

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



“PROYECTO DE CENTRAL SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 2MW”

TRABAJO FIN DE GRADO

SEPTIEMBRE-2021

Autor: Alejandro Alacid Segura

Tutor: Juan Manuel Sánchez Eugenio

ÍNDICE GENERAL:

<u>1.MEMORIA DESCRIPTIVA Y JUSTIFICATIVA.....</u>	4
1.1 Preámbulo.....	4
1.2. Generalidades y problemática existente.....	4
1.3. Descripción del entorno del proyecto.....	5
1.4. Objeto del proyecto.....	5
1.5. Justificación de la solución adoptada. Energía solar fotovoltaica.....	5
• <u>1.5.1.- Energía solar fotovoltaica. Introducción.....</u>	5
• <u>1.5.2.- Energía solar fotovoltaica. Historia.....</u>	5
• <u>1.5.3.-Energía solar fotovoltaica.</u>	7
<u>Célula fotovoltaica y el efecto fotoeléctrico</u>	
• <u>1.5.4-Energía solar fotovoltaica. Célula fotovoltaica y su fabricación.....</u>	9
• <u>1.5.5.-Energía solar fotovoltaica. Tipos de célula fotovoltaica.....</u>	10
• <u>1.5.6.-Energía solar fotovoltaica. Parámetros de influencia en células.....</u>	11
• <u>solares.</u>	
• <u>1.5.7.-Energía solar fotovoltaica.....</u>	13
<u>Justificación de la célula solar seleccionada.</u>	
1.6. Situación de la Energía Solar en España.....	14
1.7. Componentes de la central solar.....	15

1.8. Soluciones adoptadas.....	21
• <u>1.8.1. Emplazamiento y situación de la central.....</u>	<u>21</u>
○ 1.8.1.1. Viales de acceso.....	24
• <u>1.8.2. Potencia de la instalación.....</u>	<u>25</u>
• <u>1.8.3. Soporte para las placas.....</u>	<u>25</u>
○ 1.8.3.1. Zapatas de Hormigón.....	27
• <u>1.8.4. Placas solares seleccionadas.....</u>	<u>30</u>
• <u>1.8.5. Inversor.....</u>	<u>33</u>
• <u>1.8.6. Disposición de DC en la instalación.....</u>	<u>37</u>
○ 1.8.6.1. Cuadros de protección DC de nivel 1.....	38
○ 1.8.6.2. Cuadros de protección DC de nivel 2.....	42
○ 1.8.6.3. Sistemas de desconexión y protección de entrada al inversor.	44
○ 1.8.6.4. Cableado DC.....	47
• <u>1.8.7. Disposición de AC en la instalación.....</u>	<u>48</u>
○ 1.8.7.1. Transformador.....	48
○ 1.8.7.2. Protección sección AC.....	49
▪ 1.8.7.2.1. Vigilancia de Aislamiento AC.....	51
○ 1.8.7.3. Celdas MT/AT.....	52
○ 1.8.7.4. Cableado AC.....	57
1.9. Puesta a tierra.....	58
1.10. Casetas prefabricadas.....	62

<u>2. MEMORIA DE CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....</u>	<u>64</u>
2.1. Orientación e inclinación placas solares.....	64
2.2. Valor de distancia entre placas.....	66
2.3. Cálculo formato de agrupación de strings en serie.....	67
2.4. Cálculo formato de agrupación de strings en paralelo.....	67
• 2.4.1. Agrupación en paralelo. Strings por inversor.....	68
2.5. Cálculos cableado DC.....	69
2.6. Cálculo cableado AC.....	79
2.7. Cálculos de puesta a tierra.....	85
2.8. Cálculos transformador.....	99
2.9. Cálculos de pérdidas y producción de energía.....	99
2.10. Cálculos de rentabilidad.....	106
2.11. Tablas de secciones por strings y boceto de numeración.....	108
<u>3. PLIEGO DE CONDICIONES.....</u>	<u>111</u>
<u>4. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....</u>	<u>133</u>
<u>5. PRESUPUESTO.....</u>	<u>154</u>
<u>6. PLANOS.....</u>	<u>160</u>
<u>PÁGINAS Y MATERIAL DE CONSULTA.....</u>	<u>163</u>

1.MEMORIA DESCRIPTIVA Y JUSTIFICATIVA:

1.1. Preámbulo

La creciente preocupación por el medioambiente y la sostenibilidad en nuestra sociedad ha ido incrementándose exponencialmente con el mayor flujo de información gracias a las redes sociales y los medios de comunicación en internet, habiendo así una mayor concienciación en respecto a las importantes problemáticas que llevan de la mano las energías no renovables, ya no solo por su claro hándicap de ser recursos energéticos finitos a corto o medio plazo, si no de además, comprometer al medioambiente, contribuir al cambio climático, la alteración de ecosistemas e importantes consecuencias para nuestro planeta y aquellos y aquellas que lo habitamos.

