

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
UNIVERSIDAD DE SEVILLA



MEMORIA DE CÁLCULO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE POTENCIA NOMINAL 100 KW SOBRE CUBIERTA

MANUEL GABRIEL VIZCAÍNO BARRIOS
PROYECTO FINAL DE CARRERA

2. MEMORIA DE CÁLCULO.

1.	CONFIGURACIÓN, DIMENSIONADO Y PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	3
1.1.	Cálculo de módulos fotovoltaicos.	3
1.2.	Cálculo de sombras.....	3
1.3.	Performance Ratio de la instalación.	6
1.4.	Tabla de producción.....	8
2.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	10
2.1.	Cálculo de secciones.....	10
2.2.	Cálculo del cableado eléctrico.	13
2.3.	Selección de la aparamenta eléctrica.....	18
2.4.	Toma de tierra.	19
3.	CÁLCULOS MECÁNICOS.....	21
3.1.	Consideraciones y premisas de cálculo de la estructura.	21
3.2.	Cálculo de la estructura.	23
3.3.	Bases de cálculo.	24

1. CONFIGURACIÓN, DIMENSIONADO Y PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN.

1.1. Cálculo de módulos fotovoltaicos.

La instalación se caracteriza por medio de su potencia nominal (P_n) que es la suma de las potencias nominales de los inversores.

Se ha elegido el inversor SUNNY TRIPOWER 25000TL, que tiene una potencia máxima de entrada de 25550W con una eficiencia europea mínima de 98,1%.

Para obtener la potencia de 100kW se requerirán 4 inversores.

En cuanto a los módulos fotovoltaicos se ha escogido el modelo ISF-255 ISOFOTON. Para determinar el número de módulos necesarios dividimos la potencia total de la instalación por la del módulo, obteniendo así el número de unidades requeridas.

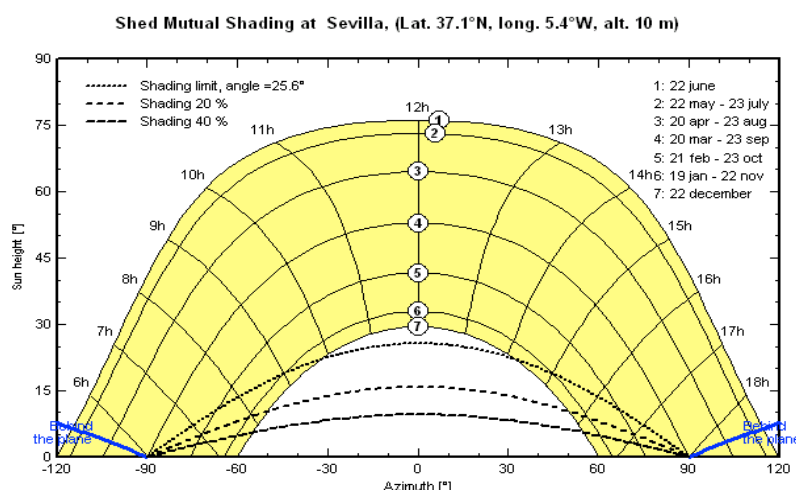
$$N^{\circ} \text{Módulos} = \frac{P_{max}}{P_{panel}} = \frac{100000W}{255W} = 392,16 \cong 393 \text{ ud}$$

Por motivos de facilitar el cálculo se instalarán un total de **400 módulos** fotovoltaicos. También merece la pena destacar la homogeneidad que ganará la instalación a la hora de instalar 4 grupos de módulos exactamente iguales (uno por cada inversor).

1.2. Cálculo de sombras.

Para la evaluación de la producción de energía eléctrica producida por las instalaciones fotovoltaicas, se han tomado los datos de radiación de una fuente fiable como CENSOLAR o Progensa. Se ha realizado un estudio de sombras provocadas por obstáculos anexos. En planos puede observarse el sombreado, si existe, y la no incidencia sensible sobre el campo solar fotovoltaico gracias a una separación óptima entre filas de paneles, cuando estos no están adosados directamente a la cubierta.

Esquemas de sombras:

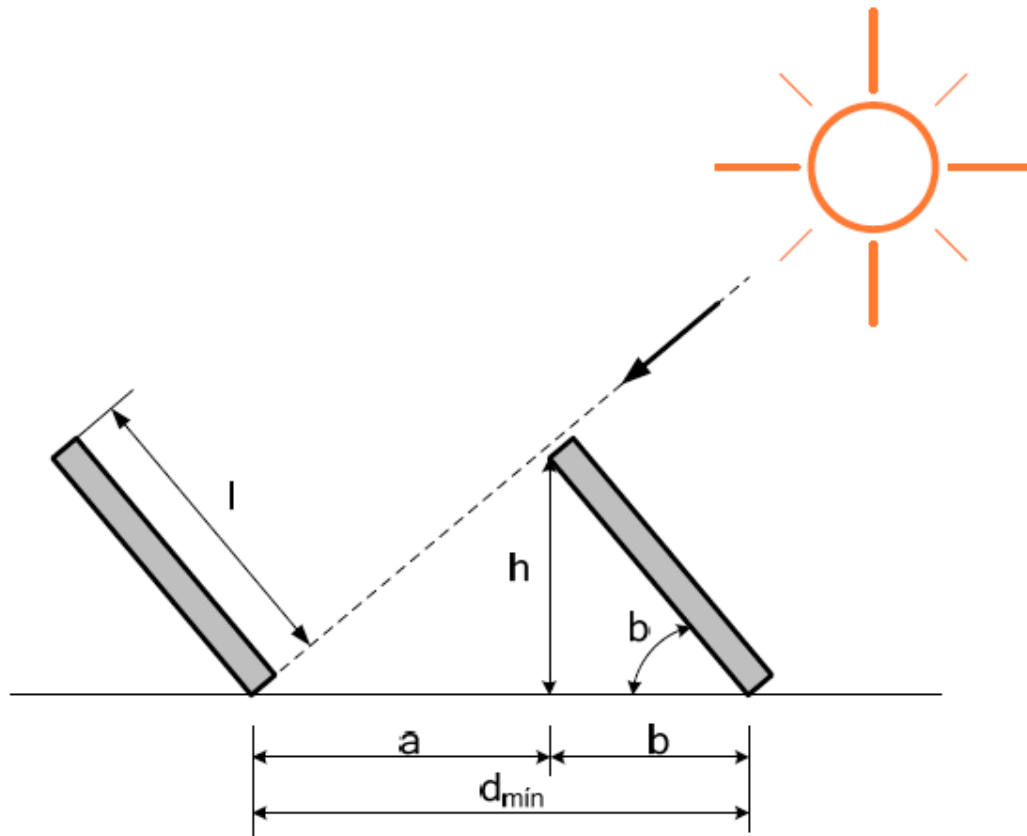


Obteniendo las teniendo las pérdidas de producción de energía en el generador FV debidas a sombreados parciales de un 1.3%.

La existencia de objetos que lleguen a cubrir una parte del recorrido solar respecto a un punto de captación solar, provocará la proyección de sombra sobre este. Cuanto mayor sea el recorrido solar tapado por dicho objeto, menos energía podrá captar. En el día más desfavorable del periodo de utilización del sistema, los módulos solares no han de tener más del 5% de la superficie útil de captación cubierta por sombras. Resultaría inoperante si el 20% de la superficie de captación estuviese sombreada. En nuestro caso, los edificios que colindan con el de nuestra instalación no le producen sombra al ser de menor altura, tampoco hay montañas ni árboles que puedan perjudicar el propósito de la instalación.

Tanto el ángulo de incidencia solar como la distancia mínima entre fila y fila serán acorde a la latitud del lugar de la instalación.

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



De la figura deducimos la siguiente expresión:

$$d_{min} = b + a = b \cdot \cos 30 + h / \operatorname{tg}(61 - \text{latitud}) = b \cdot [\cos 30 + \frac{1}{2} \cdot \operatorname{tg}(61 - \text{latitud})]$$

Siendo:

- d_{min} : distancia mínima entre módulos óptima (m)
- b : proyección sobre la horizontal del módulo (m)
-

Por lo tanto, la separación entre los módulos fotovoltaicos será la siguiente:

$$d_{min} = 0,994 \cdot [\cos 30 + \frac{1}{2} \cdot \operatorname{tg}(61 - 42)] = 2,31 \text{ m}$$

1.3. Performance Ratio de la instalación.

El Performance Ratio de la instalación, o “rendimiento energético” se define como el porcentaje de distorsión de energía anual producida entre el diseño técnico de la instalación y la producción real en condiciones reales de trabajo. Los principales motivos que pueden afectar al rendimiento de la instalación son:

- **Dispersión de parámetros entre módulos.**

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes. Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si se utiliza dentro de la misma serie paneles con distintas características eléctricas. Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad, (lo que se indica en un adhesivo con una letra que se coloca en el marco del panel), de manera que se pueda, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas series.

Como los módulos garantizan una potencia real en un rango igual a $\pm 3\%$ de la nominal, las posibles pérdidas por dispersión de potencia podemos estimarlas en un 1%.

- **Efecto de la temperatura**

Para determinar la temperatura de célula se utilizará la fórmula:

$$T_c = \frac{T_{amb} + Irr (TONC(^{\circ}C) - 25)}{1000}$$

-*T_c*: Temperatura real de trabajo de la célula

-*T_{amb}*: Temperatura ambiente

-*Irr (W/m²)*: Irradiancia

-*TONC*: Temperatura de operación normal de la célula, que es de 45 °C cuando se somete al módulo a una irradiancia de 1000 W/m², a una temperatura ambiente 25 °C.

