

A.7.8 INSTALACIÓN FOTOVOLATICA

1 MEMORIA DESCRIPTIVA DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La presente memoria tiene por objeto el describir las instalaciones de fotovoltaica, reuniendo las condiciones y garantías mínimas exigidas por la reglamentación vigente, con el fin de obtener la Autorización Administrativa y la de Ejecución de la instalación, así como servir de base a la hora de proceder a la ejecución de dicho proyecto de construcción de el Centro de Salud "Campo de tiro de Leganes", ubicada en Calle Conchali nº 1. C.P. 28918 Leganés. Madrid.

1.1. PROMOTOR

Comunidad de Madrid. Servicio Madrileño de Salud.
Gerencia Asistencial de Atención Primaria.
C/ San Martín de Porres, 6.
28035 Madrid.

1.2. OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es el de exponer ante los Organismos Competentes que la instalación que nos ocupa reúne las condiciones y garantías mínimas exigidas por la reglamentación vigente, con el fin de obtener la Autorización Administrativa y la de Ejecución de la instalación, así como servir de base a la hora de proceder a la ejecución de dicho proyecto.

Todos los equipos materiales y componentes de las instalaciones objeto de este proyecto cumplirán las disposiciones particulares que les sean de aplicación además de las prescritas en las Instrucciones Técnicas Complementarias ITE y las derivadas del desarrollo y aplicación del Real Decreto 1027/2007.

1.1.1. Cuantificación de la exigencia

En concreto el proyecto justifica el cumplimiento del Código Técnico de la Edificación en lo que respecta a la justificación de la generación mínima de energía Eléctrica, en el ámbito del ahorro de energía, prescrito en el DB HE-5 que dice en su punto 3:

La *potencia a instalar* mínima P_{min} será la menor de las resultantes de estas dos expresiones:

$$P_1 = F_{pr,el} \cdot S$$
$$P_2 = 0,1 \cdot (0,5 \cdot S_c - S_{oc})$$

Donde:

P_{min} *potencia a instalar [kW]*

| | |
|--------------------------|--|
| <i>F_{pr;el}</i> | <i>factor de producción eléctrica, que toma valor de 0,005 para uso residencial privado y 0,010 para el resto de usos [kW/m2]</i> |
| <i>S</i> | <i>superficie construida del edificio [m2]</i> |
| <i>Sc</i> | <i>superficie de cubierta no transitable o accesible únicamente para conservación [m2]</i> |
| <i>Soc</i> | <i>superficie de cubierta no transitable o accesible únicamente para conservación ocupada por captadores solares térmicos [m2]</i> |

De acuerdo a lo dispuesto en el Documento Básico HE de Junio de 2022, sección 5 (DB-HE 5) al comprender la edificación más de 1000 m2 construidos se deberá instalar un sistema de generación de energía eléctrica fotovoltaica, bien para uso propio o suministro a la red.

1- La potencia a instalar mínima P_{min} será la menor de las resultantes de estas dos expresiones:

$$P1 = F_{pr;el} \cdot S$$

$$P2 = 0,1 \cdot (0,5 \cdot S_c - S_{oc})$$

donde:

P_{min} Potencia a instalar [kW].

F_{pr;el} Factor de producción eléctrica, que toma valor de 0,005 para uso residencial privado y 0,010 para el resto de usos [kW/m2].

S Superficie construida del edificio [m2].

Sc Superficie construida de cubierta no transitable o accesible únicamente para conservación del edificio [m2]

Soc Superficie de cubierta no transitable o accesible únicamente para conservación ocupada por captadores solares térmicos [m2]

$$P1 = 0,01 \times 2728 = 27,28 \text{ Kw}$$

$$P2 = 0,5 \times 1476,6 = 73,83 \text{ Kw}$$

En nuestro caso dado que la superficie total construida es 2728 m con lo que nos da un primer valor de $0,01 \times 2728 = 27,28 \text{ Kw}$ por superficie construida y con respecto al área libre de cubierta obtenemos $0,5 \times 1476,6 = 73,83 \text{ Kw}$.

La potencia obligatoria a instalar, en todo caso, no será inferior a 27,28 kW ni superará los 100 kW.

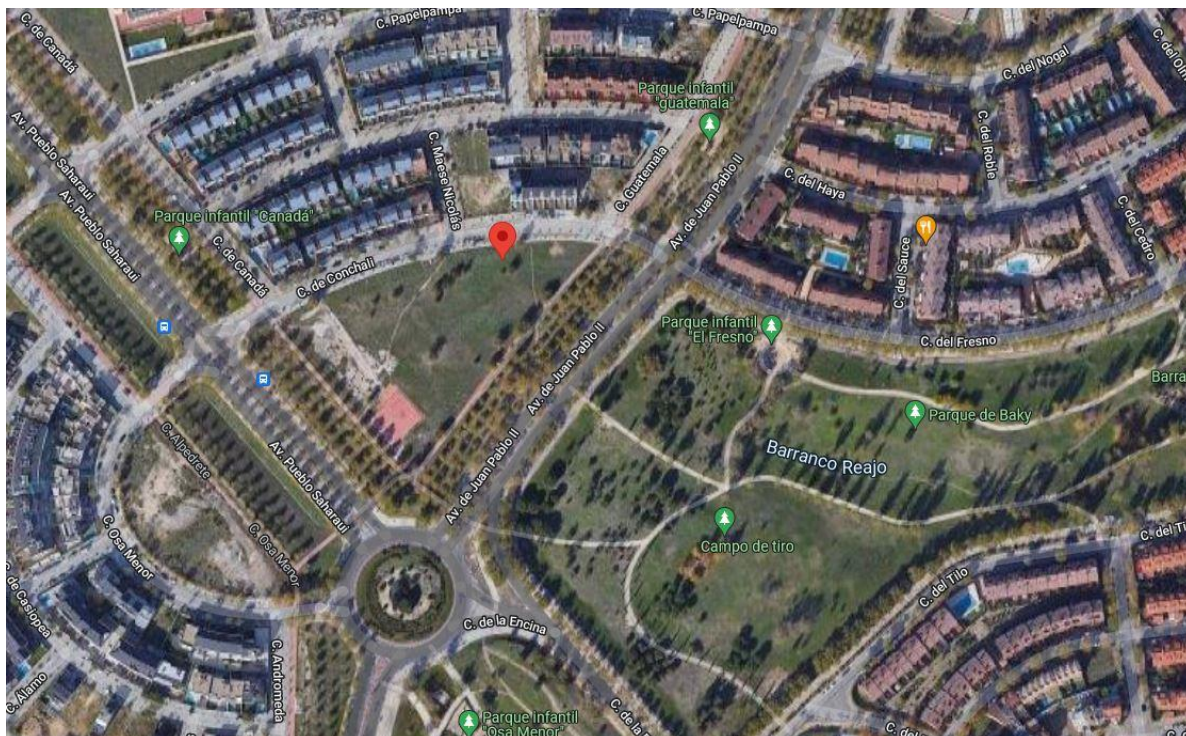
Por lo que se define un campo fotovoltaico de al menos 27 kWp y la instalación de un inversor de potencia nominal de 30 kW.

2- En aquellos edificios en los que, por razones urbanísticas o arquitectónicas o porque se trate de edificios protegidos oficialmente, siendo la autoridad que dicta la protección oficial quien determina los elementos inalterables, no se pueda alcanzar la potencia a instalar mínima, se deberá justificar esta imposibilidad, analizando las distintas alternativas, y se adoptará la solución que alcance la máxima potencia instalada posible.

1.3. DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

Emplazamiento: El edificio se ubica en Calle Conchali nº 1, C.P. 28918 Leganés, Madrid.

El emplazamiento de la instalación presentada es la cubierta del C.S. Campo de Tiro de Leganés.



C. de Conchali, 1, 28918 Leganés, Madrid

40°20'29.8"N 3°46'46.2"W
40.341600, -3.779500

El dimensionamiento energético de la Instalación fotovoltaica, se ha llevado a cabo teniendo en cuenta:

- Disponibilidad de energía solar.
- Factores morfológicos y ambientales (sombreado y albedo).

Características del edificio: La edificación consta de seis plantas más baja y casetón, una cubierta plana, orientadas a sureste a 25° efectuando la instalación de los módulos fotovoltaicos con orientación oeste con azimut de 65°.

1.4. REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES Y PARTICULARES.

La siguiente normativa es de aplicación a la instalación proyectada:

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE) y posteriores modificaciones.
- Real Decreto 1027/2007, de 20 de Julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios con sus ITE y posteriores modificaciones
- Reglamento de Aparatos a Presión. Instrucción Técnica MIE-APA.
- Decreto 833/1975. Ley de Protección del Ambiente Atmosférico.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión aprobado por Decreto 842/2002 de 02/08, e Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT.

- Normas UNE citadas en las anteriores normativas y reglamentaciones.

Todos los equipos materiales y componentes de las instalaciones objeto de este proyecto cumplirán las disposiciones particulares que les sean de aplicación además de las prescritas en las Instrucciones Técnicas Complementarias ITE y las derivadas del desarrollo y aplicación del Real Decreto 1027/2007.

1.5. SUPERFICIE DISPONIBLE INSTALACIÓN

Se instalarán un total de 60 paneles de 500 Wp con unas dimensiones de de 217,6 x 109,8 x 3,5 cm (2,39 m2) resultando una superficie total de 144 m2.

La superficie a disposición para la instalación se describe a continuación:

Distinguimos una cubierta inclinada en el que se instalarán 60 paneles distribuidos también en 2 strings de 30 paneles con una superficie fotovoltaica de 71,7 m2 por string.

1.6. DISPONIBILIDAD DE FUENTE DE ENERGÍA SOLAR

1.6.1. Promedio de radiación solar diaria por mes en el plano horizontal

La disponibilidad de energía solar se verifica utilizando los datos "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)" sobre los valores promedios mensuales diarios de radiación solar en un plano horizontal.

Para la ubicación donde se va a posicionar el Instalación, **Madrid**, latitud **40° 20' 29,8" N**, longitud **3° 46' 46,2 O** y altitud de rasante de **620** m sobre el nivel del mar, se calcula que la radiación solar según Base de datos de radiación PVGIS-SARAH, es igual a:

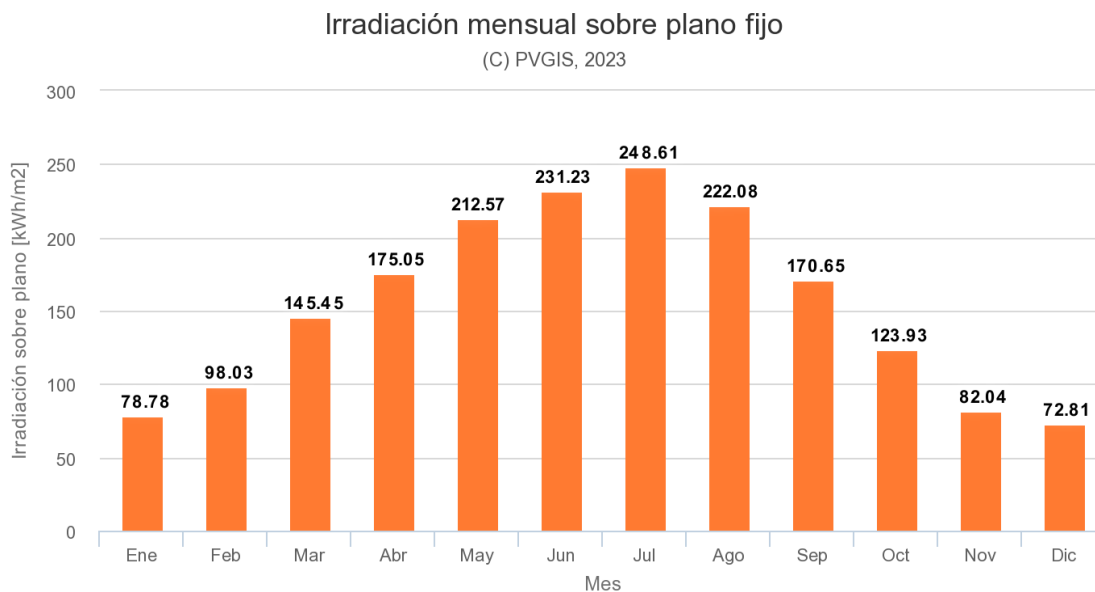


Fig. 1: Irradiación anual media mensual sobre el plano horizontal [kWh/m²]- Fuente datos: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

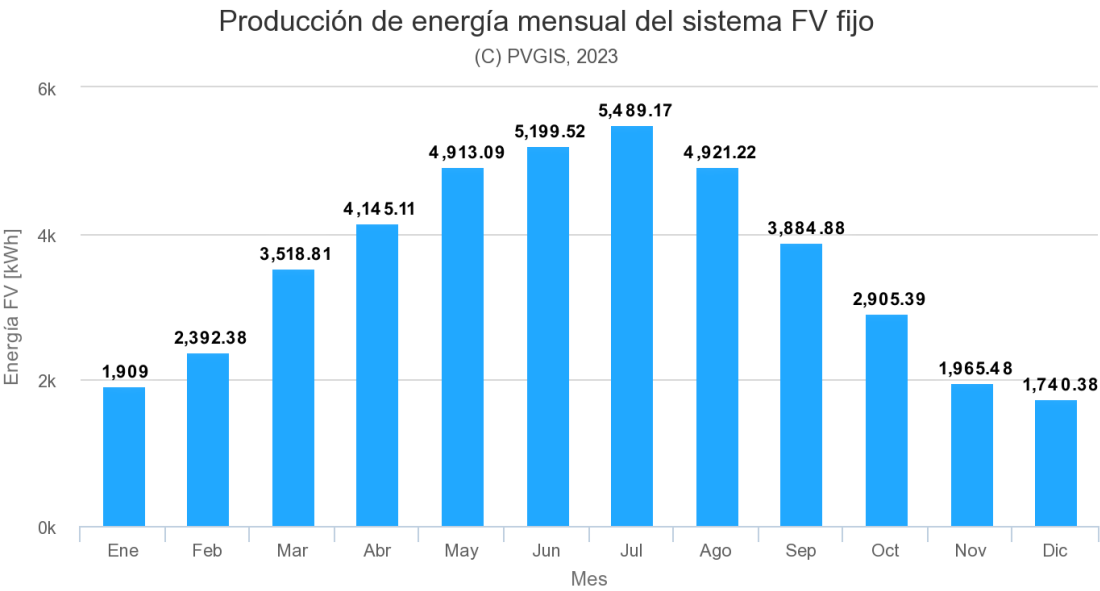


Fig. 2: Producción anual media mensual sobre el plano horizontal [kWh/m²]- Fuente datos: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

1.6.2. Energía FV y radiación solar mensual

| Mes | E _m (kWh) | H(i) _m (KWh/m²) |
|------------|----------------------|----------------------------|
| Enero | 1909 | 78,78 |
| Febrero | 2392,38 | 98,03 |
| Marzo | 3518,81 | 145,45 |
| Abril | 4145,11 | 175,05 |
| Mayo | 4913,09 | 212,57 |
| Junio | 5199,52 | 231,23 |
| Julio | 5489,17 | 248,61 |
| Agosto | 4921,22 | 222,08 |
| Septiembre | 3884,88 | 170,65 |
| Octubre | 2905,39 | 123,93 |
| Noviembre | 1965,48 | 82,04 |
| Diciembre | 1740,38 | 72,81 |
| Media: | 3582,04 | 155,1 |

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

Los valores de la irradiación solar anual en el plano horizontal del son: **1861,22 kWh/m²** y
Producción anual FV: **42984,43 kWh**.