Por lo que, uno de los principales objetivos de las instituciones de diferentes naciones es el poder depender plenamente de las energías renovables, aquellas que , ya no solo son “infinitas” si no que llevan de la mano un impacto ambiental mínimo en comparación a las anteriores mencionadas, por ello, y con tal de cada vez tener una mayor infraestructura de energías renovables y una mayor visión a futuro, se ha optado por la creación de una nueva central de energía solar, específicamente fotovoltaica, siendo una de las opciones más óptimas teniendo en cuenta el temporal y las condiciones climáticas de la zona.

1.2. Generalidades y problemática existente

Recientemente las diferentes polémicas en respecto de la energías renovables, las malas expectativas a futuro de la disponibilidad de recursos y el cierre de importantes focos de producción de energía tanto en toda la nación como en nuestra comunidad, como es el caso del cierre de la central nuclear de Cofrentes, implica una pérdida importante en respecto a la producción de energía, lo que resulta en la necesidad de una iniciativa colectiva para intentar compensar tanto la pérdida de focos de producción energética y de mirar por el uso de energías renovables para el futuro.

1.3. Descripción del entorno del proyecto

Puesto que se optará por una solución de placas solares fotovoltaicas se debe considerar una superficie importante de terreno con tal de asegurar que sea suficiente para la producción de la potencia deseada y cabe añadir la importancia de la localización de este terreno, ya que se debe considerar que tenga las máximas horas de luz solar con tal de ser aprovechada con total plenitud. Finalmente, es importante considerar que es preferible evitar terreno habitado y con una conexión cercana a la red eléctrica.

1.4. Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es la especificación de las condiciones técnicas y de ejecución para el establecimiento de una planta fotovoltaica cuyo objetivo de potencia sería aproximadamente de 2MW, con tal de contribuir a la generación de energía de carácter renovable

1.5. Justificación de la solución adoptada. Energía solar fotovoltaica

Para poder justificar la elección conviene profundizar en el funcionamiento de la energía solar fotovoltaica, así como conocer términos y parámetros de relevancia en el tema.

1.5.1. Energía solar fotovoltaica. Introducción

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía cuya producción de electricidad es de origen renovable ya que la obtención de esta energía es a raíz de la radiación solar mediante un elemento semiconductor que se denomina célula fotovoltaica generalmente.

1.5.2. Energía solar fotovoltaica. Historia

El término fotovoltaico tiene su origen en 1849 en el Reino Unido, pero su existencia fue reconocida en 1839 por Alexandre-Edmond Becquerel por accidente mientras realizaba un experimento con una pila electrolítica pero la energía obtenida era muy pequeña y no podía tener aplicación práctica, esto fue así hasta no hasta 1883 donde la primera célula fotovoltaica fue realizada por Charles Fritts quien recubrió selenio semiconductor con pan de oro para realizar la unión, tenía

una bajísima eficiencia menor al 1% pero se pudo demostrar que era posible producir electricidad en base a la energía solar a pesar de la baja eficiencia.

Ya en 1953 Gerald Pearson, descubrió la posibilidad de aplicación práctica accidentalmente mientras experimentaba con el silicio en aplicaciones electrónicas, ya que, de alguna manera consiguió realizar un elemento muy similar a una célula fotovoltaica y se observó una eficiencia mucho más alta que la del selenio y por fin se pudo decir que podría tener una aplicación práctica para la producción de energía eléctrica.

Aun habiéndose desarrollado un modelo de célula mucho más eficiente que los anteriores, sus costes de producción eran muy elevados, y el valor de su producción energética muy bajo, eso sí, la Guerra Fría y una de sus principales consecuencias, la carrera espacial, serían factores impulsores de la tecnología fotovoltaica, ya que su presencia fue esencial en los satélites, quienes dieron un gran salto a raíz de la introducción de la energía solar fotovoltaica. Finalmente, su aplicación en la carrera espacial llevaría al perfeccionamiento, mejora y abaratamiento de la producción de estas, y para los años 90 incluyendo también principios del siglo XXI, esto fue progresivo hasta la actualidad, donde nos encontramos en la situación donde la energía solar fotovoltaica se ponga en consideración como sustituta de las energías no renovables o al menos, una parte importante de estas.

1.5.3. Energía solar fotovoltaica. Célula fotovoltaica y el efecto fotoeléctrico

La célula fotovoltaica, también llamada celda solar y célula solar, es un dispositivo que permite la transformación de energía lumínica (aquella ejercida por los fotones), en energía eléctrica mediante el llamado efecto fotoeléctrico.

Su principio de funcionamiento implica un semiconductor expuesto a la luz solar, los fotones “arrancan” los electrones y crea así un hueco en un átomo excitado. El electrón arrancado encuentra rápidamente otro hueco en el que situarse y la energía del fotón se disipa principalmente en forma de calor. De esta manera puede sonar fácil, pero para generar el potencial eléctrico se tiene que evitar que los electrones y los huecos se recombinen en la misma posición o “lado” del material, si no que deben ser redirigidos al lugar opuesto del material, de aquí se distinguirán la capa p y capa n y será lo que finalmente inducirá a la diferencia de potencial y así, la generación de energía eléctrica.

