €
TOTAL	10.700 €

Tabla 6.6: Gastos anuales

Las ganancias previstas por la producción de energía eléctrica en los primeros 25 años asciende a 16.966.940,39€ y el coste inicial a 7.279.762,10 € con lo que en un periodo de 10 años y 8 meses ya estará la instalación amortizada. A partir de entonces

teniendo en cuenta los gastos generales por mantenimiento, el resto serán ganancias quedando definido de la siguiente manera:

AMORTIZACIÓN INSTALACIÓN				
Presupuesto inicial	Ganancias previstas anuales	Gastos anuales	Tiempo de amortización	Ingresos previstos a los 25 años
6018804,60 €	678.677,62 €	10.700 €	9 años	10.680.635,90 €

Tabla 6.1: Amortización e ingresos a los 25 años