Los cálculos sean realizado con las siguientes consideraciones de perdidas por:

Ángulo de incidencia: -3,2 %

Efectos espectrales: 0,44 %

Temperatura y baja irradiancia: -7,65 %

Pérdidas totales: -23,02 %

- Simulación y Fuente de datos: *PhotovoltaicGeographicalInformationSystem (PVGIS)*.

Por lo tanto, los valores de la irradiación solar anual en el plano horizontal son: **1861,22 kWh/m²** y
Producción anual FV: **42984,43 kWh**.

1.7. CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES Y MORFOLÓGICAS

1.7.1. Sombreado

Con objeto de asegurar la máxima producción se han considerado las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debida a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna. El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol.

Los efectos del sombreado debido a elementos naturales (montañas, árboles) o artificiales (edificios), determinan la reducción de las ganancias solares y el tiempo de retorno correspondiente, El impacto del sombreado según la instalación y posición de los paneles fotovoltaicos es nulo.

Diagrama de recorrido solar:

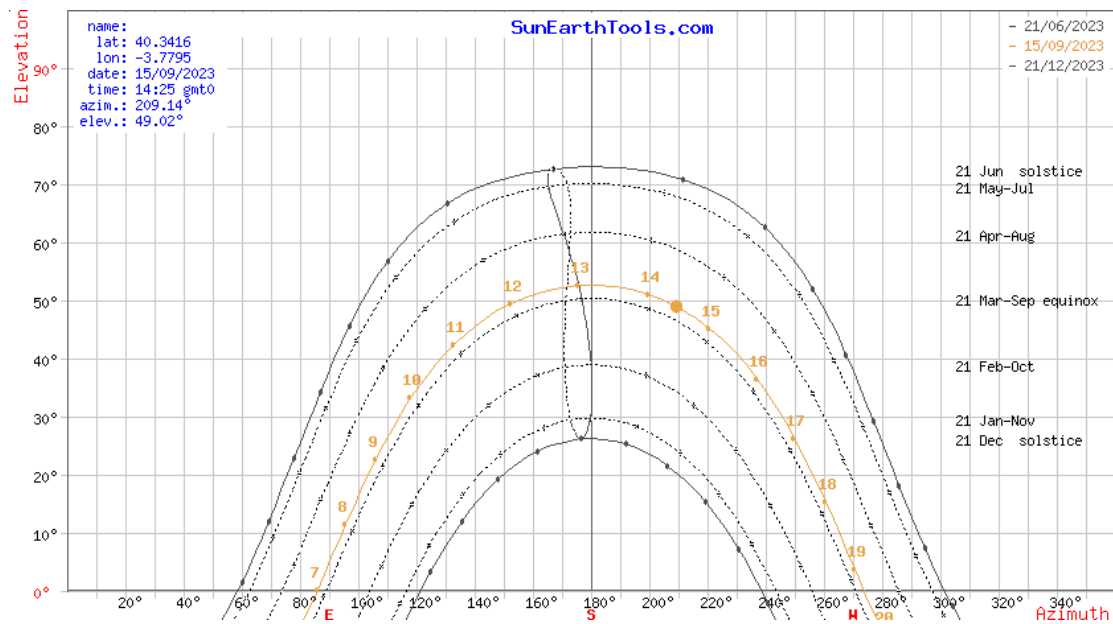


Fig4.: Diagrama Trayectoria solar

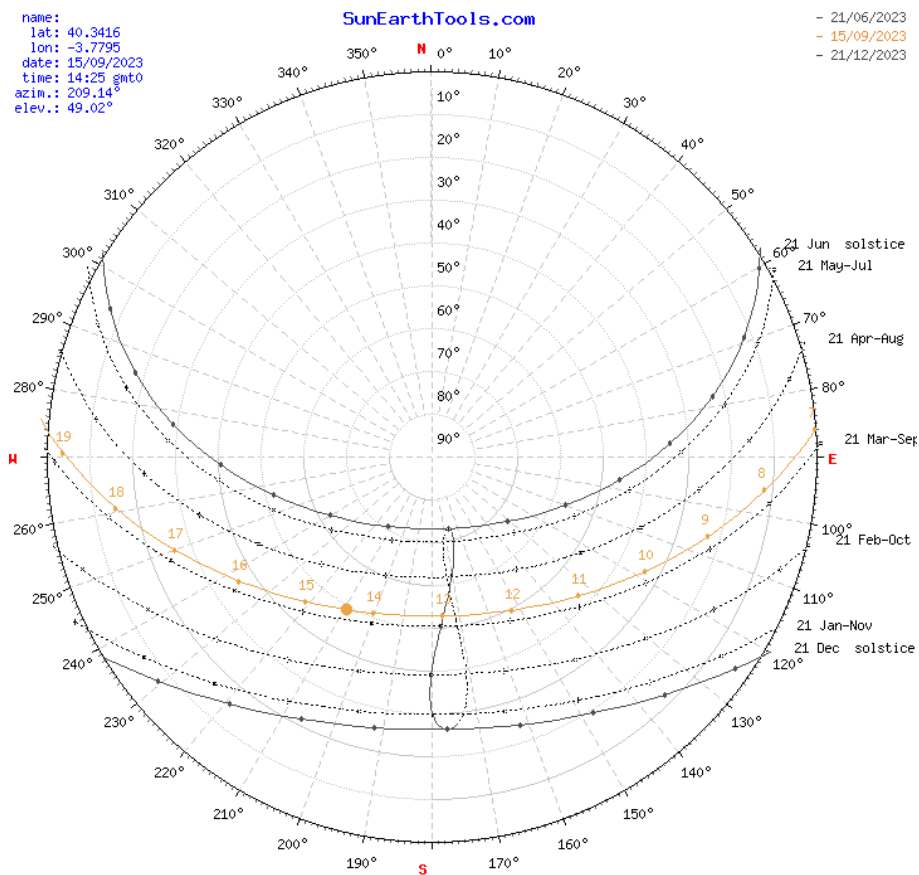
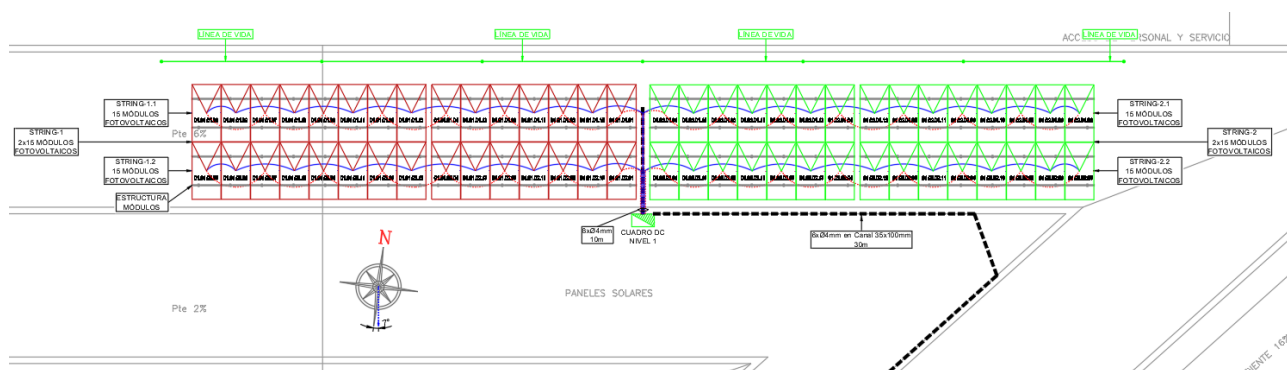
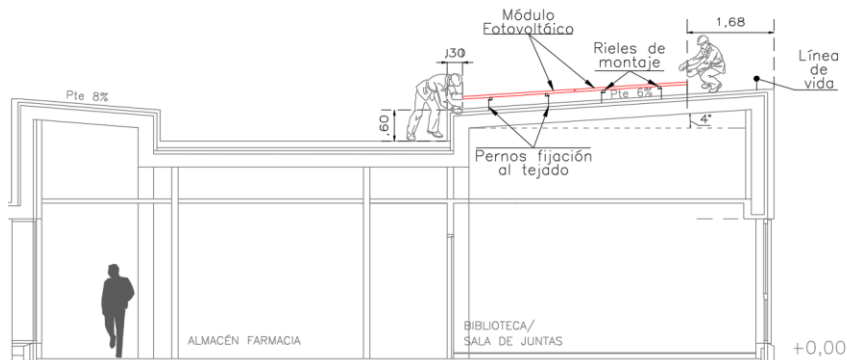


Fig4.: Diagrama Trayectoria solar

Con estas consideraciones y debido a la ubicación de la instalación se consideran las pérdidas por sombreadamiento despreciables.

1.7.2. Distancia mínima entre peto y primera fila de paneles.

No se requieren cálculos dado que la instalación se realiza coplanar a la cubierta.



No hay sombras a considerar dado que no hay obstáculos en el recorrido solar.

1.7.3. Albedo

Teniendo en cuenta el exceso de irradiación debido a la reflectancia de las superficies del lugar en donde se posiciona la instalación, se estimaron los valores medios mensuales de albedo no relevantes se consideran las pérdidas por Albedo despreciables.

1.8. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

1.8.1. Criterios generales

1.8.1.1. Criterios generales de diseño

El principio de diseño normalmente utilizado para una instalación fotovoltaica es maximizar la recolección de la irradiación solar anual disponible.

En la mayoría de los casos, la instalación fotovoltaica debe estar expuesta a la luz solar de forma óptima, eligiendo una orientación prioritaria hacia el sur, para evitar el exceso de sombreado. De acuerdo con las limitaciones arquitectónicas de la estructura sobre la que se ubica la instalación, se pueden adoptar diferentes orientaciones siempre y cuando se verifiquen y evalúen adecuadamente. Las pérdidas de energía debidas a tales fenómenos afectan el costo de los kWh producidos y el tiempo de recuperación.

Desde el punto de vista arquitectónico, en el caso de instalaciones en techos inclinados, en la elección de la inclinación y orientación, es recomendable mantener el plano de los módulos en paralelo o incluso coplanario con el de la propia cubierta. Esto con el fin de no alterar la forma del edificio y no aumentar la acción de las fuerzas del viento en los módulos. Este aspecto, favorece la circulación de aire entre la parte posterior de los módulos y la superficie del edificio para limitar las pérdidas de temperatura.

1.8.2. Criterios de verificación eléctrica

MPPT TENSIONES

Voltaje al punto máximo de potencia, V_m a 25 °C mayor que la tensión mínima MPPT.
Voltaje al punto de potencia máximo, V_m a 25 °C menor que la máxima tensión MPPT.
Estos valores de voltaje MPPT representan el rango operativo máximo y mínimo para el rendimiento a potencia máxima.

VOLTAJE MÁXIMO

V_{oc} (circuito abierto) a 25 °C menor que la tensión máxima del inversor.

MÓDULO TENSIÓN MÁXIMA

V_{oc} (circuito abierto) a 25 °C menor que el voltaje máximo de los módulos.

CORRIENTE MÁXIMA

Corriente máxima generada I_{sc} (cortocircuito), menor que la corriente máxima del inversor.

FACTOR DE DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

Un factor de dimensionamiento típico es entre 70 % y 120 %.

El factor de dimensionamiento del inversor es la relación porcentual entre la potencia nominal del inversor y la potencia del generador fotovoltaico conectado a ella (en el caso de los sistemas MPPT, se comprueba el tamaño para el sistema MPPT en su conjunto).

1.8.3. Sistema Instalación fotovoltaica

La instalación, identificada como "Instalación fotovoltaica", es un tipo de instalación conectada a la red principal con una conexión de tipo "Trifásico en baja tensión" compuesta por 1 campo fotovoltaico de 30 kWp con su inversor correspondiente.

1.8.4. Hoja técnica de la Instalación

| Informaciones Generales | |
|--|---|
| Entidad responsable | Comunidad de Madrid. Servicio Madrileño de Salud. |
| Dirección | Calle Conchali nº 1 |
| Código postal - Ciudad | 28911, Leganés – Madrid. |
| Latitud | 40°20'29,8"N |
| Longitud | 3°46'46,2 O |
| Altitud | 668 m. |
| Radiación solar anual en el plano horizontal | 1861.22 kWh/m ² |
| Coeficiente de sombreado | No se considera sombreado |
| Datos técnicos | |
| Superficie total módulos | 144 m ² |
| Número total de módulos | 60 (2 strings de 2 x 15 módulos) |
| Número total de inversores | 1 |
| Energía anual total | 42984,43 kWh/m ² |
| Potencia total fv | 30 kWp |
| Potencia inversor | 30 Kw |
| Energía por kW | 1432,81 kWh/kWp/año |
| Sistema de almacenamiento | Ausente |
| Capacidad útil de almacenamiento | - |
| Capacidad nominal de almacenamiento | - |
| Perdidas totales consideradas | -23,02 % |

1.9. ENERGÍA PRODUCIDA

CAMPO 1:

La energía total anual producida por la instalación es de **42984,43 kWh**. Según simulación PVGIS.