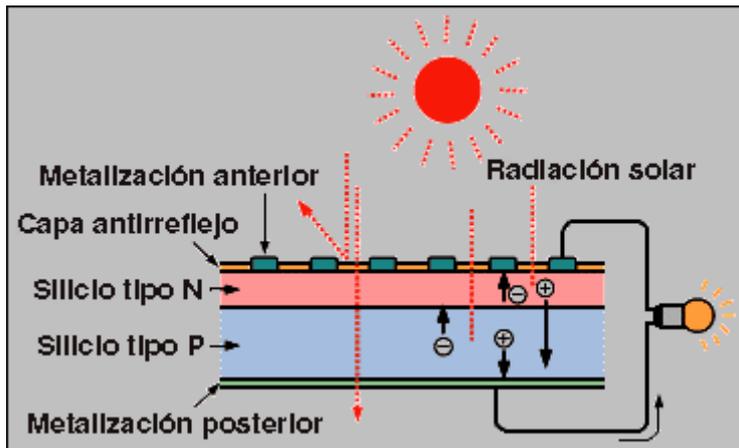
En respecto a lo mencionado en el párrafo anterior, una célula de silicio se puede dividir en esas dos capas, una superior y otra inferior, siendo una la capa p y la capa n, ambas de silicio, pero dopadas con una diferencia en la cantidad de electrones que encontramos en ellas.

Capa n: Se corresponde a la capa de silicio dopado con una mayor cantidad de electrones libres que en el silicio puro (de ahí n, de negativo). Cabe indicar que el material es neutro, ya que tanto el silicio y el material dopante son neutros, pero conjunto, la cantidad de electrones en la red formada es mayor.

Capa p: Se corresponde a la capa de silicio dopado con una menor cantidad de electrones que en el silicio puro, y por ende, una mayor cantidad de huecos. Al igual que la capa n, en conjunto es eléctricamente neutra, pero la presencia de huecos garantiza la conducción de electricidad.

La existencia de estas capas se debe a un fenómeno que denominamos como unión p-n, algo esencial para el funcionamiento de las células fotovoltaicas.

El esquema general se corresponde a:



Este fenómeno ocurre en la zona de contacto directo entre la capa p y la capa n, siendo la capa n aquella enriquecida de electrones libres incita a que, en un pequeño espesor en el que se encuentra la superficie de unión entre las dos capas, los electrones libres viajen de la capa n a la capa p en primera instancia, rellenando los huecos en la misma, eso sí posteriormente al crearse huecos en la capa n y al crearse un exceso de electrones libres en esa zona implicará un movimiento de electrones en esa sección de nuevo a la capa n, creando un campo eléctrico cuya dirección va de la capa n a la capa p, incitando al movimiento de electrones únicamente de la capa p hacia la capa n, esto lleva a la creación de un tipo de diodo y a esta zona la denominamos ZCE (Zona de carga de espacio) o también zona de barrera, que permite el paso de los electrones en una dirección, de la capa p a la capa n, pero no en la contraria, cabe recordar que los electrones se desplazan en la dirección contraria a el campo eléctrico generado. En resumen, en toda la vida de la unión existirá en la capa n una zona cargada positivamente y en la capa p una zona cargada negativamente creando ese campo eléctrico que viaja de n a p y dando esa función de diodo a la ZCE.

Se puede resumir su funcionamiento en:

1. Inciden los fotones y arrancan los electrones de la zona n.
2. La unión p-n y el campo eléctrico impiden el paso por la zona de barrera.
3. Los electrones comienzan a circular por el bus y son llevados a la capa p por una ruta alternativa.
4. Este desplazamiento crea un potencial entre la capa p y la capa n.
5. Los electrones se recombinan con los huecos en la capa p.

6. Una vez ocupados los huecos, el campo eléctrico incita que cuando hay “excedente” de electrones en la capa p, estos vuelvan a la capa n y se repita así el ciclo.

1.5.4. Energía solar fotovoltaica. Célula fotovoltaica y su fabricación

Generalmente el material más utilizado para la producción de células solares es el silicio, se obtiene mediante la reducción de sílice siendo este el compuesto más abundante en la tierra, presente en la arena y el cuarzo.

La producción comienza con el desarrollo de silicio metalúrgico, puro al 98%, que se obtiene de piedras de cuarzo que se encuentran en los filones minerales. La purificación se lleva a cabo mediante procesos de lavado y decapado y, empleando de vez en cuando destilaciones.

Con los procesos químicos mencionados anteriormente se pueden llegar a una concentración de impurezas de 0,2 partes por millón, eso sí, para usos específicamente solares es suficiente con 1 parte por millón y nos referimos al silicio con esta pureza como silicio de grado solar.