- **Pérdidas por suciedad sobre los módulos**

Con un mantenimiento adecuado de la instalación, las pérdidas por suciedad en los módulos no tienen por qué superar el 1%, salvo condiciones extremas que serán consideradas en cada caso.

- **Pérdidas por inclinación, azimut y sombras.**

En base a los estudios de la instalación, se ha escogido una ubicación para la misma de forma que estas pérdidas sean 0%.

- **Pérdidas por degradación fotónica.**

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez al panel fotovoltaico, y es aproximadamente igual al 1%.

- **Rendimiento del inversor**

En la hoja de características técnicas del fabricante se especifica que el rendimiento del inversor oscilará entre el 98,1-98,3%

- **Pérdidas de conexionado y elementos de protección**

Son las pérdidas debidas a los elementos de protección como fusibles, interruptores, disyuntores y bornes de conexión, y las debidas a las caídas de tensión y calentamiento de los conductores, etc. Se pueden cifrar aproximadamente en un 3%, de acuerdo a lo establecido en el pliego de condiciones técnicas del IDEA.

- **Rendimiento otros:**

Usaremos este grupo para englobar pérdidas puntuales de la instalación tales como dispersión y conversión de datos entre otros. Supondremos que las pérdidas no deben ser superiores al 2% en este punto.

- **Rendimiento temperatura:**

En primer lugar se determina el valor del rendimiento de la temperatura para cada mes del año a partir de los datos obtenidos de la página Aemet, para los valores medios de temperatura por mes en nuestra ubicación geográfica.

MES	T media (°C)	T panel (°C)	Rto Temp (%)
ENERO	11,6	42,85	94,6
FEBRERO	12,5	48,13	93,1
MARZO	14,8	50,43	92,4
ABRIL	16,8	52,43	91,8
MAYO	20,1	55,73	90,8
JUNIO	24,3	59,93	89,5
JULIO	26,7	62,33	88,8
AGOSTO	27,1	62,73	88,7
SEPTIEMBRE	24	59,63	89,6
OCTUBRE	20,4	56,03	90,7
NOVIEMBRE	15,4	50,83	92,3
DICIEMBRE	12,4	48,03	93,1

El coeficiente de rendimiento o “performance ratio”, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, tiene en cuenta la dependencia de la eficiencia de los anteriores parámetros descritos. El cálculo de la misma se muestra en la siguiente tabla.

MES	Rto Temperatura (%)	Rto Suciedad (%)	Rto Defragración fotónica (%)	Rto Inversor (%)	Rto Conexiones (%)	Rto Otros (%)	PR
ENERO	94,6	99	99	98,1	97	98	86,46
FEBRERO	93,1	99	99	98,1	97	98	85,09
MARZO	92,4	99	99	98,1	97	98	84,45
ABRIL	91,8	99	99	98,1	97	98	83,90
MAYO	90,8	99	99	98,1	97	98	82,99
JUNIO	89,5	99	99	98,1	97	98	81,80
JULIO	88,8	99	99	98,1	97	98	81,16
AGOSTO	88,7	99	99	98,1	97	98	81,07
SEPTIEMBRE	89,6	99	99	98,1	97	98	81,89
OCTUBRE	90,7	99	99	98,1	97	98	82,90
NOVIEMBRE	92,3	99	99	98,1	97	98	84,36
DICIEMBRE	93,1	99	99	98,1	97	98	85,09
Valor Medio							83,40

Como se puede observar en la tabla el Performance Ratio es bastante alto. La mayor fuente de pérdidas será por las temperaturas. Este dato es muy importante porque a mayor temperatura el módulo aumenta más la corriente y disminuye la tensión con lo que las pérdidas de distribución hasta los inversores de red aumentan.

Si los cables son finos y la distancia es elevada puede provocar pérdidas de rendimiento muy importantes. Pero también debemos de tener en cuenta que cuanto más grueso sea el cableado, más cara nos costará la instalación.

1.4. Tabla de producción.

A continuación se adjunta la tabla de producción eléctrica, donde se recogen todos los valores de radiación global incidente diario y total mensual, sobre plano de generador a la inclinación elegida, unida a la tabla mensual de producción de energía eléctrica, pérdidas e inyección para autoconsumo.