El siguiente cuadro muestra los valores energéticos mensuales producidos por la instalación fotovoltaica:

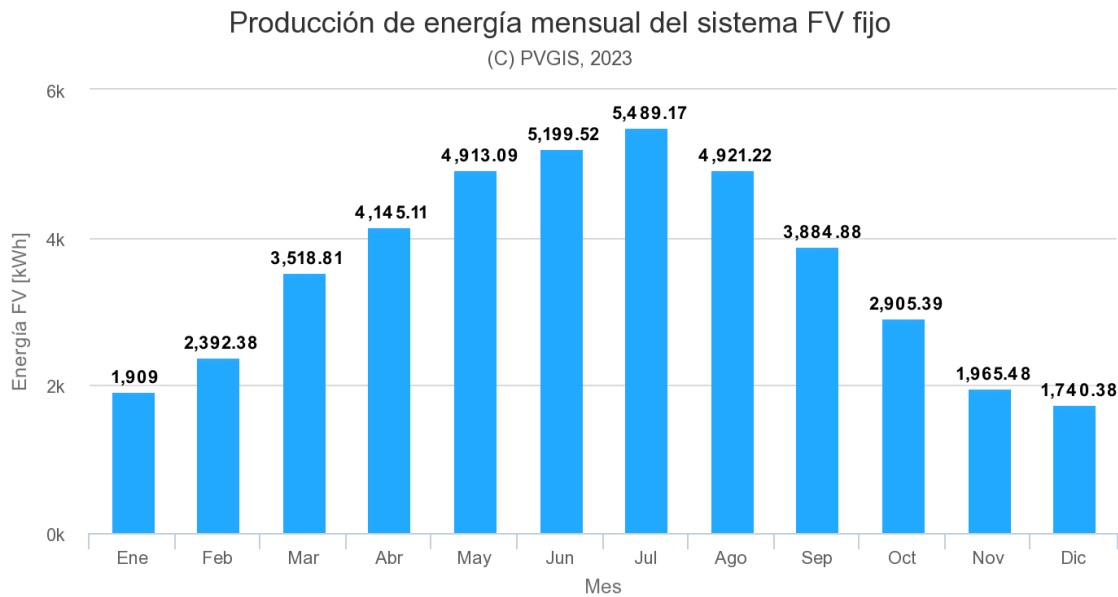


Fig. 5: Energía mensual producida por la instalación

1.9.1. Generador fotovoltaico

| Datos Generales | |
|---------------------|-----------------|
| Descripción | Generador |
| Tipo conexión | Trifásico |
| Potencia total | 30 Kw |
| Energía anual total | 42984,43 kWh/m² |

| Inversor | |
|--|---------------------------|
| Productor – Modelo | PIKO CI 30 kW |
| Tipo de fase | Trifásico |
| Factor de tamaño inversor (entre 70 % y 120 %) | 100 % - COMPROBADO CUMPLE |
| Potencia nominal | 30000 W |
| Número inversores | 1 |
| Capacidad de almacenamiento integrada | 0.00 |

| Configuración inversor | | |
|------------------------|-------------------|-------------------|
| MPPT | Número de módulos | Ramas por módulos |
| 1 | 30 | 2 x 15 |
| 2 | 30 | 2 x 15 |

1.9.2. Comprobaciones eléctricas

Considerando valor de temperatura 25°C de los módulos, se han comprobado las siguientes condiciones:

$$V_{pmp} = V_{pmp} \text{ módulo} \times (1 + (\beta / 100) \times (T_{cell} - 25))$$

$$V_{pmp} \text{ módulo} = V_{mpp} \text{ módulo} \times (1 + (\beta / 100) \times ((T_{amb} + NMOT-20) \times (E / 800)) - 25)$$

Donde:

V_{pmp} : Tensión máxima de alimentación de string.

$V_{pmp} \text{ módulo}$: Tensión máxima de alimentación módulo calculado.

$V_{mpp} \text{ módulo}$: Tensión máxima de alimentación dado por especificaciones técnicas.

β : Coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto módulo fotovoltaico.

T_{cell} : Temperatura de celda.

T_{amb} : Temperatura de ambiente.

E : potencia por metro estándar(W/m2).

$$V_{oc} = V_{oc} \text{ módulo} \times (1 + (\beta / 100) \times (T_{cell} - T_{stc}))$$

$$V_{oc} \text{ módulo} = V_{oc} \text{ panel} \times (1 + (\beta / 100) \times ((T_{amb} + NMOT-20) \times (E / 800)) - 25)$$

Donde:

V_{oc} : Tensión máxima de alimentación de string.

$V_{oc} \text{ módulo}$: Tensión máxima de alimentación de módulo calculado.

$V_{oc} \text{ panel}$: Tensión máxima de alimentación de módulo dado por especificaciones técnicas.

β : Coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto módulo fotovoltaico.

T_{cell} : Temperatura de celda.

T_{amb} : Temperatura de ambiente.

E : potencia por metro estándar (W/m2).

$$I_{pmp} = I_{pmp} \text{ módulo} \times n^{\circ} \text{ de strings en paralelo}$$

$$I_{pmp} \text{ módulo} = I_{mpp} \times (1 + (\alpha / 100) \times (T_{cell} - 25)) \times (E / 1000)$$

$$I_{pmp} \text{ módulo} = I_{mpp} \times (1 + (\alpha / 100) \times ((T_{amb} + NMOT-20) \times (E / 800)) - 25) \times (E / 1000)$$

Donde:

I_{pmp} : Intensidad máxima de corriente en string.

$I_{pmp} \text{ módulo}$: Intensidad máxima de corriente en módulo calculado.

$I_{mpp} \text{ panel}$: Intensidad máxima de corriente del módulo dado por especificaciones técnicas.

α : Coeficiente de temperatura de corriente en módulo fotovoltaico.

T_{cell} : Temperatura de celda.

T_{amb} : Temperatura de ambiente.

E : potencia por metro estándar(W/m2).

| CARACTERÍSTICAS MÓDULO | | | |
|---|--|--|---|
| $V_m = 42,8 \text{ V}$ | $V_{oc} = 51,7 \text{ V}$ | $V_{max} = 1500 \text{ V}$ | Coef. $V_{oc} = -0,26 \text{ }^{\circ}\text{C}$ |
| CARACTERÍSTICAS ENTRADA MPPT1 | | | |
| $V_{Mppt} \text{ mín} = 480 \text{ V}$ | $V_{Mppt} \text{ máx} = 800 \text{ V}$ | $V_{max} = 1000 \text{ V}$ | $I_{max} = 45 \text{ A}$ |
| $V_{pmp} \text{ a } -12 \text{ }^{\circ}\text{C} = 45,17 \text{ V}$ | $V_{pmp} \text{ a } 25 \text{ }^{\circ}\text{C} = 39,88 \text{ V}$ | $V_{pmp} \text{ a } 42,6 \text{ }^{\circ}\text{C} = 37,93 \text{ V}$ | |
| $V_{oc} \text{ a } -12 \text{ }^{\circ}\text{C} = 54,56 \text{ V}$ | $V_{oc} \text{ a } 25 \text{ }^{\circ}\text{C} = 48,18 \text{ V}$ | $V_{oc} \text{ a } 42,6 \text{ }^{\circ}\text{C} = 45,81 \text{ V}$ | |

| | | |
|------------------------------|-----------------------------|--|
| I_{pmp} a 25 °C = 11,82 A. | I_{sc} a 25 °C = 12,41 A. | |
|------------------------------|-----------------------------|--|

1.9.2.1. Comprobaciones eléctricas MPPT 1

Considerando valores de temperatura mínimos (-12 °C)* y máximos (42,6 °C)* en los módulos, se han comprobado las siguientes condiciones:

*Datos obtenidos de https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/efemerides_extremos.

| CARACTERÍSTICAS MÓDULO | | | |
|-------------------------------|------------------------|--------------------|-----------------------------|
| $V_m = 42,8$ V | $V_{oc} = 51,7$ V | $V_{max} = 1500$ V | Coef. $V_{oc} = -0,26$ %/°C |
| CARACTERÍSTICAS ENTRADA MPPT1 | | | |
| V_{Mppt} mín = 480 V | V_{Mppt} máx = 800 V | $V_{max} = 1000$ V | $I_{max} = 45$ A |

| | | |
|-------------------------------|------------------------------|--------------------------------|
| V_{pmp} a -12 °C = 677,48 V | V_{pmp} a 25 °C = 598,19 V | V_{pmp} a 42,6 °C = 568,81 V |
| V_{oc} a -12 °C = 818,35 V | V_{oc} a 25 °C = 722,58 V | V_{oc} a 42,6 °C = 687,09 V |
| I_{pmp} a 25 °C = 23,63 A. | I_{sc} a 25 °C = 24,82 A. | |

| TENSIONES MPP1 | |
|---|------------|
| V_{pmp} a 42,6 °C (568,81 V) mayor que V_{mppt} min. (480 V) | COMPROBADO |
| V_{oc} a -12 °C (677,47 V) menor que MPPT máx. input voltaje (800 V.) | COMPROBADO |

| TENSIONES MÁXIMAS MPP1 | |
|---|------------|
| V_{oc} a 42,6 °C (687,09 V) menor que MPPT máx. input voltaje (1000 V.) | COMPROBADO |
| V_{oc} a -12 °C (818,35 V) menor que MPPT máx. input voltaje (1000 V.) | COMPROBADO |

| VOLTAJE MÁXIMO DEL SISTEMA MÓDULO MPP1 | |
|--|------------|
| V_{oc} a 42,6 °C (568,81 V) menor que el voltaje máx. de los módulos (1500 V.) | COMPROBADO |
| V_{oc} a -12 °C (677,47 V) menor que el voltaje máx. de los módulos (1500 V.) | COMPROBADO |

| CORRIENTE MÁXIMA MPP1 | |
|--|------------|
| Corriente máx. generada I_{pmp} (23,79 A) a 42,6 °C menor que máxima corriente MPPT (45 A) | COMPROBADO |
| Corriente máx. generada I_{pmp} (13,91 A) a -12 °C menor que máxima corriente MPPT (45 A) | COMPROBADO |

1.9.2.2. Comprobaciones eléctricas MPPT 2

Considerando valores de temperatura mínimos (-12 °C)* y máximos (42,6 °C)* en los módulos, se han comprobado las siguientes condiciones:

*Datos obtenidos de https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/efemerides_extremos.

| CARACTERÍSTICAS MÓDULO | | | |
|------------------------|-------------------|--------------------|-----------------------------|
| $V_m = 42,8$ V | $V_{oc} = 51,7$ V | $V_{max} = 1500$ V | Coef. $V_{oc} = -0,26$ %/°C |

| CARACTERÍSTICAS ENTRADA MPPT2 | | | |
|-------------------------------|-------------------|---------------|-------------------------|
| VMppt mín = 480 V | VMppt máx = 800 V | Vmax = 1000 V | I _{max} = 45 A |

| | | |
|--------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|
| V _{pmp} a -12 °C = 677,48 V | V _{pmp} a 25 °C = 598,19 V | V _{pmp} a 42,6 °C = 568,81 V |
| V _{oc} a -12 °C = 818,35 V | V _{oc} a 25 °C = 722,58 V | V _{oc} a 42,6 °C = 687,09 V |
| I _{pmp} a 25 °C = 23,63 A. | I _{sc} a 25 °C = 24,82 A. | |

| TENSIONES MPPT2 | |
|--|------------|
| V _{pmp} a 42,6 °C (568,81 V) mayor que V _{mppt} min. (480 V) | COMPROBADO |
| V _{oc} a -12 °C (677,47 V) menor que MPPT máx. input voltaje (800 V.) | COMPROBADO |

| TENSIONES MÁXIMAS MPPT2 | |
|--|------------|
| V _{oc} a 42,6 °C (687,09 V) menor que MPPT máx. input voltaje (1000 V.) | COMPROBADO |
| V _{oc} a -12 °C (818,35 V) menor que MPPT máx. input voltaje (1000 V.) | COMPROBADO |

| VOLTAJE MÁXIMO DEL SISTEMA MÓDULO MPPT2 | |
|---|------------|
| V _{oc} a 42,6 °C (568,81 V) menor que el voltaje máx. de los módulos (1500 V.) | COMPROBADO |
| V _{oc} a -12 °C (677,47 V) menor que el voltaje máx. de los módulos (1500 V.) | COMPROBADO |

| CORRIENTE MÁXIMA MPPT2 | |
|---|------------|
| Corriente máx. generada I _{pmp} (23,79 A) a 42,6 °C menor que máxima corriente MPPT (45 A) | COMPROBADO |
| Corriente máx. generada I _{pmp} (13,91 A) a -12 °C menor que máxima corriente MPPT (45 A) | COMPROBADO |

1.9.3. CALCULO CAÍDA DE TENSION

1.9.3.1. Cálculo caída de tensión de las líneas trifásicas.

Aplicando la fórmula siguiente se comprueba que no se supera entre el campo fotovoltaico y el cuadro general de medida y protección una caída como máximo 1,5 %.

$$e = \frac{\sqrt{3} * L * I * \rho}{S}$$

Donde:

e: Caída de tensión (c.d.t.), en voltios [V].

L Longitud de la línea en metros [m].

I: Intensidad de la línea en amperios [A].

ρ: Resistividad (0.01926 para Cu).

S: Sección del conductor en milímetros cuadrados [mm²].

1.9.3.2. Cálculo caída de tensión de las líneas monofásicas.

Aplicando la fórmula siguiente se comprueba que no se supera entre el campo fotovoltaico y el cuadro general de medida y protección una caída como máximo 1,5 %.

$$e = \frac{2 * L * I * \rho}{S}$$

Donde:

e: Caída de tensión (c.d.t.), en voltios [V].

L: Longitud de la línea en metros [m].

I: Intensidad de la línea en amperios [A].

ρ : Resistividad (0.01926 para Cu).