Posteriormente se funde el silicio y se realiza un proceso de crecimiento cristalino, en este proceso si el tiempo de solidificación es lo suficientemente extenso, se crean células monocristalinas, si es menor, policristalinas.

Generalmente en la actualidad se usa el llamado Proceso Czochralski, donde el silicio se obtiene en formato de lingotes.

De forma posterior, los lingotes de silicio son cortados en delgadas láminas cuadradas llamadas obleas y por último se les inyecta el dopante correspondiente según se usen para la capa p o la capa n.

Por último, estas presentan irregularidades superficiales e imperfecciones, así que son sometidas a tratamientos superficiales y posteriormente “metalizadas”, donde son colocadas cintas metálicas que se unen a los contactos con el fin de absorber la energía eléctrica del proceso.

En conclusión, la producción de células fotovoltaicas requiere de mucha energía y deben trabajar al menos durante 2 o 3 años para recuperar la energía que ha costado producirlas.

1.5.5. Energía solar fotovoltaica. Tipos de célula fotovoltaica

Dentro de la producción de células solares, al igual que en cualquier otro ámbito productivo, nos encontramos cierta variabilidad y estas no se salvan de esta casuística.

Hay diversos tipos de células fotovoltaicas y con ellas también ciertas características establecidas según sus intereses de uso o rango de precio, ya que hay células con un abanico de potencia muy variable y con parámetros de diseño específicos, pero, hay un factor muy condicionante y es el tipo de célula fotovoltaica según el tratamiento dado al silicio puro y se pueden clasificar en: Células de silicio monocristalino, células de silicio policristalino y células de silicio amorfo, generalmente.

Células de silicio monocristalino: Obtenidas a partir del cristal de silicio puro mediante la solidificación de un cristal único de grandes dimensiones, son las más costosas de producir y el proceso de fabricación es complicado, se necesita una elevada energía para ello pero son los que mejor comportamiento tienen en respecto a su durabilidad, su rendimiento (14-16 %) y una relación potencia superficie elevada.

Células de silicio policristalino: Obtenidas a partir de la solidificación del silicio formando múltiples cristales, el color es azulado pero se ven los patrones de los múltiples cristales mencionados anteriormente. Estas tienen una serie de aditivos como galio o boro.

Su rendimiento es inferior a las de silicio policristalino (sobre un 14%) y son más baratas de producir.

Células de silicio amorfo: Son generalmente las más baratas de producir y las primeras en ser manufacturadas. Estas presentan su red cristalina desordenada y se fabrican proyectando un gas producido por el silicio sobre una lámina de vidrio.

Se suelen usar en aparatos como calculadores e incluso relojes.

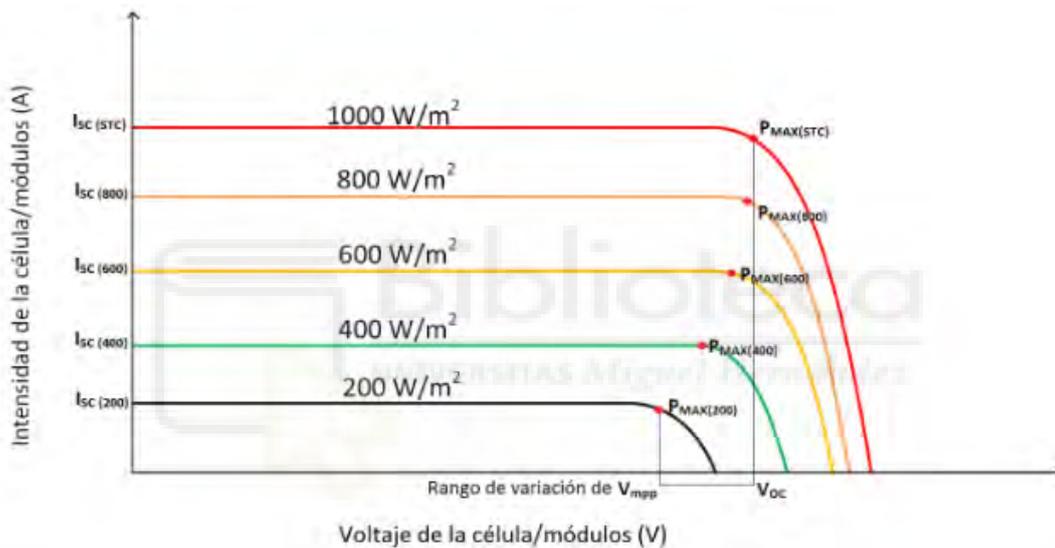
Tienen un rendimiento mucho menor a las mencionadas anteriormente (5-7%), pero su costo de producción es menor.

Otros tipos serían: Célula tándem (Apilamiento monolítico de dos células individuales) y las de mayor rendimiento actualmente, las Células multiunión, cuyo rendimiento puede alcanzar el 42,8 % (Universidad de Delaware), pero su costo es muy elevado.