MES	Gdm (0) (kWh/m ² ·día)	Gdm (0,30) (kWh/m ² ·día)	PR	E Generada (kWh/día)	E Generada (kWh/mes)	Beneficios (€/mes)	Días mes
ENERO	1,83	2,72	86,46	235,18	7.290,53	1.093,58	31
FEBRERO	2,49	3,66	85,09	311,44	8.720,19	1.308,03	28
MARZO	3,33	5,03	84,45	424,79	13.168,58	1.975,29	31
ABRIL	4,28	6,14	83,90	515,17	15.455,02	2.318,25	30
MAYO	4,79	6,99	82,99	580,10	17.982,99	2.697,45	31
JUNIO	5,8	7,88	81,80	644,59	19.337,83	2.900,67	30
JULIO	6,24	8,1	81,16	657,41	20.379,66	3.056,95	31
AGOSTO	5,33	7,2	81,07	583,70	18.094,85	2.714,23	31
SEPTIEMBRE	4,28	5,78	81,89	473,34	14.200,20	2.130,03	30
OCTUBRE	2,71	4,02	82,90	333,25	10.330,76	1.549,61	31
NOVIEMBRE	1,94	2,92	84,36	246,33	7.389,98	1.108,50	30
DICIEMBRE	1,48	2,33	85,09	198,26	6.146,17	921,93	31
Promedio	3,00	4,40	83,40	369,41	11.221,48	1.683,22	
Total					158.496,74	23.774,51	365,00

Siendo:

-Gdm (0): Irradiación sobre el plano horizontal.

-Gdm (0, 30): Irradiación sobre el plano con inclinación óptima.

-PR: Coeficiente de rendimiento o "Performance ratio".

Como podemos comprobar la generación de energía nos va a producir **158.496,74 kW/h** al año, con una generación media mensual de **11.221,48 kW/h**.

Actualmente el coste de la electricidad es de **0,1499 €/KWh** por lo que nos ahorraríamos unos **23.750 € anuales**.

2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.

Antes de empezar con los cálculos eléctricos vamos a recordar brevemente como se repartirá la distribución en planta para orientar la lectura del presente documento.

Nuestra instalación se compone de 400 módulos fotovoltaicos de potencia unitaria nominal de 255W formando un campo de 102,00 kWp.

Los módulos irán conectados a 4 inversores de 25kW cada uno mediante *strings* o cadenas.

Cada inversor tendrá conectado 4 strings de 25 módulos cada uno, formando un total de 16 ramales de 25 módulos cada uno.

2.1. Cálculo de secciones.

Para el cálculo eléctrico de secciones y caídas de tensión de los conductores usaremos el método de pérdida de potencia, para lo que aplicaremos las siguientes premisas de partida:

- Especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas Andaluzas.
- Recomendaciones de ASIF.

Adoptaremos, en consecuencia, que la máxima caída de tensión admisible sea del 1,5 % en CC con referencia a los inversores, y del 1,5% en CA con respecto a la de la caja o conexionado a nuestra instalación.

Se realiza el cálculo de secciones para las condiciones nominales de máxima potencia mediante el método de pérdidas de potencia, y siempre para el peor de los casos que será concentrar toda la potencia de generación en el punto más alejado del huerto solar.

Para el desarrollo matemático del cálculo se han empleado las siguientes expresiones con el siguiente significado:

Cálculo de la Potencia:

Corriente continua:

$$P = V \cdot I \cdot \cos\theta$$

Siendo:

-P: Potencia (W)

-V: Tensión (V)

-I: Intensidad (A)

-Factor de potencia ($\cos\theta$) = 1

Corriente alterna:

$$\text{Monofásica} \rightarrow P = V \cdot I \cdot \cos\theta$$

$$\text{Trifásica} \rightarrow P = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos\theta$$

Cálculo de la sección (conocida la intensidad o la potencia):

Corriente continua:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\theta}{\rho \cdot e} = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\rho \cdot e \cdot V}$$

Siendo:

-P: Potencia (W)

-V: Tensión (V)

-I: Intensidad (A)

-L: Longitud del conductor (m)

-S: Sección (mm²)

- ρ : Conductividad del conductor (para el Cu: $\rho=56\Omega m$, para el Al: $\rho=35\Omega m$)

-e: Caída de tensión (V)

-Factor de potencia ($\cos\theta$) = 1

Corriente alterna:

$$\text{Monofásica} \rightarrow S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\theta}{\rho \cdot e} = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\rho \cdot e \cdot V}$$

$$\text{Trifásica} \rightarrow S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\theta}{\rho \cdot e} = \frac{P \cdot L}{\rho \cdot e \cdot V}$$

Siendo:

-*P*: Potencia (W)

-*V*: Tensión (V)

-*I*: Intensidad (A)

-*L*: Longitud del conductor (m)

-*S*: Sección (mm²)

-*ρ*: Conductividad del conductor (para el Cu: $\rho=56\Omega m$, para el Al: $\rho=35\Omega m$)

-*e*: Caída de tensión (V)

-Factor de potencia ($\cos\theta$) = 1

Cálculo de la caída de tensión (conocida I o P)

Corriente continua:

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\theta}{\rho \cdot S} = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\rho \cdot S \cdot V}$$

Siendo:

-*P*: Potencia (W)

-*V*: Tensión (V)

-*I*: Intensidad (A)

-*L*: Longitud del conductor (m)

-*S*: Sección (mm²)