S: Sección del conductor en milímetros cuadrados [mm²].

| Descripción | e | ρ | Designación | Sección (mm²) | Long. (m) | Corriente (A) | Caída de tensión (%) |
|--|--------|---------|-------------|---------------|-----------|---------------|----------------------|
| MÓDULOS-CAJA CONEXIÓN DC-1 STRING 1 | 0,2192 | 0,01926 | H1Z2Z2-K | 4 | 10 | 11,69 | 0,2192 |
| CAJA CONEXIÓN DC-1 - INVERSOR STRING 1 | 0,9864 | 0,01926 | H1Z2Z2-K | 10 | 45 | 23,38 | 0,9864 |
| INVERSOR-CUADRO GENERAL TRIFÁSICO | 0,2502 | 0,01926 | H1Z2Z2-K | 10 | 5 | 48 | 0,2502 |
| Pérdidas: | | | | | | | 1,46 < 1,5 |

| | | | | | | | |
|--|--------|---------|----------|----|----|-------|------------|
| MÓDULOS-CAJA CONEXIÓN DC-1 STRING 2 | 0,2192 | 0,01926 | H1Z2Z2-K | 4 | 5 | 11,69 | 0,2192 |
| CAJA CONEXIÓN DC-1 - INVERSOR STRING 2 | 0,9864 | 0,01926 | H1Z2Z2-K | 10 | 45 | 23,38 | 0,9864 |
| INVERSOR-CUADRO GENERAL TRIFÁSICO | 0,2502 | 0,01926 | H1Z2Z2-K | 10 | 5 | 48 | 0,2502 |
| Pérdidas: | | | | | | | 1,46 < 1,5 |

1.9.4. Campo fotovoltaico

El sistema fotovoltaico total, tiene una potencia de **4,4 kW** y una tasa anual de producción de energía de **6433,25 kWh**, resultando **8** módulos con una superficie de **21 m²**.

| | Modulos Serie | Ramas paralelo | Suma parcial | Vmaxdc | Vmpp | Impp | Isc (A) | Wpk | Superficie (m²) |
|----------------|---------------|----------------|--------------|--------------------------|------|-------|---------|-------|-----------------|
| MPPT1 | 15 | 2 | 30 | 775,5 | 642 | 23,38 | 24,56 | 15000 | 71,7 |
| MPPT2 | 15 | 2 | 30 | 775,5 | 642 | 23,38 | 24,56 | 15000 | 71,7 |
| Total módulos: | | | 60 | Potencia campo FV total: | | | 30000 | 144 | |

1.9.5. Características técnicas de la Instalación

| Datos Generales | |
|----------------------------|---|
| Posicionamiento del módulo | 60 MFV cooplanares a la superficie con inclinación de 4°. |
| Estructura de soporte | Fija |

| | |
|---|----------------|
| Inclinación del módulo respecto a la horizontal (Tilt) – (4°) | |
| Orientación del módulo (Azimut) Sur-Este -7°. | |
| Radiación solar anual en el plano del módulo | 1861,22 kWh/m² |
| Potencia total | 30 kWp |
| Energía anual total | 42984,43 kWh |

| Módulo | |
|--------------------------|---------------------------|
| Productor – Modelo | TSM-500DE18M(II) (Vertex) |
| Número total de módulos | 60 |
| Superficie total módulos | 144 m². |

1.9.6. Cálculo del peso mínimo de lastre y definición de la estructura soporte

A continuación realizaremos el cálculo del peso de lastre que incorporaremos en los canales de los soportes.

El material de lastrado será hormigón.

Primero calculamos la presión que el viento ejercerá en la parte dorsal de las placas que va depender de su velocidad. Esta presión dinámica la podemos calcular con:

$$p = \frac{d \times v^2}{2}$$

Donde:

p = N/m²

d = densidad del aire (en el SI vale aproximadamente 1,3 kg/m³)

v = velocidad en m/s

La velocidad de viento máxima registrada es de 130 km/h = 36,11 m/s

$$p = 814,96 \text{ N/m}^2.$$

Una vez calculada la presión dinámica del viento para la velocidad considerada, calcularemos la fuerza que este ejercerá, con respecto a la normal, con la expresión:

$$f = p \times S \times (\text{sen} \alpha)^2$$

Donde:

f = fuerza que ejercerá el viento en Newton (1 Newton = 0,101972 kg).

p = presión del viento en N/m² calculada con la expresión anterior.

S = superficie del panel.

α = ángulo de inclinación del panel.

La fuerza " f " (en kg) calculada será el peso mínimo del lastre, incluyendo también el peso de colectores y estructura, que habremos de colocar para evitar que con la velocidad del viento considerado los colectores vuelquen.

$$S = 2,176 \text{ m} \times 1,098 \text{ m} = 2,39 \text{ m}^2.$$

$$\alpha = 4^\circ.$$

$$f = 814,96 \times 2,39 \times 0,58 \text{ N} = 81,93 \text{ kg por módulo.}$$

Al peso del lastre sólo le restaremos el peso del módulo fotovoltaico.

Peso total = 81,93 kg.

Peso lastre = 81,93 kg – 26,3kg = **55,63 kg** de lastre por módulo sin contabilizar el peso la estructura.

En caso de no usar lastre y anclar directamente la estructura al forjado, los pernos garantizarán resistencia suficiente para mantener dicha estructura.

2 EQUIPOS

2.1.MÓDULOS

MÓDULO FOTOVOLTAICO TENSITE 550M Half cell Mono PERC O EQUIVALENTE.

En la realización del proyecto se ha tenido en cuenta el módulo fotovoltaico de la empresa TENSITE, 550M Half cell Mono PERC de Silicio monocristalino. En función de la disponibilidad de este módulo en el mercado a la hora de realizar la instalación, se podrá reemplazar por otro de similares características.

DATOS GENERALES

| | |
|---------------|---------------------------|
| Marca | Trina Solar |
| Modelo | TSM-500DE18M(II) (Vertex) |
| Tipo material | Silicio monocristalino |

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN STC

| | |
|-----------------|---------|
| Potencia máxima | 500 Wp |
| Im | 11,69 A |
| Isc | 12,28 A |
| Eficiencia | 20,9 % |
| Vm | 42,8 V |
| Voc | 51,7 V |

OTRAS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

| | |
|----------------------|------------|
| Voccoef. térmico | -0,26 %/°C |
| Isccoef. térmico | 0,04 %/°C |
| NOCT | 41 ±2 °C |
| MaximumSystemVoltage | 1500 V |

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

| | |
|-------------------|---------|
| Longitud | 2176 mm |
| Anchura | 1098 mm |
| Área | 2,39 m² |
| Espesor | 35 mm |
| Peso | 20 kg |
| Número de células | 150 |

NOTAS

Garantía 12 Años de Garantía del Producto y 25 Años de Garantía de Potencia Lineal.

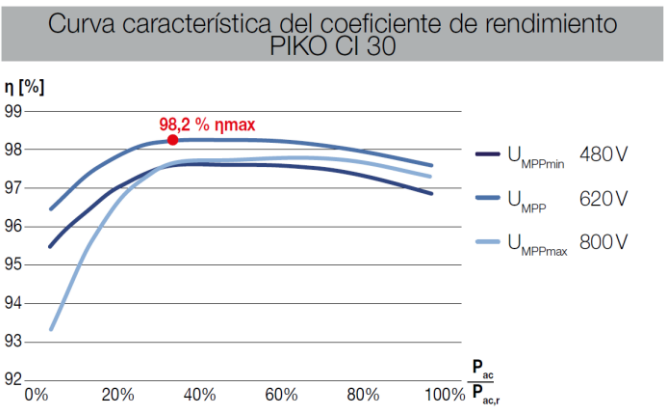
2.2. INVERSOR

2.2.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICA INVERSOR

Dado el nivel de potencia que se necesita en el edificio va a ser suficiente con la utilización de un inversor. El modelo utilizado incorporará en su interior protecciones contra caída de la red (desconexión), sobretensiones atmosféricas (varistores), sobreintensidades (magnetotérmicos) y tensiones de entrada y salida inadecuadas (relé de frecuencia, tensión, etc.).



El modelo elegido de inversor es el KOSTAL PIKO 30, capaz de suministrar una potencia en corriente alterna de 30 kW.



Además, el inversor conduce al panel a trabajar en el punto óptimo, consiguiendo el máximo rendimiento posible.

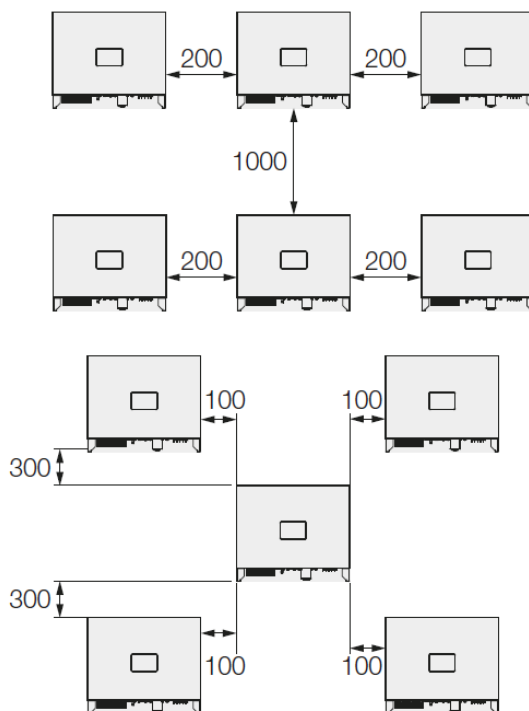
| Datos técnicos PIKO CI 30 | | | |
|---------------------------|---|-----|------------|
| | Clase de potencia | | 30 |
| Lado de entrada (CC) | Potencia fotovoltaica máx. ($\cos \phi = 1$) | kWp | 45 |
| | Potencia CC nominal | kW | 30 |
| | Tensión de entrada nominal ($U_{CC,r}$) | V | 620 |
| | Tensión de entrada de inicio ($U_{CC,inicio}$) | V | 250 |
| | Rango de tensión de entrada ($U_{CC,min} - U_{CC,max}$) | V | 180...1000 |

| Datos técnicos PIKO CI 30 | | | |
|---------------------------|--|-----|-----------------------------|
| | Rango PMP con potencia nominal ($U_{PMPmin} - U_{PMPmax}$) | V | 480...800 |
| | Rango de tensión de trabajo PMP ($U_{PMPtrabmin} - U_{PMPtrabmax}$) | V | 180...960 |
| | Tensión de trabajo máx. ($U_{CCtrabmax}$) | V | 960 |
| | Corriente de entrada máx. (I_{CCmax}) por MPPT ³⁾ | A | DC1-3: 40,5 DC 4-6: 40,5 |
| | Corriente de cortocircuito de CC máx. ($I_{SC PV}$) | A | 90 (45/45) |
| | Corriente CC máx. por conector CC ³⁾ | A | 14 |
| | Número de entradas CC | | 6 |
| | Número de seguidores PMP indep. | | 2 |
| Lado de salida (CA) | Potencia nominal, $\cos \phi = 1$ ($P_{CA,r}$) | kW | 30 |
| | Potencia aparente nominal (S_{CANom}) | kW | 30 |
| | Potencia aparente de salida máx. (S_{CAmax}) | kVA | 33 |
| | Tensión de salida mín. (U_{CAmin}) | V | 277 |
| | Tensión de salida máx. (U_{CAmax}) | V | 520 |
| | Corriente nominal (I_{nom}) | A | 43,3 |
| | Corriente de salida máx. (I_{CAmax}) | A | 48 |
| | Corriente de cortocircuito (RMS) | A | 48 |
| | Conexión de red | | |
| | Frecuencia de referencia (f_r) | Hz | |
| | Frecuencia de red (f_{min} / f_{max}) | Hz | |
| | Margen de ajuste del factor de potencia ($\cos \phi_{CA,r}$) | | |
| | Factor de potencia con potencia nominal ($\cos \phi_{CA,r}$) | % | |
| | Coeficiente de distorsión armónico máx. | | |
| Datos del sistema | Espera (consumo durante la noche) | W | |
| | Coeficiente de rendimiento máx. | % | 98,2 |
| | Coeficiente europeo de rendimiento | % | 97,9 |
| | Coeficiente de rendimiento de adaptación PMP | % | 99,9 |
| | Topología: Sin aislamiento galvánico – Sin transformador | | H |
| | Tipo de protección según EN 60529 | | IP 65 |
| | Clase de protección según EN 62109-1 | | I |
| | Categoría de sobretensión según IEC 60664-1 lado de entrada (generador fotovoltaico) | | II |
| | Categoría de sobretensión según IEC 60664-1 lado de salida (conexión de red) | | III |
| | Protección contra sobretensión CC/CA | | Tipo 2 |
| | Grado de contaminación | | 4 |
| | Categoría medioambiental (montaje a la intemperie) | | H |

| Datos técnicos PIKO CI 30 | | | |
|---------------------------|---|-------------------|---|
| | Categoría medioambiental (montaje en interior) | | H |
| | Resistencia UV | | H |
| | Diámetro del cable CA (mín-máx) | mm | 22...32 |
| | Sección del cable CA (mín-máx) | mm ² | 10...25 |
| | Sección del cable CC (mín-máx) | mm ² | 4...6 |
| | Fusible máx. lado de salida | | B63 / C63 |
| | Protección para las personas interna según EN 62109-2 | | RCMU/RCCB tipo B |
| | Punto de conexión autónomo integrado según VDE V 0126-1-1 | | H |
| | Altura/anchura/profundidad | mm | 470/555/270 |
| | Peso | kg | 41 |
| | Principio de refrigeración – Ventilador regulado | | H |
| | Volumen de aire máx. | m ³ /h | 185 |
| | Nivel de ruido típico | dB(A) | 50 |
| | Temperatura ambiente | °C | -25...60 |
| | Altura de montaje máx. sobre el nivel del mar | m | 4000 |
| | Humedad relativa del aire | % | 0...100 |
| | Técnica de conexión en el lado CC | | Conector Amphenol H4 |
| | Técnica de conexión del lado CA (pernos) | | M5 |
| Interfaces | Ethernet LAN TCP/IP (RJ45) | | 2 |
| | WLAN | | H |
| | RS485 | | 1 |
| | Entradas digitales | | 4 |
| | Garantía (Smart Warranty [1]) | Años | 5 |
| | Ampliación de la garantía ^{[2][3]} | Años | 5 |
| | Directivas/Certificación | | EN62109-1, EN62109-2, VDE-AR-N 4105:2018, PO12.2, RD 244:2019, |
| | (* No es válido para todos los apéndices nacionales de la norma EN 50438) | | UNE 217001, EN 50549-1 -2, CEIO-16 2019, CEIO-21 2019 >11,08kW, |
| | | | UK G99/1-4 LV, IRR-DCC MV 2015, IEC61727/62116 |