1.5.6. Energía solar fotovoltaica. Parámetros de influencia en células solares

Parámetros medibles:

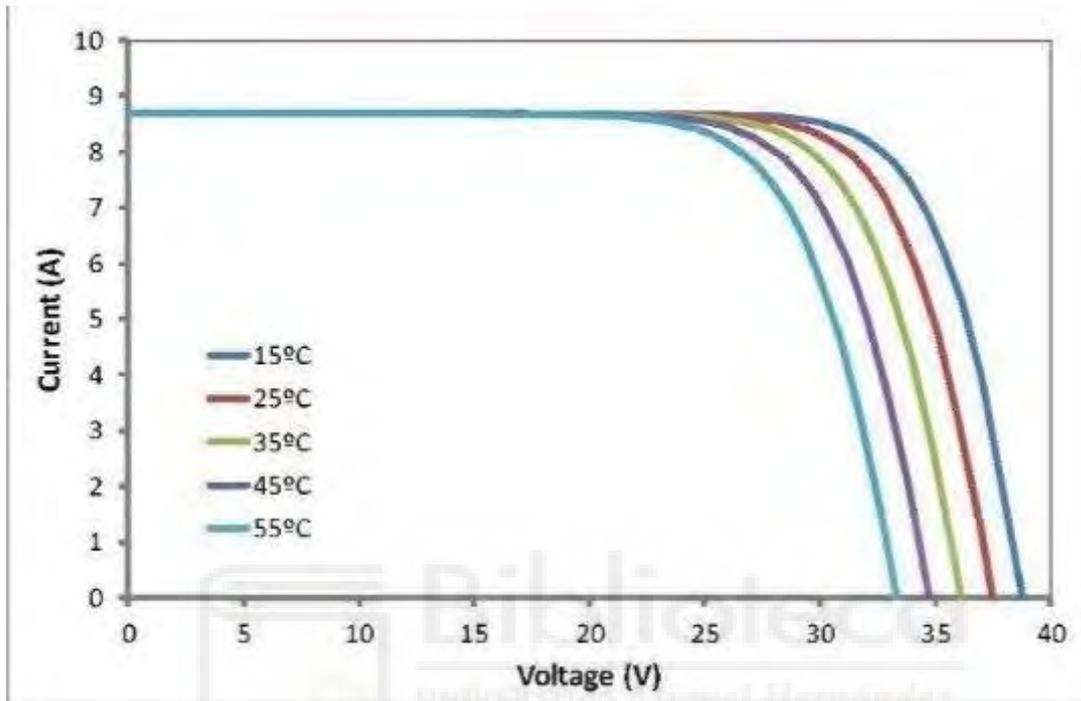
Irradiancia: La intensidad de cortocircuito de la célula aumenta proporcionalmente con la irradiancia, a su misma vez esto genera un pequeño aumento de la tensión máxima de la célula, incrementando su rendimiento.



Créditos de la imagen: IngeLibre-Wordpress.com.

Temperatura: El efecto de la temperatura sobre la célula solar si mantenemos la irradiancia constante es la disminución de la tensión máxima de la célula, lo que va de la mano con una disminución de su rendimiento.

Es observable en la siguiente gráfica:



Créditos de la imagen: Monsolar.com

Parámetros no medibles:

Suciedad: La suciedad es uno de los factores más relativos que condicionan el funcionamiento de las células solares y que se deben tener en cuenta para el mantenimiento de los módulos ya que puede afectar de forma significativa al rendimiento de estos.

1.5.7. Energía solar fotovoltaica. Justificación de la célula solar seleccionada

Habiendo expuesto la información necesaria para el entendimiento del funcionamiento conviene justificar las razones sobre la elección de los módulos solares mencionados en el apartado 1.5 de la Memoria, se corresponden con los módulos Trina Solar Vertex 600W TSM-DE20.

Factores condicionantes:

Temperatura y durabilidad: Cabe indicar que el emplazamiento seleccionado se sitúa en Monforte del Cid, al sureste de España y sur de la Comunidad Valenciana, en la provincia de Alicante, donde el clima suele ser extremadamente cálido en ciertas épocas, con otoños e inviernos templados, lo que nos lleva a que la temperatura va a ser sin duda un factor condicionante y que posiblemente veamos mermado su rendimiento por ello, por lo que se optarán por células monocristalinas por sus dos factores diferenciadores: el elevado rendimiento y su durabilidad.

Superficie: Se ha optado por esta solución con tal de suplir con las necesidades de la central con la menor superficie posible y el impacto en el área circundante sea el menor posible.