-*ρ*: Conductividad del conductor (para el Cu: $\rho=56\Omega m$, para el Al: $\rho=35\Omega m$)

-*e*: Caída de tensión (V)

-Factor de potencia ($\cos\theta$) = 1

Corriente alterna:

$$\text{Monofásica} \rightarrow e = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\theta}{\rho \cdot S} = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\rho \cdot S \cdot V}$$

$$\text{Trifásica} \rightarrow e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\theta}{\rho \cdot S} = \frac{P \cdot L}{\rho \cdot S \cdot V}$$

Siendo:

-P: Potencia (W)

-V: Tensión (V)

-I: Intensidad (A)

-L: Longitud del conductor (m)

-S: Sección (mm²)

-ρ: Conductividad del conductor (para el Cu: ρ=56Ωm, para el Al: ρ=35Ωm)

-e: Caída de tensión (V)

-Factor de potencia (cosθ) = 1

2.2. Cálculo del cableado eléctrico.

Para el cálculo del cableado eléctrico se va a emplear el criterio de caída de tensión, para limitar la caída de la misma a un 1,5% tal y como se establece en el artículo 5 de la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y el criterio térmico que limita la intensidad máxima admisible por el cable. Los cables de conexión estarán dimensionados para una intensidad de 125% de la máxima intensidad de la línea, tal y como se establece en el artículo citado.

Estas consideraciones se tendrán en cuenta para el cableado de continua y para el de alterna. Para la alterna se utilizará la potencia nominal.

El cableado utilizado es libre de halógenos, de tensión asignada de 0,6kV y 1kV de tensión de aislamiento y doble aislamiento.

CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA (CC).

Criterio de caída de tensión.

Para el cálculo de la caída de tensión se va a considerar la mínima tensión que se tiene en bornas de cada serie que corresponde con la máxima intensidad, muy próxima a la intensidad de cortocircuito.

Por tanto:

$$I_{CC,DC} = 8,86A < 33 A \text{ (Corriente admisible máxima por cada entrada del Inversor)}$$

$$V_{DC,MPP} = 25 \cdot 30,9V = 772,5 V < 1000 V \text{ (Tensión admisible máxima por cada entrada del Inversor)}$$

Para el cálculo de la caída de tensión en la línea que une cada rama con el inversor se emplea la formula.

$$\Delta V = \frac{2 \cdot I_{cc} \cdot r \cdot L}{S}$$

Siendo:

-r: Resistividad del cobre = 0,01725 $\Omega mm^2/m$

-L: longitud del cable (m)

-S: Sección del cable (mm^2)

-I_{cc}: Intensidad de la línea (para el estudio hemos tomado la de cortocircuito) (A)

CABLEADO CORRIENTE CONTINUA							
INVERSOR 1	V(V)	I(A)	L (m)	S(mm2)	Tipo de cable	ΔV (V)	ΔV (%)
Interconexión paneles (Cálculo por cada String)	772,5	8,86	25	4	RV-K Unip (AS)	1,910	0,247
Paneles - Caja de conexión	772,5	8,86	5	4	RV-K Unip (AS)	0,382	0,049
Caja de conexión Inversor	772,5	35,4	30	16	RV-K Unip (AS)	2,293	0,297
						TOTAL (%):	0,594
INVERSOR 2	V(V)	I(A)	L (m)	S(mm2)	Tipo de cable	ΔV (V)	ΔV (%)
Interconexión paneles (Cálculo por cada String)	772,5	8,86	25	4	RV-K Unip (AS)	1,910	0,247
Paneles - Caja de conexión	772,5	8,86	5	4	RV-K Unip (AS)	0,382	0,049
Caja de conexión Inversor	772,5	35,4	30	16	RV-K Unip (AS)	2,293	0,297
						TOTAL (%):	0,594
INVERSOR 3	V(V)	I(A)	L (m)	S(mm2)	Tipo de cable	ΔV (V)	ΔV (%)
Interconexión paneles (Cálculo por cada String)	772,5	8,86	25	4	RV-K Unip (AS)	1,910	0,247
Paneles - Caja de conexión	772,5	8,86	5	4	RV-K Unip (AS)	0,382	0,049
Caja de conexión Inversor	772,5	35,4	30	16	RV-K Unip (AS)	2,293	0,297
						TOTAL (%):	0,791
INVERSOR 4	V(V)	I(A)	L (m)	S(mm2)	Tipo de cable	ΔV (V)	ΔV (%)
Interconexión paneles (Cálculo por cada String)	772,5	8,86	25	4	RV-K Unip (AS)	1,910	0,247
Paneles - Caja de conexión	772,5	8,86	5	4	RV-K Unip (AS)	0,382	0,049
Caja de conexión Inversor	772,5	35,4	30	16	RV-K Unip (AS)	2,293	0,297
						TOTAL (%):	0,791

Criterio térmico.