En caso de instalarse más de un inversor en la misma sala o cuarto de instalaciones, se han de respetar unas distancias mínimas recomendadas por el fabricante:

PIKO CI 30



Montaje en pared de varios inversores

2.3. Central de medida

2.3.1. Control de potencia generada:

Contador y gestor de energía para la medición y control de la potencia generada por el/los inversor/es. Permite se registrar y se pone a disposición en tiempo real a través de interfaces estándar los datos obtenidos.



| KOSTAL Smart Energy Meter | | | |
|---------------------------|---|-----------------|--|
| Datos del sistema | Datos del procesador | | Procesador ARM9 con 450 MHz, DDR2 RAM con 128 Mbytes eMMC Flash 4 GBytes |
| | Sistema operativo | | Embedded Linux con TCP/IP Stack integrado |
| | Interfaces LAN para Modbus TCP | | 2 x (10/100 Mbits) |
| | Interfaces RS485 para Modbus RTU | | 2 x (semidúplex, máx. 115200 Baud) |
| | Tensión asignada | V | máx. 230/400 V~ |
| | Tensión de servicio | V | 110/230 V~ $\pm 10\%$ |
| | Margen de frecuencia | Hz | 50/60 $\pm 5\%$ |
| | Autoconsumo - ruta de tensión por fase | VA | < 0,01 |
| | Autoconsumo - ruta de corriente por fase | VA | < [2] |
| | Autoconsumo - equipo completo | W | < 5 |
| | Corriente (corriente nominal/corriente límite) | A | 5/63 [3] |
| | Corriente de arranque | mA | < 25 |
| | Normas de producto | % | EN 61010, EN 50428, EN 60950 |
| Precisión de la medición | Tensión | | $\pm 0,5$ |
| | Corriente | % | $\pm 0,5$ |
| | Potencia activa | % | $\pm 1,0$ |
| | Potencia aparente | % | $\pm 1,0$ |
| | Potencia reactiva | % | $\pm 1,0$ |
| | Factor de potencia | % | $\pm 1,0$ |
| | Energía activa/energía reactiva según IEC 62053-22 o -23 (típica) | | Clase 1 |
| Datos mecánicos | Material de la carcasa | | Poliamida reforzada con fibra de vidrio |
| | Prueba del hilo incandescente según IEC 695-2-1 | | sí |
| | Categoría de protección | | II |
| | Tipo de protección | | IP2X |
| | Peso | kg | 0,3 |
| | Dimensiones (Al/An/P) | mm | 88 x 70 x 65 |
| | Sección de conexión (mecánica, p. ej. para la conexión de transformadores de intensidad externos) | mm ² | 10-25 (1,5-25) |

| KOSTAL Smart Energy Meter | | | |
|---------------------------|--|----|--|
| Condiciones | Par para bornes roscados | Nm | 2 |
| | Temperatura ambiente | °C | -25 ... 45 |
| | Temperatura de almacenamiento | °C | -25 ... 70 |
| | Humedad relativa del aire (sin condensación) | % | Hasta un 75 % en el promedio anual Hasta un 95 % en hasta 30 días/año |
| | Altura máx. durante el funcionamiento sobre el nivel del mar | m | 2000 |

2.4. Transformador de corriente 50/5A



Aplicaciones

Convertir una corriente nominal elevada a una de más baja para poder ser medida por un equipo. En instalaciones donde es posible necesario medir la corriente tanto consumida como suministrada a la red.

2.5. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS CABLEADO

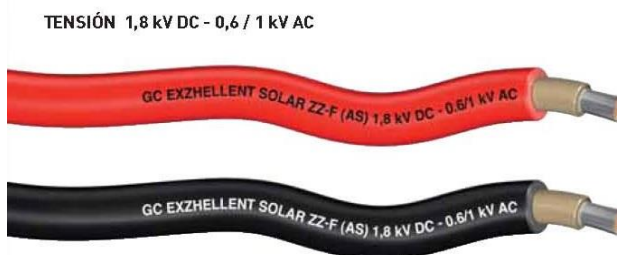
2.5.1. Conectores 4mm

Para la unión entre paneles fotovoltaicos y las entradas de inversores, se utilizará cable eléctrico unipolar, conectorizado con Conexión Multi-contact MC4 hembra estanca IP67 con bloqueo para instalaciones fototérmicas. Conexión para cables con diámetro 4-6mm. Corriente nominal máxima de 30A y una tensión máxima del sistema de 1.000V. Protección II. Rango de temperatura desde -40°C a +90°C-



2.5.2. Cableado 4mm

Para la unión entre paneles fotovoltaicos y las entradas de inversores, se utilizará cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo El6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión. Según DKE/VDE AK 411.2.3.



2.5.3. Cableado 4x16mm + TT 16mm

Para la unión entre la salida de inversores y la caja general de protección, formada por conductores unipolares de cobre, RZ1-K (AS) 5(1x16 mm²) (3 fases, neutro y tierra), para una tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 16 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Según UNE 21123-4.

3 SOPORTE PANELES FOTOVOLTAICOS

3.1. SOPORTE COPLANAR PANELES FOTOVOLTAICOS EN CUBIERTA PLANA

Para la instalación en la cubierta de los paneles fotovoltaicos, se considera una estructura regulable en inclinación de SUNFER o equivalente, compuesta por perfiles de aluminio y soportes tipo pata para anclar a superficies como pueden ser suelos de hormigón, terrazas planas y en general cualquier soporte adecuado para soportar la estructura regulable en inclinación.



Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Sistema de instalación válido para paneles solares de todas las marcas y modelos con grosor del marco de entre 30 y 45 mm.

A la hora de instalar el sistema de montaje, es importante seguir las instrucciones de montaje y las normas correspondientes para evitar accidentes. En particular, observe las siguientes normas, reglamentos y demás reglas:

- Código Técnico de Edificación de 2012 (normativa para la construcción, el uso y la demolición de edificios)
- NEN 7250:2014 - Aspectos estructurales de los sistemas fotovoltaicos
- NEN-EN 1990 - Bases del diseño estructural
- NEN-EN 1991-1-3 - Cargas generales - Carga de la nieve
- NEN-EN 1991-1-4 - Cargas generales - Carga del viento
- NEN 1010:2015 - Instalaciones eléctricas de baja tensión (HD-IEC 60364)
- NEN-EN-IEC 62305 - Instalaciones pararrayos
- Leyes y reglamentos relativos a la seguridad en el trabajo: condiciones de trabajo seguras
- NEN 3140 - Funcionamiento seguro de las instalaciones de baja tensión

- Lista de comprobación relativa a la seguridad, la salud y el medio ambiente para contratistas - Prácticas seguras en el lugar de trabajo
- Directiva sobre andamios y seguridad en el trabajo, hoja A relativa a escaleras y andamios.

Descripción del producto

El sistema se compone de perfiles de montaje y los demás materiales necesarios para instalar los paneles solares con orientación apaisada o vertical en cubiertas de chapa metálica.

Fijación a la cubierta

La estructura de los **paneles fotovoltaicos** mediante tornillos M8 se enroscan en el casquillo M8, incrustado en el lastre.

Como los perfiles de montaje no se fijan a las vigas ni a las coreas, la posición de los paneles solares en la cubierta puede determinarse libremente.

Fijación de los paneles

Los paneles solares se fijan a los perfiles de montaje con clemas/grapas universales de panel.

Determinación y medición de la posición de los paneles solares

Para determinar la ubicación de los paneles solares en la cubierta inclinada, es muy importante prestar atención a la exposición solar a lo largo de todo el día y todo el año. Instale los paneles en una zona de la cubierta con la menor sombra posible. La sombra de chimeneas, ventanas de buhardilla, árboles y edificios cercanos tienen un efecto negativo en el rendimiento de los paneles solares.

Velocidades de viento admisibles

Cargas de viento: Según túnel del viento en modelo computacional CFD.

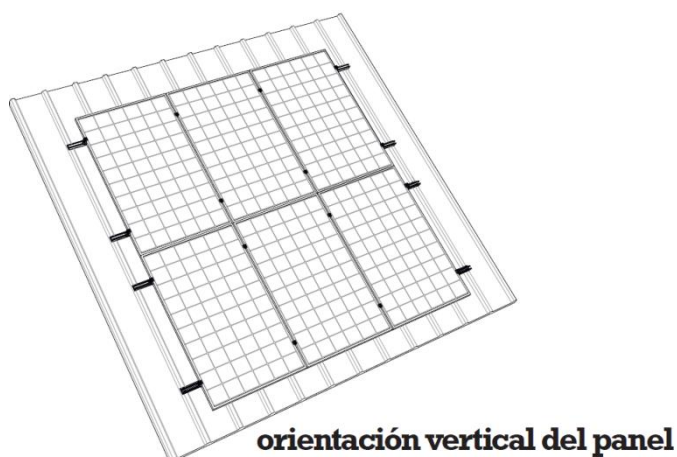
Cálculo estructural: Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO".

| Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento | | | | | | | | |
|---|-------------------|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----------------------------|
| Inclinación | Tamaño del módulo | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | nº de módulos |
| KIT | De 5° a 30° | <2000x1000 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | Velocidad de viento km/h |
| | | <2279x1150 | 150 | 150 | 130 | 150 | 150 | |
| | 35° | <2000x1000 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | |
| | | <2279x1150 | 150 | 150 | 130 | 130 | 150 | |

| | | | |
|------------|------------|-----|--|
| SISTEMA PS | <2400x1350 | 130 | |
|------------|------------|-----|--|

3.2. SOPORTE COPLANAR PANELES FOTOVOLTAICOS EN CUBIERTA INCLINADA

Para la instalación en la cubierta inclinada de los paneles fotovoltaicos, se considera un sistema CLICKFIT de ESDEC.



Sistema de instalación válido para paneles solares de todas las marcas y modelos con grosor del marco de entre 30 y 50 mm y una superficie máxima de aproximadamente 2,6m².

A la hora de instalar el sistema de montaje, es importante seguir las instrucciones de montaje y las normas correspondientes para evitar accidentes. En particular, observe las siguientes normas, reglamentos y demás reglas:

- Código Técnico de Edificación de 2012 (normativa para la construcción, el uso y la demolición de edificios)
- NEN 7250:2014 - Aspectos estructurales de los sistemas fotovoltaicos
- NEN-EN 1990 - Bases del diseño estructural
- NEN-EN 1991-1-3 - Cargas generales - Carga de la nieve
- NEN-EN 1991-1-4 - Cargas generales - Carga del viento
- NEN 1010:2015 - Instalaciones eléctricas de baja tensión (HD-IEC 60364)
- NEN-EN-IEC 62305 - Instalaciones pararrayos
- Leyes y reglamentos relativos a la seguridad en el trabajo: condiciones de trabajo seguras
- NEN 3140 - Funcionamiento seguro de las instalaciones de baja tensión
- Lista de comprobación relativa a la seguridad, la salud y el medio ambiente para contratistas - Prácticas seguras en el lugar de trabajo
- Directiva sobre andamios y seguridad en el trabajo, hoja A relativa a escaleras y andamios

Descripción del producto

El sistema se compone de perfiles de montaje y los demás materiales necesarios para instalar los paneles solares con orientación apaisada o vertical en cubiertas de chapa metálica.

El sistema de montaje para cubiertas de chapa metálica es apto para todo tipo de cubiertas de chapa metálica, incluidas las comunes onduladas y trapezoidales. (El grosor de la chapa metálica debe ser al menos 0,5 mm)

Fijación a la cubierta

Los perfiles de montaje se fijan a la lámina metálica con tornillos autorroscantes o remaches ciegos. La altura del perfil de montaje no tiene consecuencias para los componentes necesarios, excepto para los clips sujetacables opcionales y aptos para optimizadores. Solo se pueden utilizar para el perfil de montaje alto. Los perfiles de montaje altos están provistos de una muesca, para que se puedan alinear sencillamente. Como los perfiles de montaje no se fijan a las vigas ni a las coreas, la posición de los paneles solares en la cubierta puede determinarse libremente. En la parte inferior, los perfiles de montaje están provistos de cinta selladora de EPDM, que sirve de barrera contra posibles filtraciones de agua. En las cubiertas onduladas, los perfiles de montaje están equipados con un adaptador de EPDM opcional.

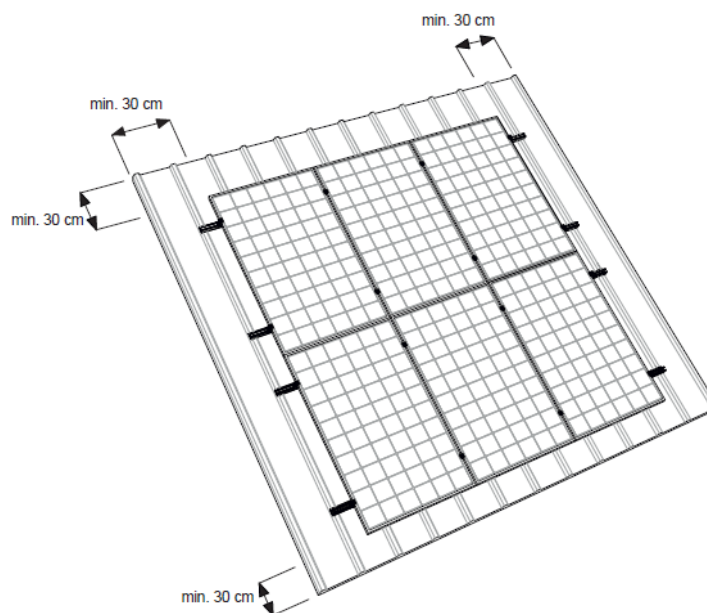
Fijación de los paneles

Los paneles solares se fijan a los perfiles de montaje con clemas/grapas universales de panel.

Determinación y medición de la posición de los paneles solares

Para determinar la ubicación de los paneles solares en la cubierta inclinada, es muy importante prestar atención a la exposición solar a lo largo de todo el día y todo el año. Instale los paneles en una zona de la cubierta con la menor sombra posible. La sombra de chimeneas, ventanas de buhardilla, árboles y edificios cercanos tienen un efecto negativo en el rendimiento de los paneles solares.