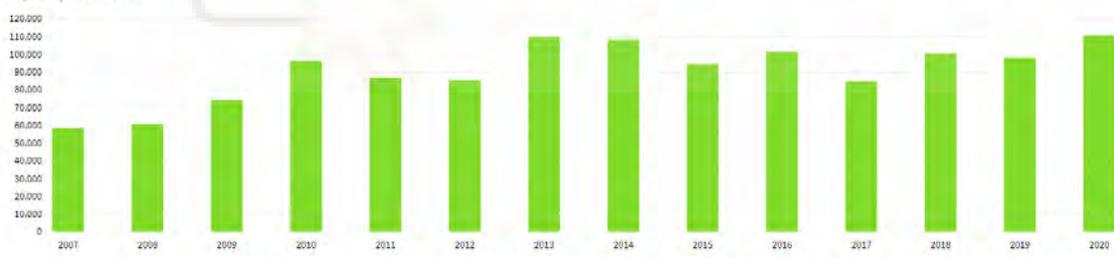
1.6. Situación de la Energía Solar en España

La situación actual de las energías renovables en nuestro país según la REE (Red Eléctrica de España):

- Las renovables significan el 44% del total nacional e incrementan su generación un 12,8% respecto a 2019.
- emisiones de CO₂ equivalente asociadas a la producción de electricidad se reducen un 27,8%, hasta alcanzar el menor valor desde que se cuenta con registros (2007).
- El 53,8% de parque de generación español es renovable, siendo la eólica la primera tecnología instalada en nuestro país.
- La pandemia contrae durante este 2020 la demanda de electricidad en España, que disminuye un 5,6% con respecto al año anterior.

En 2020, las energías renovables produjeron 110.450 GWh, considerado el año más verde desde el 2007 (año desde que se es contado).

Evolución de la generación eléctrica renovable (GWh)
España | 2007-2020



Fuente de los datos: ree.es.

En respecto a la energía solar, esta se corresponde al 6,1 % del total de energía (renovable y no renovable) generada en nuestro país.

La central solar con mayor potencia en la nación es la central de Núñez de Balboa, con 500 MW instalados, en comparación, la central del proyecto es de unas dimensiones mucho menores pero los factores son diferentes.

1.7. Componentes de la central solar

Se enumerarán los componentes básicos que formen una central solar:

Placa fotovoltaica (Módulo fotovoltaico): Explicado su funcionamiento con anterioridad, estas serán el componente fundamental para la producción de energía. Estas transmitirán la energía eléctrica generada mediante un conector denominado MC4, usado de forma generalizada en todas las placas fotovoltaicas.

Este conector tiene un diámetro de 4mm y debe ser conectado manualmente.

Permite conectar fácilmente baterías de placas solares unas con otras, además, pueden soportar por lo general tensiones de hasta 600V y las versiones más actuales están capacitados para 1500V.

El módulo fotovoltaico está formado por:



1.Marco de apoyo: Principalmente se encarga de aportar rigidez al conjunto y suele fabricarse de aluminio.

2.Cubierta frontal o cristal: Generalmente de vidrio templado con bajo contenido en hierro y una transmisibilidad de la radiación solar alta (sobre el 95%).

3. Capas encapsulantes: Se encargan de proteger a las células solares principalmente de los rayos ultravioleta. Tienen una alta transmisibilidad de la radiación solar.

Están fabricadas de EVA (etil-vinil-acetileno), que también aporta cohesión al conjunto y protege de impactos y vibraciones

4. Protección/Cubierta posterior: El objetivo es proteger de los agentes atmosféricos, siendo el principal agente evitado la humedad, siendo otorgada prácticamente una protección del 100%. Generalmente es de materiales como Tedlar o EVA.

5. Caja de conexiones: De esta salen dos cables, el positivo y el negativo, con el objetivo de dar continuidad al circuito eléctrico.

Algunos módulos tienen toma de tierra, siendo estos los usados para instalaciones de alta potencia.

Soporte para las placas: En respecto a los soportes necesarios para tener una base de apoyo para las placas solares, se pueden optar por un gran número de soluciones, ya que generalmente podemos encontrar:

Soporte Fijo: Son la opción más sencilla y asequible y en consecuencia, tiene un peor rendimiento en términos generales en comparación con los sistemas con seguidor.

Se debe establecer una orientación y angulación óptimas con tal de obtener el máximo aprovechamiento posible.



Estructuras móviles: Sistemas con sistemas de seguimiento en uno o dos ejes que maximizan la captación solar.



Armario DC (Caja DC): Equipo que recibe la energía eléctrica producida por las placas solares en corriente continua con el objetivo de abarcar los rangos de intensidad más elevados producido por las conexiones en paralelo de la central y por ende tener elementos de mando, protección, regulación y medida que permitan la desconexión de ciertos elementos y garantizar la protección del resto de la instalación y posibilidad de inspección sin riesgos.



Inversor: Su objetivo en términos básicos es la transformación de la energía eléctrica producida por las placas fotovoltaicas de corriente continua (CC) en corriente alterna (CA), ya que la corriente continua no es válida para la red eléctrica de consumo general.