Para el dimensionamiento del cable en función de la intensidad máxima admisible, se va a considerar el 125% de la intensidad máxima que va a transportar la línea de corriente continua.

Para cada rama del generador es de 8,86 A, por lo que la intensidad de cálculo es:

$$I_b = 1,25 \cdot I_{cc} = 1,25 \cdot 8,86A = \mathbf{11,075\ A} < I_{\text{máx adm}} = 40A \text{ (Para } S=4\text{mm}^2\text{)}$$

Para cada caja conexión de cada caja al su correspondiente inversor tenemos una intensidad de cálculo de:

$$I_b = 1,25 \cdot I_{cc} \cdot 4 = 1,25 \cdot 8,86A \cdot 4 = \mathbf{44,3\ A} < I_{\text{máx adm}} = 97A \text{ (Para } S=16\text{mm}^2\text{)}$$

Siendo:

-I_b = Intensidad de diseño (A)

-I_{cc} = Intensidad de cortocircuito por rama (A)

El cableado de corriente continua discurre al aire, por lo que en este caso no se consideran factores de corrección para el cálculo de la intensidad admisible de la línea.

La sección que cumple con estos requisitos, para todas las ramas es de 4 mm². La denominación completa del cable es **RV-K (AS) Unipolar 4mm² Cu**, clase II, doble aislamiento.

CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA (CA).

El cableado de corriente alterna se va a dividir en dos partes: Una desde el inversor hasta la caja de protección y medida, y el otro, desde ese mismo punto hasta la red de la compañía eléctrica.

El subtramo inversores al CPM así como su conexión al cuadro de baja tensión se considerará perteneciente a la instalación interior y, cumplirá los requisitos según REBT para este tipo de líneas.

El otro tramo se realizará según instrucciones particulares de la compañía suministradora. Los módulos de medida y protección de la compañía estarán ubicados según planos adjuntos.

Los inversores tienen una potencia de salida de 25kW y una tensión de 400V, con un factor de potencia próximo a 1, por lo que la intensidad de la línea que une los inversores con el CPM es de:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 36,09 \text{ A}$$

Criterio de caída de tensión.

La caída de tensión en la línea, para una generación trifásica se calcula con la expresión:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot r \cdot L}{S}$$

Siendo:

-r: Resistividad del Cu/Al (Ωmm^2)

-L: Longitud del conductor (m)

-S: Sección del cable (mm^2)

-I: Intensidad de la línea (A)

Criterio térmico.

Para el dimensionamiento del cable en función de la intensidad máxima admisible, se va a considerar el 100% de la intensidad máxima que va a transportar la línea en cada caso, modificado por un 125%.

$$I_b = 1,25 \cdot I_{cc} = 1,25 \cdot 36,09 \text{ A} = 45,11 \text{ A}$$

Siendo:

-I_b= Intensidad de diseño (A)

-I_{cc}= Intensidad de cortocircuito por la línea (A)

CABLEADO CORRIENTE ALTERNA										
Tramo	P(W)	I(A)	I Térmica (A)	I máx Adm (A)	L (m)	S(mm2)	Tipo de cable	Canaliza- ción	ΔV (V)	ΔV (%)
Salida INV1-CPM	25.500	36,09	45,11	61	15	4x10	RZ1-K (AS) 0.6/1 kV, XLPE (Cu)	Bandeja Rejiband 100x35	1,011	0,253
Salida INV2-CPM	25.500	36,09	45,11	61	15	4x10	RZ1-K (AS) 0.6/1 kV, XLPE (Cu)	Bandeja Rejiband 100x35	1,011	0,253
Salida INV3-CPM	25.500	36,09	45,11	61	15	4x10	RZ1-K (AS) 0.6/1 kV, XLPE (Cu)	Bandeja Rejiband 100x35	1,011	0,253
Salida INV4-CPM	25.500	36,09	45,11	61	15	4x10	RZ1-K (AS) 0.6/1 kV, XLPE (Cu)	Bandeja Rejiband 100x35	1,011	0,253
Salida CPM-CBT	102.000	144,34	180,43	260	50	4X70	RZ1-K (AS) 0.6/1 kV, XLPE (Al)	Bajo tubo acero DN=140	4,964	1,241

2.3. Selección de la aparamenta eléctrica.

APARAMENTA DE CORRIENTE CONTINUA (CC).

Ciertas protecciones de corriente continua están incluidas en el interior del inversor.

Aparte de ellas, se van a instalar 2 bornas porta-fusibles por rama (positivo y negativo) y 3 varistores (positivo, negativo y tierra) para el generador fotovoltaico, en sus cajas de conexiones.

Protección contra sobretensiones, cortocircuitos y sobreintensidades.