Para instalar el panel solar (en orientación apaisada o vertical) se necesita aproximadamente un espacio de al menos unos 160x80 cm o 160x100 cm o 200x100 cm de las dimensiones exteriores del módulo por panel (según el tipo del panel solar). Deje al menos 30 cm de espacio libre en la cubierta alrededor de los paneles solares. Es decir, 30 cm desde la cumbrera y el canalón y 30 cm desde los lados por la elevada carga como consecuencia de turbulencias de viento en esas zonas.





3.3. LASTRE

El lastre 0° de Sun Ballast o equivalente, es una solución óptima cuando se dan situaciones como: carga de la losa limitada, espacios limitados y limitaciones paisajísticas. Esta solución específica alcanza el objetivo de colocar más paneles en menos espacio sin que sea visible desde el exterior. Existe también una versión elevada en caso de que sea necesario mantenerse más alto que la superficie.

Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.



Peso del lastre 30kg



Peso del lastre 45kg

Durante la instalación se coloca una capa de **funda de polietileno** en seco entre el soporte y la cubierta. Y se distribuirá el lastre uniformemente por la estructura.

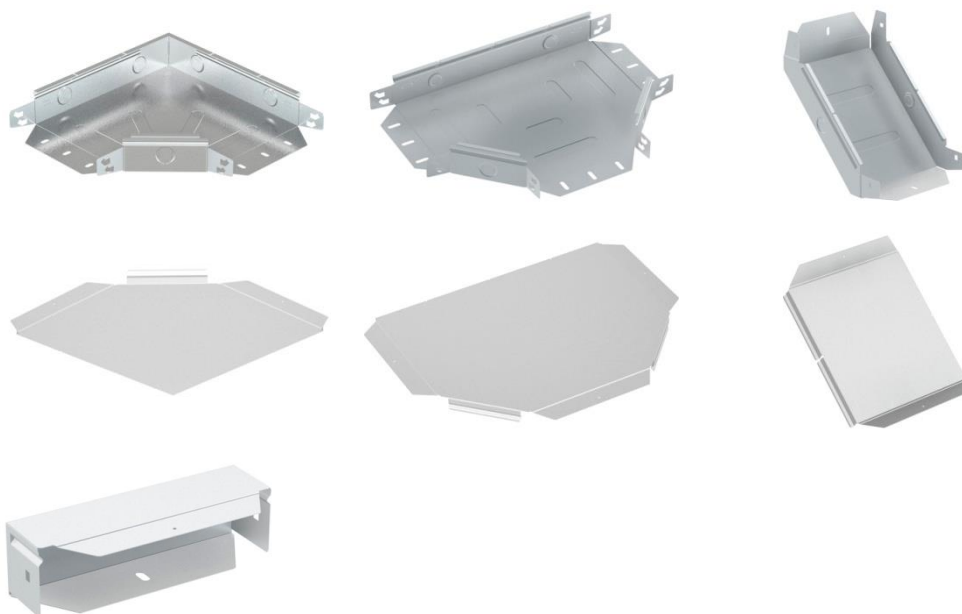
4 SISTEMA DE CANALIZACIÓN

En cubierta exterior:

La canalización utilizada para la unión desde las placas solares hasta el punto de acceso a el interior de la edificación, se utilizará el sistema de bandeja perforada PEMSABAND LX (GC).



Para los cambios de dirección u uniones se instalarán codos de 90°, codos concavos y uniones en "T" compatibles con su correspondiente tapa, así como tapas finales para evitar acceso de elementos no deseados a la canalización.



DESCRIPCIÓN:

Bandeja metálica perforada de 60x100mm y embutida para conducción de cables, fabricada en chapa de acero al carbono (AISI304 y AISI316L) galvanizado en caliente (GC), sistema click para unión de tramos rectos sin necesidad de accesorios, borde de seguridad perfilado para evitar daños y cortes en personal instalador o mantenimiento y cableado. base perforada y embutida que aumenta la resistencia y evita que retenga líquidos.

Conforme con la norma UNE-EN 61537 y marcado CE de cumplimiento de directiva de NT2006/95CE. Libre de Cr^{VI} cumpliendo directiva 2002/95/CE RoHS, Galvanizado en caliente según UNE-EN ISO 1461, Clase7, adecuado para instalaciones exteriores y ambientes agresivos.

En interior:

Tendidos bajo tubo

Para cables instalados en el interior de tubos se seguirán en todo momento las prescripciones generales del pto. 2.1. de la ITC-BT 21 del REBT del que destacamos el siguiente párrafo:

"Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocarlos y fijados éstos y sus accesorios, disponiendo para ello los registros que se consideren convenientes, que en tramos rectos no estarán separados entre sí más de 15 metros (40 metros para tubos enterrados). El número de curvas en ángulo situadas entre dos registros consecutivos no será superior a 3. Los conductores se alojarán normalmente en los tubos después de colocados éstos."

Necesitaremos también saber el diámetro interior mínimo del tubo a elegir. Para ello la ITC-BT 21 establece el criterio de llenado de los mismos en función del sistema de instalación del tubo. Cuando se supere el valor de conductores tabulados en la ITC-BT 21 se deberá respetar el criterio de llenado que se recoge para cada sistema de instalación. Para tubos en superficie (pto. 1.2.1.) la sección interior del tubo ha de ser como mínimo 2,5 veces la sección ocupada por los cables, para tubos empotrados (pto. 1.2.2.) el factor es 3 y para tubos enterrados 4 (pto. 1.2.4.).

Con el criterio de llenado explicado tenemos las siguientes tablas orientativa para la elección del diámetro exterior de tubo en función de la sección y número de conductores a instalar.

Tabla 2. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir:

| Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²) | Diámetro exterior de los tubos (mm) | | | | |
|--|-------------------------------------|----|----|----|----|
| | Número de conductores | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1,5 | 12 | 12 | 12 | 12 | 16 |
| 2,5 | 16 | 20 | 25 | 25 | 32 |
| 4 | 32 | 40 | 40 | 50 | 50 |
| 6 | 12 | 12 | 16 | 16 | 20 |
| 10 | 25 | 32 | 32 | 40 | 40 |
| 16 | 50 | 50 | 63 | 63 | 75 |
| 25 | 16 | 16 | 20 | 20 | 25 |
| 35 | 32 | 32 | 40 | 50 | 50 |
| 50 | 63 | 63 | 75 | 75 | -- |
| 70 | 16 | 16 | 20 | 20 | 32 |
| 95 | 32 | 40 | 40 | 50 | 63 |
| 120 | 63 | 75 | 75 | -- | -- |

| | | | | | |
|-----|----|----|----|----|----|
| 150 | 16 | 20 | 20 | 25 | 32 |
| 185 | 32 | 40 | 50 | 50 | 63 |
| 240 | 75 | 75 | -- | -- | -- |

Tabla 5. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir:

| Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²) | Diámetro exterior de los tubos (mm) | | | | |
|--|-------------------------------------|----|----|----|----|
| | Número de conductores | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1,5 | 12 | 12 | 12 | 12 | 16 |
| 2,5 | 20 | 25 | 25 | 32 | 32 |
| 4 | 40 | 40 | 50 | 50 | 63 |
| 6 | 12 | 16 | 16 | 16 | 25 |
| 10 | 25 | 32 | 40 | 40 | 50 |
| 16 | 50 | 63 | 63 | 75 | 75 |
| 25 | 16 | 20 | 20 | 25 | 25 |
| 35 | 32 | 40 | 40 | 50 | 63 |
| 50 | 63 | 75 | 75 | -- | -- |
| 70 | 16 | 20 | 20 | 25 | 32 |
| 95 | 32 | 40 | 50 | 50 | 63 |
| 120 | 75 | 75 | -- | -- | -- |
| 150 | 20 | 20 | 25 | 25 | 32 |
| 185 | 40 | 50 | 50 | 63 | 63 |
| 240 | 75 | -- | -- | -- | -- |

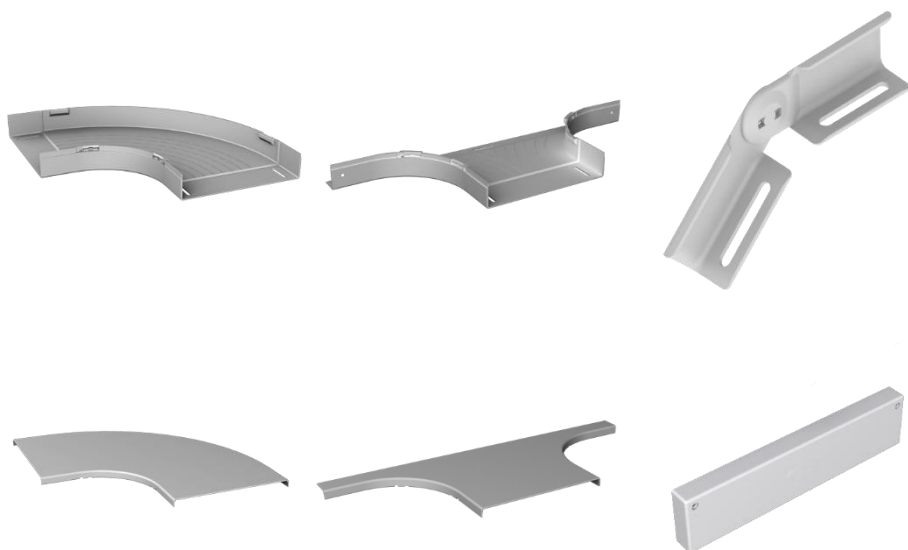
Para el tramo entre el inversor a el punto frontera en el cuadro de servicios generales (CAF_S.Generales) dado que alojará en su interior 5 conductores de 10mm² de sección, se opta por una instalación bajo tubo rígido de policarbonato, exento de halógenos según UNE-EN 50267-2-2 para evitar emisiones de humo y gases ácidos, enchufable, curvable en caliente, de color gris, de 50 mm de diámetro nominal. Con una resistencia a la compresión 1250 N, resistencia al impacto 6 julios, temperatura de trabajo -5°C hasta 90°C, con grado de protección IP547 según UNE 20324, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama. Según UNE-EN 61386-1 y UNE-EN 61386-22.

mediante canal

En caso de sustituir algún tramo de tubo se realizará la canalización mediante el sistema de bandeja perforada BANDEJA AISLANTE 66 (Unex 60x100 en U48X).



Para los cambios de dirección u uniones se instalarán codos de CON RADIO DE 160°, codos articulados y uniones en "T" compatibles con su correspondientes tapas, así como tapas finales para evitar acceso de elementos no deseados a la canalización.



DESCRIPCIÓN:

Bandeja PVC perforada de 60x110mm y embutida para conducción de cables, fabricada en material termoplástico libre de halógenos (s/EN 50642: 2018), base perforada y embutida que aumenta la resistencia y evita que retenga líquidos.

Conforme con la normas UNE-EN 61537:2007, EN 50085-1:2006, EN 50085-1:2006/A1:2013, EN 50085-2-1:2008, EN 50085-2-1:2008/A1:2012.

5 TOMA DE TIERRA

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

La instalación estará provista de una puesta a tierra con cable desnudo de cobre de 25 mm² con objeto de limitar las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en la propia instalación.

Esta puesta a tierra estará formado por los cables de puesta a tierra de acompañamiento a lo largo de las correspondientes canalizaciones de BT y MT, el anillo formado para la puesta a tierra de los centros de transformación así como las derivaciones para conectarse con el cerramiento perimetral y con las estructuras metálicas contenidas en el campo fotovoltaico formadas por las estructuras fijas, se complementará con picas y soldaduras aluminotérmicas para conseguir una red equipotencial de la zona.

La red de puesta a tierra seguirá las normas correspondientes: el Reglamento electrotécnico de baja tensión (Real Decreto 842/2002), la IEC-61400 y el Reglamento de Instalaciones eléctricas de alta tensión (Real Decreto 337/2014).

6 SEGURIDAD

6.1. INSTALACIÓN DE LÍNEA DE VIDA HORIZONTAL EN CUBIERTA.

6.1.1. OBJETIVO.

La instalación de una línea de vida horizontal en la cubierta del centro de Salud con el propósito de proporcionar un sistema de protección contra caídas eficaz y seguro para los trabajadores que realizan tareas en altura.

6.1.2. NORMATIVAS Y REGULACIONES

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre: Regula las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril: Establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo: Regula las disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual (EPI).
- Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre: Establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en el trabajo en altura.
- EN 795:2012: Requisitos técnicos para dispositivos de anclaje anticaídas horizontales (hasta 15°). La EN 795 distingue cinco tipos de dispositivos de anclaje, de la A a la E.
 - Tipo A se refiere a anclajes simples.
 - Tipo B se refiere a anclajes temporales y transportables.
 - Tipo C se refiere a sistemas flexibles horizontales como líneas de vida de cable.
 - Tipo D se refiere a sistemas rígidos, generalmente sistemas de raíl.

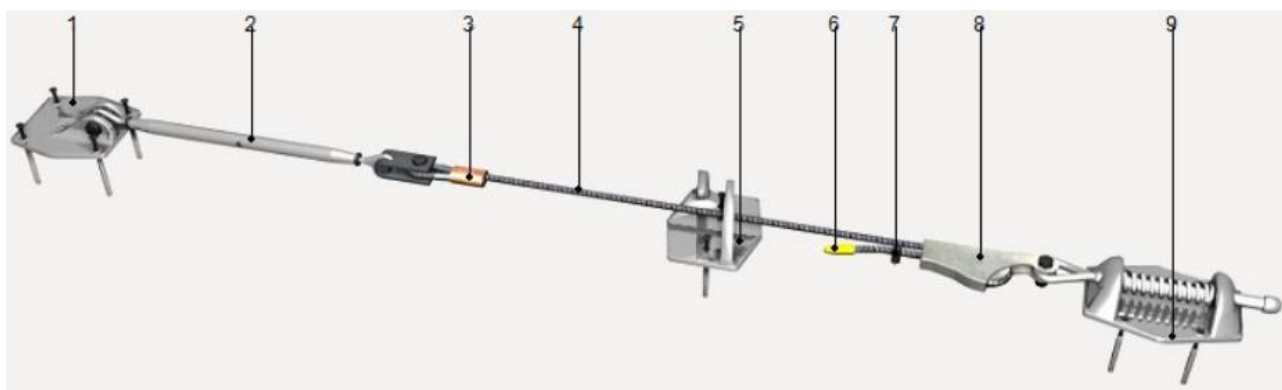
- Tipo E se refiere a sistemas temporales que se estabilizan con contrapesos. Esta normativa sólo contempla el uso por parte de un solo operario

La Comunidad de Madrid puede tener regulaciones específicas en materia de seguridad laboral y prevención de riesgos en trabajos en altura. Estas pueden estar disponibles a través de la Dirección General de Trabajo de la Comunidad de Madrid o el Instituto Regional de Seguridad y Salud en el Trabajo (IRSST), que son las entidades encargadas de la seguridad laboral en la región.