Como bien sabemos, la corriente continua es de carácter lineal y por ello el inversor lo debe convertir en formato senoidal (generalmente) con tal de poder ser inyectada en la red eléctrica. El uso de corriente alterna en contra de la continua se explica fácilmente con el hecho de que con la alterna se puede incrementar fácilmente la tensión y esto es necesario para el transporte de altas potencias y conveniente, ya que aumentando la tensión de transporte, disminuimos la corriente, lo que permite que la red eléctrica use cables de menor sección, abaratando así el transporte y los riesgos.

Ciertos parámetros de importancia precisan de análisis a la hora de obtener y evaluar un inversor, estos se corresponden con:

1. *Tensión de entrada máxima.*
2. *Corriente de entrada máxima.*
3. *Rendimiento del inversor. $(P_{salida}/P_{entrada}) * 100$.*

En resumen, el inversor es necesario ya que siendo la corriente alterna, los transformadores pueden elevar fácilmente su tensión y reducir su corriente y así que la energía eléctrica producida por las placas sea apta para la red de consumo de alta, media y baja tensión.



Transformador: Es el elemento eléctrico que nos permitirá aumentar la tensión de la energía eléctrica producida a la tensión de la red de consumo.

Su funcionamiento se basa en la inducción electromagnética. La aplicación de una fuerza electromotriz en el devanado primario o inducido a raíz de una corriente eléctrica induce a la generación de flujo magnético en el material conductor y si este es variable, crea una fuerza electromotriz en el inducido en consecuencia, quedando el circuito eléctrico primario y secundario acoplados en un campo magnético.

La tensión producida en el devanado secundario depende de la relación del número de espiras de este, siendo la relación para un transformador ideal:

$$\frac{V_P}{V_S} = \frac{N_P}{N_S}$$



Celdas MT:

Dispositivos para el conjunto de media y alta tensión de una instalación eléctrica, generalmente rondando entre los 12 y 36 kV y se pueden encontrar de diferentes tipos.

Generalmente se pueden clasificar en línea, corte, protección y medida, siendo las de línea de gran relevancia con el fin de unificar diferentes partes de la instalación para derivar en red eléctrica de distribución.

El resto de tipos de la clasificación son esenciales para la seguridad de la instalación y el correcto funcionamiento de la misma.



1.8. Soluciones adoptadas

En los posteriores subapartados se establecerán las decisiones y elecciones tomadas para la realización del proyecto.

1.8.1. Emplazamiento y situación de la central

Se han tenido en cuenta ciertos requisitos para la elección de la situación de la central, siendo principalmente la disponibilidad de superficie, el impacto ambiental y la situación geográfica de los alrededores de la zona de la instalación.

En principio se optó por la localización correspondiente a las coordenadas:

Coord. 1: 38.344800837771494, -0.6742360781437198

Esta situación se encuentra en las cercanías de Monforte del Cid:

Vista satelital:



Vista topográfica:



En ambas representaciones se ha optado por marcar un área aproximada al requisito establecido de 20 Ha, pero es observable una problemática con este emplazamiento ya que, las colinas de las zonas colindantes pueden resultar problemáticas en horas de la tarde, ya que estas pueden entorpecer y reducir la captación solar.

Teniendo en cuenta lo anterior se ha evaluado otra opción y resulta óptima, principalmente por la regularidad del terreno:

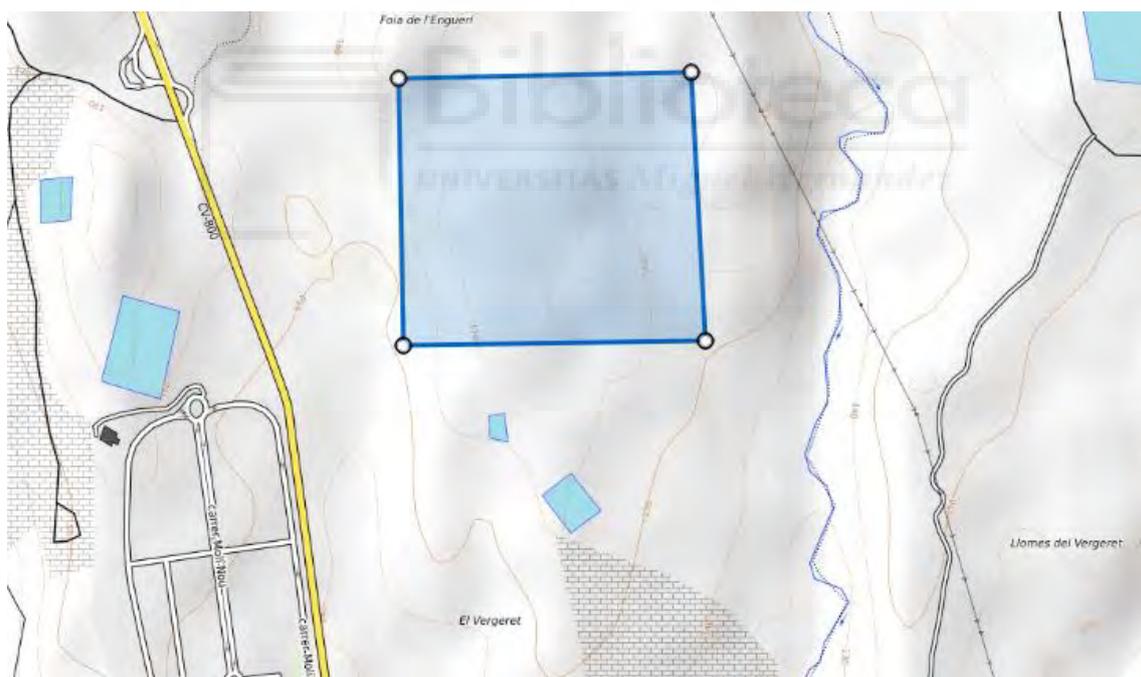
Coord. 2: 38.464750372858944, -0.4629391044875061