La intensidad admisible de la línea es de 40 A con 4 mm² de sección en tipo RV-K (AS) y la intensidad máxima de cortocircuito que se puede producir en la línea es de menos de 12 A, la intensidad máxima admisible de cortocircuito de este tipo de instalación es de valores rondando los 400 A durante 2 segundos. Por tanto, la colocación de fusibles es únicamente como elemento de maniobra, ya que la línea no tiene peligro de sobre intensidad ni de cortocircuitos.

En el resto de líneas, nos encontramos frente a situaciones similares.

El inversor se va a proteger frente a sobretensiones generadas por descargas atmosféricas en el lado de corriente continua. Este equipo está incluido en la categoría II (se aplica a los equipos y materiales que forman parte de la instalación eléctrica fija y a otros equipos para los cuales se requiere un alto nivel de fiabilidad).

A la salida del mismo, se colocará un interruptor diferencial de 40A, calibrado a 30mA, y una protección magnetotérmica de $I=40A$, para protección de la línea. Una vez agrupados los 4 circuitos de CA resultantes con fusible de $3 \times 40A$ y neutro pasante, colocaremos un interruptor general de protección termomagnética de $I=160A$.

Todas estas protecciones pueden verse en los esquemas unifilares.

APARAMENTA DE CORRIENTE ALTERNA (CA).

A la salida del inversor, y dentro de éste, se van a instalar unas protecciones contra sobretensiones.

Protección contra sobretensiones.

Para la protección de la instalación frente a sobretensiones transitorias generadas por descargas atmosféricas, dividimos los equipos en categorías. El inversor se encuadra en la categoría III.

Para la categoría III, la tensión soportada a impulsos 1,2/5 es de 4kV. Para la categoría IV, (equipos y materiales que se conectan en el origen o muy próximos al origen de la instalación, aguas arriba del cuadro de distribución) la tensión soportada a impulsos es de 6 kV.

La aparamenta a instalar se define en el esquema unifilar correspondiente.

2.4. Toma de tierra.

La toma de tierra de protección se va a realizar aprovechando la existente de la estructura de la nave. La resistencia máxima de la misma, y debido a la sensibilidad del equipo de protección contra contactos indirectos seleccionado, se establecerá en 100Ω .

DISEÑO DEL CONDUCTOR DE PROTECCIÓN.

La carcasa del inversor se unirá a la borna de tierra a través de un cable de 16 mm^2 de 450V de tensión aislada y 750V de aislamiento. (*Secciones según RBT ITC-BT-18*).

La resistividad del terreno es $300\Omega\text{m}$. el electrodo en la puesta a tierra del edificio, se constituye con los siguientes elementos:

- 85 ml. Conductor de Cu desnudo 35mm^2
- 4 Ud. Pica de cobre 14mm

Con estos elementos disponemos de una resistencia de tierra de 15,79 ohmios.

Los conductores de protección, se calcularon adecuadamente y según la ITC-BT-18, en el apartado del cálculo de circuitos.

Así mismo cabe señalar que la línea principal de tierra no será inferior a 16mm^2 en Cu, y la línea de enlace con tierra no será menor de 25mm^2 en Cu.

3. CÁLCULOS MECÁNICOS

3.1. Consideraciones y premisas de cálculo de la estructura.

La estructura soporte estará compuesta por perfilería de acero galvanizado y accesorios de montaje necesarios que irán instalados sobre la misma cubierta.

Los módulos se atornillan al perfil mediante las acreditadas grapas de sujeción y los tornillos del sistema. En las cubiertas planas las estructuras se encuentran apoyadas en el forjado, con unos contrapesos de hormigón.

La construcción y la selección del material garantizan la máxima seguridad contra daños meteorológicos y las instrucciones de montaje comprenden todas las distancias necesarias y directrices de montaje a fin de garantizar una disposición óptima.

Tanto el material, como la forma de montaje, agilizan la instalación de los campos fotovoltaicos, al mismo tiempo que se asegura la estabilidad y resistencia de estos.

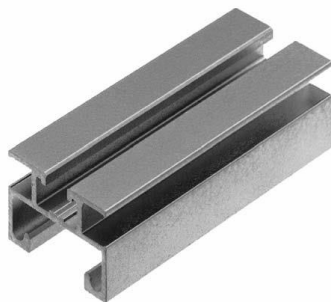
Todos los componentes son de acero galvanizado en caliente, a excepción de los tornillos que son de acero inoxidable.

Perfil base-1:

El perfil base-1 sirve para el montaje de módulos fotovoltaicos estándar sobre cubierta plana. Con las grapas adecuadas a cada módulo, se fijan estos sobre el perfil base. Los perfiles se pueden fijar por debajo mediante tornillos tipo ancla o fijaciones para montaje en cruz.

Características:

- Montaje rápido y sencillo.
- Disposición variable de los campos de módulo FV.
- Probado estáticamente.