6.1.3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El sistema de línea de vida horizontal consta de dos tramos, cada uno con los siguientes componentes:

- 1 Anclaje terminal de acero inoxidable AISI 316, acabado brillante.
- 8 Fijación compuesta por taco químico.
- 1 Anclaje terminal con amortiguador, de acero inoxidable AISI 316.
- 3 Anclaje intermedio de acero inoxidable AISI 316.
- 21 Cable flexible de acero inoxidable de 10 mm de diámetro.
- 1 Tensor de caja abierta, con ojo en un extremo y horquilla.
- 1 Conjunto de sujetacables y un terminal manual, de acero inoxidable.
- 1 Protector para cabo, de PVC, color amarillo.
- 1 Placa de señalización de la línea de anclaje.
- 1 Conjunto de dos precintos de seguridad.



- | | | |
|----------------------------|-------------------------|---------------------------------------|
| 1: Anclaje terminal. | 4: Cable. | 7: Sujeta cables. |
| 2: Tensor de caja abierta. | 5: Anclaje intermedio. | 8: Terminal manual. |
| 3: Casquillo de cobre. | 6: Protector para cabo. | 9: Anclaje terminal con amortiguador. |

6.1.4. PROCEDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Evaluación del Sitio:

Antes de la instalación, se realizará una evaluación exhaustiva del sitio para determinar la ubicación adecuada de los puntos de anclaje y asegurarse de que la estructura de la cubierta sea lo suficientemente resistente.

Diseño del Sistema:

Se diseñó el sistema de línea de vida horizontal paralela a cada STRING o CADENA de módulos fotovoltaicos en su parte superior y cumpliendo las normativas y regulaciones aplicables.

Preparación de la Superficie:

La superficie de la cubierta se limpiará y preparará adecuadamente para la instalación, asegurando una fijación segura de los anclajes.

Instalación de Anclajes:

Se instalarán los anclajes de acero galvanizado en la cubierta utilizando los procedimientos y las especificaciones del fabricante. Se verificará que los anclajes estén correctamente fijados y sean capaces de soportar las cargas previstas.

Instalación del Cable:

Se tenderá el cable de acero inoxidable a lo largo de la cubierta, conectándolo de manera segura a los anclajes instalados. Se asegurará que el cable esté tensado correctamente y sin torsiones.

Conexión de los Conectores de Seguridad:

Se instalarán y verificarán los conectores de seguridad en el cable de acero de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

Pruebas de Carga:

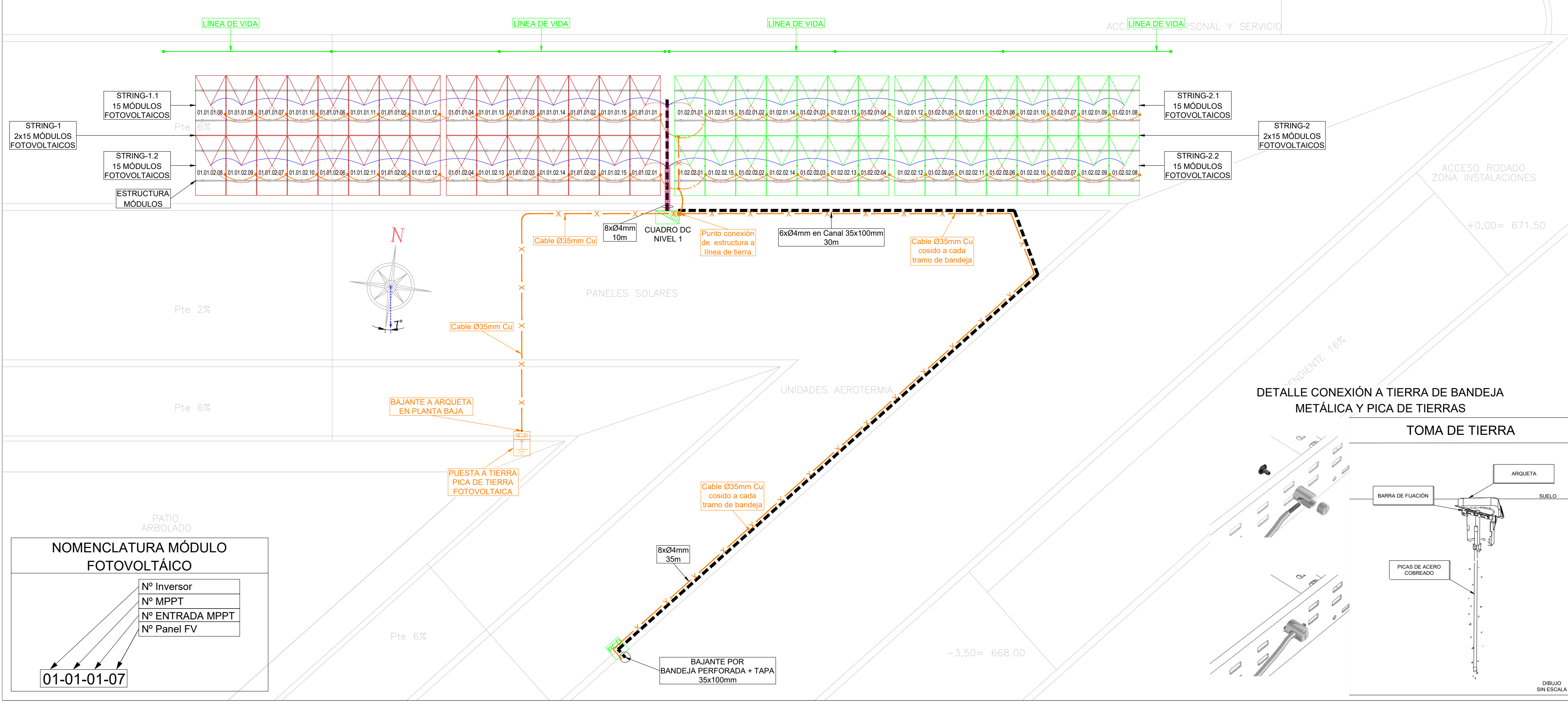
Se realizarán pruebas de carga para asegurarse de que el sistema de línea de vida horizontal será capaz de soportar las cargas previstas. Se documentaron los resultados de estas pruebas.

Entrenamiento del Personal:

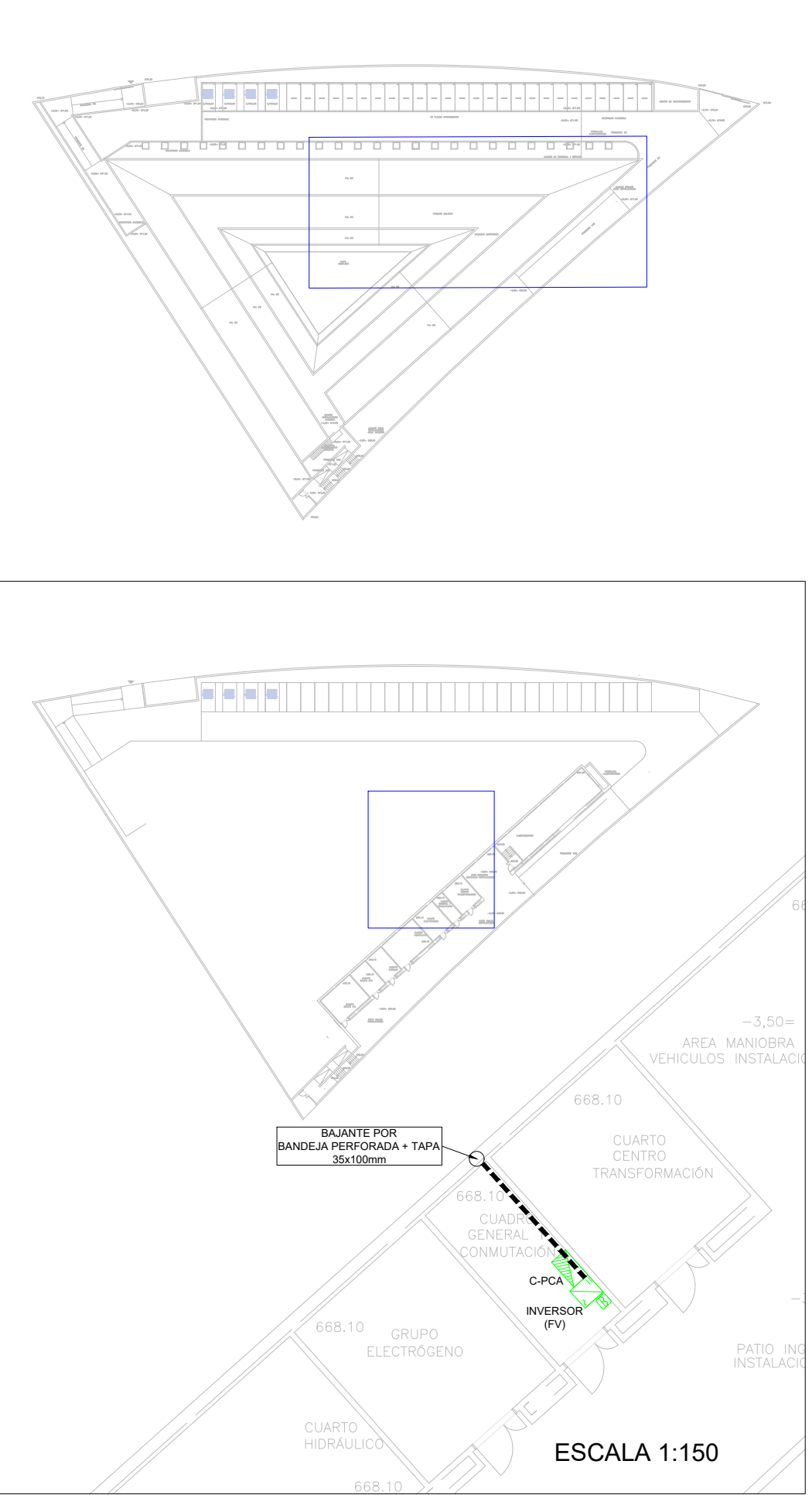
El acceso a cubierta se realizará por personal con entrenamiento y conocimiento sobre el uso adecuado de la línea de vida horizontal y los procedimientos de seguridad.

7 LISTA DE PLANOS

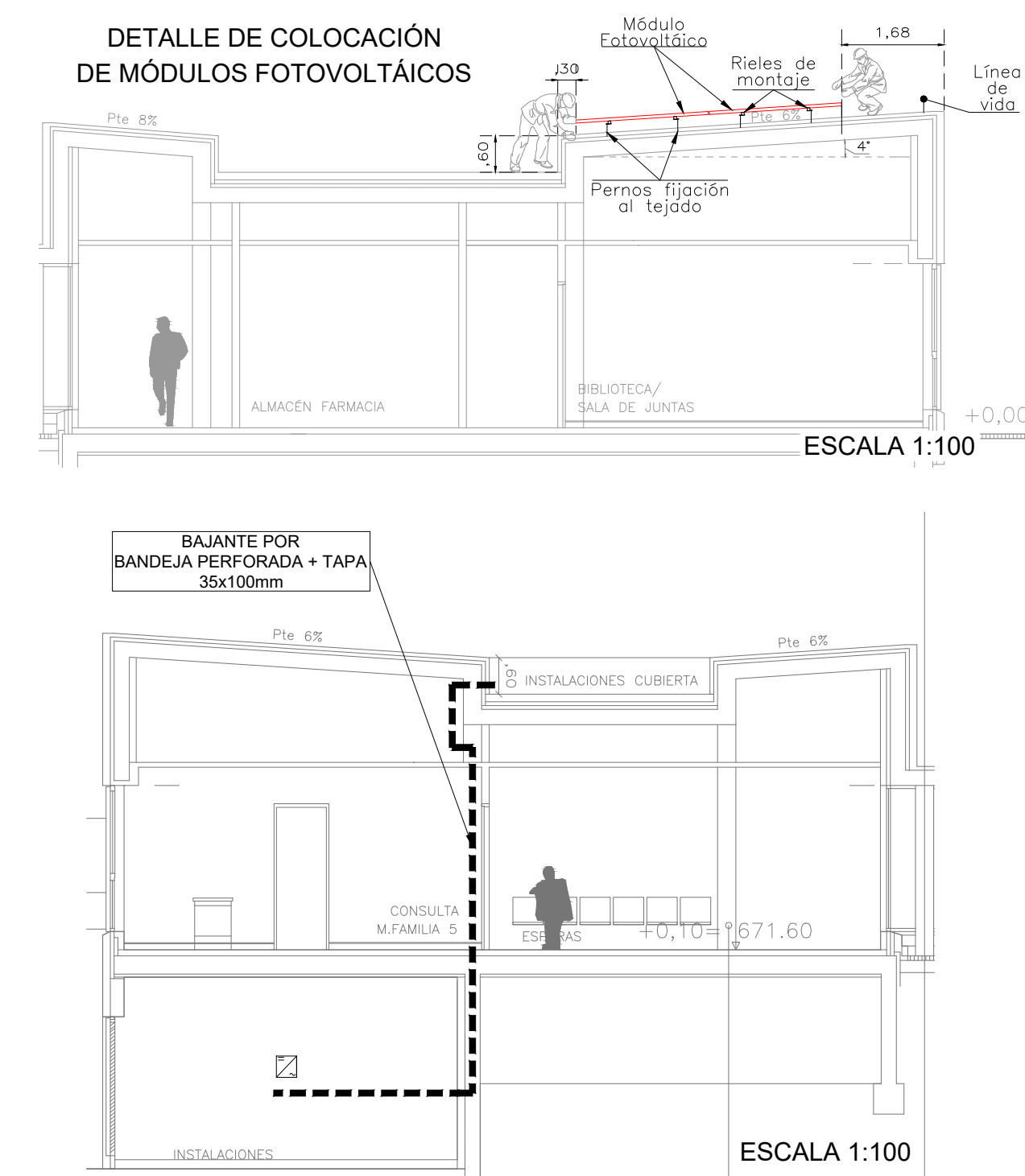
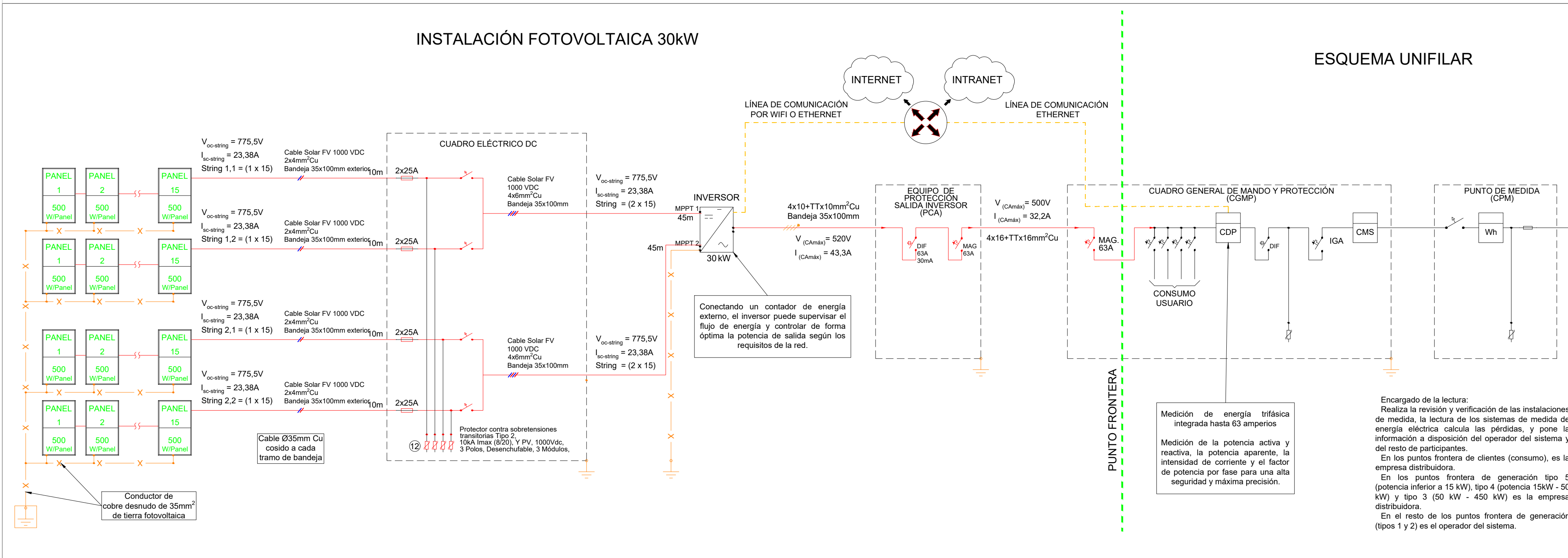
| | | | |
|--|--------------|----|-------|
| X-a 01 PLANO PLANTAS, DETALLES Y ESQUEMAS..... | Fotovoltaica | A1 | 1:100 |
|--|--------------|----|-------|