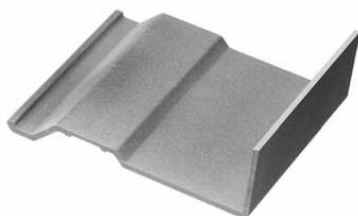


Soporte de modulo/50:

Los soporte de módulos hechos se utilizan en perfiles de bases horizontales. Son necesarios para la sujeción de los módulos estándar. Por cada módulo son necesarios 2 soportes.

Características:

- Montaje rápido y sencillo.
- Montaje en el perfil base simplemente por gancho, sin necesidad de herramientas.
- Probado estáticamente.



Juego de grapas simples/dobles:

El juego de grapas se usa para la fijación de módulo estándar sobre los perfiles base. Con la grapa simple se fija a los perfiles el primer y último modulo de una fila. Con el doble se fija a los perfiles de módulos consecutivos de una fila.

Características:

- Montaje sencillo y rápido.
- Probado estáticamente.



Juego de montaje en cruz:

El juego de montaje en cruz sirve para el montaje sobre tejado de los perfiles base 1,2 y 3 sobre perfiles base dispuestos en vertical.

- Montaje sencillo y rápido.
- Disposición variable de los campos de módulos FV.



3.2. Cálculo de la estructura.

MEMORIA DE ESTRUCTURA Y PREMISAS DEL CÁLCULO.

Sobre la cubierta de las naves existentes se pretende colocar los paneles captadores solares de una instalación de energía fotovoltaica para autoconsumo.

Existe documentación de proyecto de construcción de las naves porticadas, siendo el titular de la nave distinto del de la instalación a proyectar.

En la citada documentación quedan definidos los elementos estructurales analizados, las comprobaciones pertinentes así como el marco normativo en el que se proyecta el encargo.

CONSIDERACIONES DEL CÁLCULO.

La comprobación estructural que se aborda afecta solo y exclusivamente al sistema estructural de pórticos, vigas y pilares de la nave.

1º Es estudio no entra a analizar la cimentación de la nave.

2º No comprueba la estabilidad de la nave bajo el supuesto de los puentes grúa trabajando a pleno rendimiento en sus hipótesis más desfavorables respecto al conjunto estructural.

3º No se han tomado muestras de la estructura, ni se han ensayado, por tanto, carecen de unos análisis exhaustivos.

Se aclara que la nave en cuestión está diseñada por un técnico competente, bajo proyecto técnico, por lo que se supone ya calculada a los efectos de cargas propias, sobrecargas de uso, viento, nieve, etc...

3.3. Bases de cálculo.

La estructura portante está calculada teniendo en cuenta una sobrecarga de uso de 300 kg/m² a pesar de su carácter privativo.

La nave tiene las siguientes características constructivas:

- Estructura formada por soportes y vigas de acero.
- El cerramiento de la nave está compuesta por paneles de hormigón prefabricado.

ACCIONES DE CÁLCULO.

Paneles fotovoltaicos:

- Paneles fotovoltaicos: 0,111kN/m²
- Elementos de fijación portantes de los paneles: 0,24 kN/m²
- Contrapesos (zona periférica): 0,863 kN/m²
- Contrapesos (zona central): 0,461 kN/m²

Sobrecarga de uso:

- Cubierta no transitable de uso exclusivo de mantenimiento: 1,00 kN/m²

Sobrecarga de nieve:

- Para el término Municipal asociado: 0,2 kN/m²

Sobrecarga de viento:

El valor de la sobrecarga de viento, acción perpendicular a la superficie de los módulos, puede obtenerse de la expresión:

$$qv = qb \cdot ce \cdot cp$$

Siendo:

-qb: La presión dinámica del viento. Para el emplazamiento del que se trata, según el Anexo D, del CTE, DB-AE se tendrá un valor característico de $qb=0,45 \text{ kN/m}^2$.

-ce: Coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado en función de la "aspereza" del entorno donde se ubica la estructura. En este caso el coeficiente en cuestión se tomará de la siguiente tabla de referencia extraída del CTE:

Tabla 3.4. Valores del coeficiente de exposición c_e

Grado de aspereza del entorno	Altura del punto considerado (m)							
	3	6	9	12	15	18	24	30
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,2	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
V Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

Tomamos un grado de aspereza de **IV**, para una altura máxima de la nave de 9m, comamos un valor de **Ce=1,7**

-cp: Coeficiente eólico o de presión, que depende de la forma y la orientación de la superficie con respecto al viento, diferenciándose entre los valores de presión (valores positivos) y succión (valores negativos).

El esquema de cubierta perteneciente a nuestra instalación es **“Marquesina a un agua”**

Así pues, los valores característicos de las sobrecargas de viento serán, para presión “Abajo”:

$$q_v, A_p = 107 \text{ kg/m}^2$$

$$q_v, B_p = 206 \text{ kg/m}^2$$

$$q_v, C_p = 137 \text{ kg/m}^2$$