| NOMENCLATURA MÓDULO FOTOVOLTAICO | |
|----------------------------------|--|
| Nº Inversor | |
| Nº MPPT | |
| Nº ENTRADA MPPT | |
| Nº Panel FV | |
| 01-01-01-07 | |

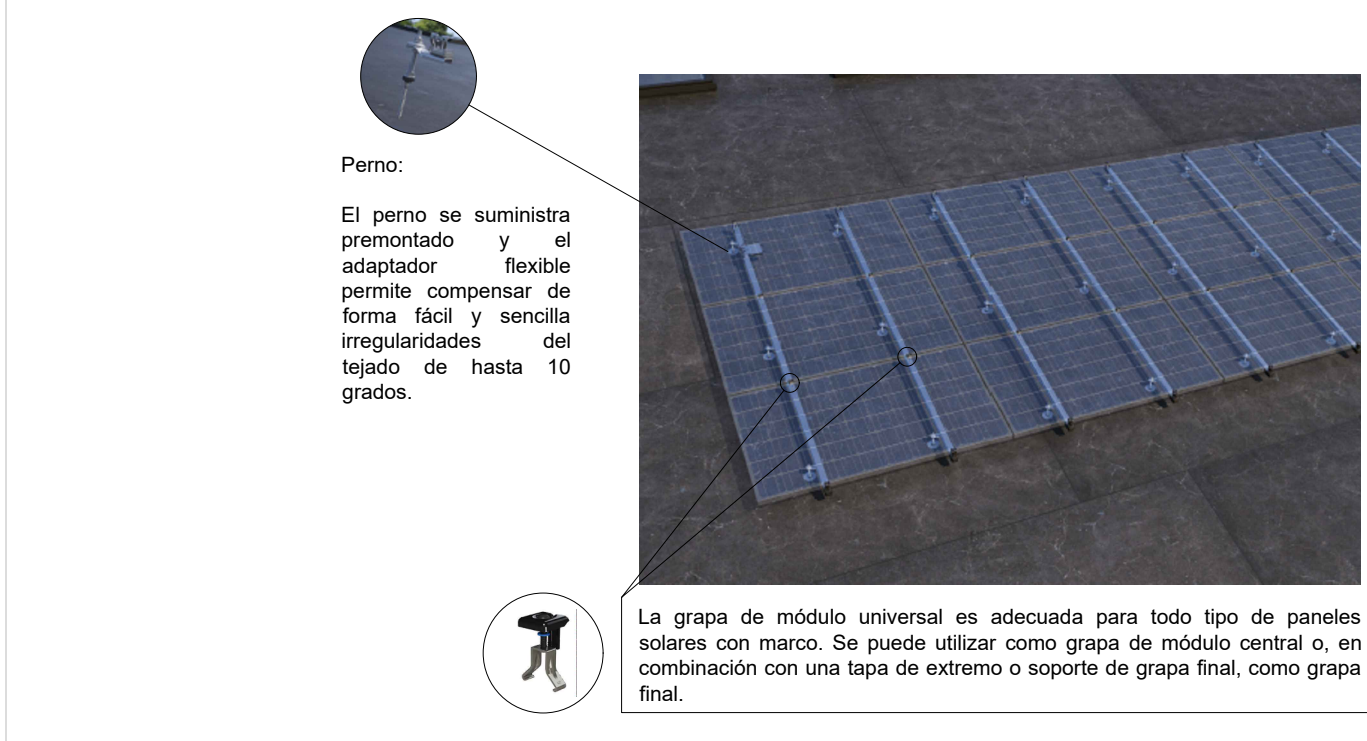


| LEYENDA FOTOVOLTAICA | |
|----------------------|---|
| | CANALIZACIÓN BANDEJA PERFORADA CON TAPA (35x100mm) |
| | CABLEADO ZZ-P 2x26mm |
| | DOS CONDUCTORES |
| | TRES FASES MÁS NEUTRO |
| | CONDUCTOR DE TIERRA |
| | MÓDULO FOTOVOLTAICO |
| | INVERSOR FOTOVOLTAICO |
| | CONTROL DINÁMICO DE POTENCIA O CONTROL DE INYECCIÓN |
| | SISTEMA DE CONMUTACIÓN (Interconexión Neutro-Tierra en modo Separado) |
| | EQUIPOS DE MEDIDA (Directa o Indirecta) |
| | CUADRO PROTECCIÓN STRINGS 340x610x160 mm |
| | CUADRO PROTECCION STRINGS A INVERSORES 448x842x160 mm |
| | REGISTRO CAMBIO DE DIRECCIÓN 500x400x210 mm |
| | CUADRO DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA FT |
| | TOMA DOBLE UTP CAT.6A RJ45 64x64x42 mm |
| | CONEXIÓN A TIERRA |
| | CAJA PORTAFUSIBLES + FUSIBLE |
| | INTERRUPTOR SECCIONADOR |
| | INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO |
| | INTERRUPTOR DIFERENCIAL |
| | PROTECTOR CONTRA SOBRETENSIONES |
| | PICA RED DE TIERRAS REGISTRABLE |
| | ENRUTADOR |



| LEYENDA RED TIERRAS | |
|---------------------|---|
| | LÍNEA DE RED DE TIERRAS 35 mm ² Cu |
| | SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA |
| | PICA RED DE TIERRAS REGISTRABLE |
| | PICA RED DE TIERRAS |
| | PUNTO DE COMPROBACIÓN |
| | PUNTO DE PUESTA A TIERRA |

| NOMENCLATURA | |
|--------------|--------------------------------------|
| DC: | CORRIENTE CONTINUA |
| AC: | CORRIENTE ALTERNA |
| C-NIVEL 1: | CUADRO DE PROTECCIÓN DC |
| CGMP: | CUADRO GENERAL DE MANDO Y PROTECCION |
| C-PCA: | CUADRO PROTECCIÓN CA |
| CDP: | MEDIDOR DE ENERGÍA |



Gestión de cables integrada:

Los cables y clavijas se pueden mantener ordenados y seguros en todo momento tanto en la conexión de encaje a presión del perno como en los clip sujetacables. El optimizador también se puede acoplar fácilmente al clip sujetacables.

Montaje con una conexión de encaje a presión:

El perno incluye una conexión de encaje a presión autoalineante. Esto facilita la instalación del riel de montaje desde la parte superior.

- ### NOTAS INSTALADOR
- EL INSTALADOR REALIZARÁ TODAS LAS PRUEBAS PERTINENTES Y DEJARÁ LA INSTALACIÓN COMPLETAMENTE ACABADA Y EN PERFECTO ESTADO DE FUNCIONAMIENTO, ASÍ COMO GARANTIZADA DURANTE EL TIEMPO QUE MARQUE EL PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES DEL PROYECTO.
 - EL INSTALADOR REALIZARÁ TODOS LOS TRÁMITES NECESARIOS PARA LA LEGALIZACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LA INSTALACIÓN, SOLICITANDO PREVIAMENTE A SU EJECUCIÓN TODA LA INFORMACIÓN, TANTO DE LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA, DELEGACIÓN DE INDUSTRIA CORRESPONDIENTE Y DEMÁS ORGANISMOS OFICIALES PARA NO TENER PROBLEMA ALGUNO EN EL MOMENTO DE CONTRATACIÓN POR PARTE DE LOS FUTUROS USUARIOS.
 - SE RECUERDA AL INSTALADOR QUE TODA LA INFORMACIÓN DEL PROYECTO EN PLANOS SE COMPLETA CON EL RESTO DE DOCUMENTOS INTEGRANTES DEL MISMO (MEMORIA, CÁLCULOS, PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y ESTADO DE MEDICIONES).
 - EL INSTALADOR SE RESPONSABILIZARÁ EN TODO MOMENTO DE QUE LA INSTALACIÓN POR ÉL EJECUTADA SEA CORRECTA TANTO EN NORMATIVA COMO EN SU FUNCIONAMIENTO.
 - EL INSTALADOR CONFIRMARÁ A LA MAYOR BREVEDAD POSIBLE CON LA EMPRESA SUMINISTRADORA CORRESPONDIENTE EL LUGAR EXACTO DE LA ACOMETIDA (FACHADA O LÍMITE DE PARCELA) PARA ALOJAR LOS ARMARIOS Y/O ARQUETAS CORRESPONDIENTES. SE PRESENTARÁ A LA DIRECCIÓN FACULTATIVA LAS DIMENSIONES DE LOS MISMOS, INDICANDO NECESIDADES DE ESPACIOS, VENTILACIONES, DISTANCIAS MÍNIMAS A OTRAS INSTALACIONES, ETC. (IDEM PARA CUARTOS DE INSTALACIONES Y RECORRIDOS DE LAS MISMAS).
 - EL INSTALADOR DISPONDRÁ EN OBRA DE MUESTRAS DE CADA UNO DE LOS MATERIALES Y EQUIPOS QUE SE VAN A INSTALAR PARA SU APROBACIÓN POR PARTE DE LA DIRECCIÓN FACULTATIVA.
 - EL CONTRATISTA Y/O EL INSTALADOR PRESENTARÁ PLANOS DE COORDINACIÓN ENTRE LAS DIFERENTES INSTALACIONES "PREVIOS AL INICIO DE LOS TRABAJOS" CON EL FIN DE DETECTAR POSIBLES INTERFERENCIAS O CRUCES QUE A POSTERIORI PERJUDIQUE LA ESTÉTICA O EL FUTURO MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES. SE REALIZARÁN ESPECIALMENTE PLANOS DE MONTANTES EN PATIO DE INSTALACIONES, CON DETALLES DE SALIDA DE LOS MISMOS, RECORRIDO POR FALSOS TECHOS, FALSOS SUELOS, RECORRIDOS VISTOS EN TECHOS, SALAS DE MÁQUINAS, ETC. ESTOS PLANOS DEBERÁN SER APROBADOS PREVIAMENTE A SU EJECUCIÓN POR LA DIRECCIÓN FACULTATIVA.

Proyecto: ACTUALIZACIÓN DEL PROYECTO DE EJECUCIÓN

C.S. CAMPO DE TIRO EN LEGANÉS.

| | | | | | | | | | |
|-----------------|-----------------------------------|------------------|---|---------------------|---------------------------|---------------------|---|-------|-----------|
| Grupo de planos | X - INSTALACIONES COMPLEMENTARIAS | a - Fotovoltaica | Nº | X-a 01 | | | | | |
| Plano | PLANTAS, DETALLES Y ESQUEMAS | | | Escala | 1/100 | | | | |
| Licitor: | CARLOS FERRAN ALFARO | Arquitectos: | CARLOS FERRAN ALFARO LUIS HERRERO FERNANDEZ CARLOS FERRAN ARANAZ FRANCISCO NAVAJERO SUAREZ | Arquitecta Técnica: | MANUEL BURGULLOS GONZÁLEZ | Ing. Instalaciones: | BERNARDO R. LOSADA OMAR TABUÍO + AETRIA | Fecha | Oct. 2023 |

Estudios de Planeamiento y Arquitectura

Año Sesio 89, 28023 Madrid

www.estudiosdeplaneamientoyarquitectura.com