Término municipal de Mutxamel, Provincia de Alicante, Comunidad Valenciana, España.

Vista satelital:



Vista topográfica:



Es visible para esta última opción que la variabilidad topográfica de los alrededores es menor y su influencia en la captación será mínima, por lo que se considerará este el emplazamiento de la instalación ya que cumple con ciertas características que lo convierten un lugar idóneo:

Cercanía a la red: La instalación se situaría cerca de zona con civilización, por lo que implica la presencia de puntos de conexión a la red general, cabe indicar la cercanía de la subestación de transformación de Sant Joan.

Accesibilidad: La posición se encuentra en las cercanías de la CV-800, lo que implica una cercanía idónea a las redes de circulación vial.

Radiación solar: El sur de la Comunidad Valenciana destaca por sus horas de sol y clima generalmente cálido y despejado, idóneo para la máxima captación posible.

1.8.1.2. Viales de acceso

Puesto que se accederá con material de construcción y elementos de carácter pesado tomaremos de referencia la entrada de tráfico tipo T2, para ello, se diseñará un vial según lo establecido en las normativas, específicamente tomando de referencia la Orden FOM/3460/2003, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la norma 6.1-IC "Secciones de firme".

Se ha especificado un terreno tipo E3, para lo que se dispondrá un espesor de hormigón magro vibrado y un espesor de HF -4,5 para el vial, siendo el espesor del primero de 15 cm y del siguiente 23 cm.

El ancho del vial se ha determinado con un ancho de 3m y una longitud aproximada de unos 600m.

La vista general del vial y su sección constan en el plano 1.3 y plano 1.4 respectivamente.

1.8.2. Potencia de la instalación

Inicialmente se estableció como potencia objetivo de mínimo 2MW, este valor no es coincidente con los volúmenes de compra según la empresa de placas solares, ya que deben ser adquiridos en lotes de 558 unidades. Por lo que, según los cálculos deberán adquirirse mínimo 6 lotes, siendo 3320 módulos en total y otorgando una potencia total de 2,0086 MW teniendo en cuenta que la potencia otorgada por cada módulo es de 605W, un valor muy cercano al objetivo y con una pequeña holgura para abarcar posibles problemáticas.

1.8.3. Soporte para las placas

Se ha optado por soportes fijos, principalmente por su facilidad de instalación, diseño y bajo coste, ya que, como se ha mencionado antes, la zona es idónea para la captación solar y cabe añadir que el coste de un sistema móvil implicaría un coste muy significativo teniendo en cuenta la potencia de la instalación, siendo esta una cifra baja en comparación con otras centrales solares, lo que llevaría a un tiempo de amortización mayor.

El soporte constará de una angulación de 30º, siendo este el valor óptimo para la máxima captación solar.

Teniendo en cuenta que las dimensiones de los módulos seleccionados son inusuales en consecuencia a la potencia producida por estos, se realizará un diseño orientativo soportes personalizados para estos que serán unidos mediante unión atornilladas a zapatas de hormigón de la manera especificada en el plano 1.10.4

Las uniones atornilladas serán de M8 entre la estructura metálica y la placa, según la hoja de características de Trina Solar.

Las uniones entre elementos de la estructura, siendo estos la base para el panel y los respectivos pilares, serán mediante tornillería de M10.

Las uniones entre los pilares y las zapatas se realizarán mediante el roscado de una tuerca de M16 con un espárrago metálico de esta misma métrica integrado en la zapata.

La estructura metálica ha sido diseñada para el cumplimiento de las solicitaciones producidas por el propio peso de las placas, el resto de condiciones a tener en cuenta las valorarán la empresa seleccionada mediante un proyecto alternativo.

Específicamente cabe tener en cuenta que el peso de las placas es de 30,9 kg, por lo que el peso de dos placas resultará 61,8 kg y en relación a la superficie de las placas, se obtendrá un valor de presión que en inventor debe ser introducido en MPa, cuyo valor corresponde a 214 Pa (N/m²) -- 0,000214 MPa.

El aspecto del ensamblaje de la estructura es el siguiente:



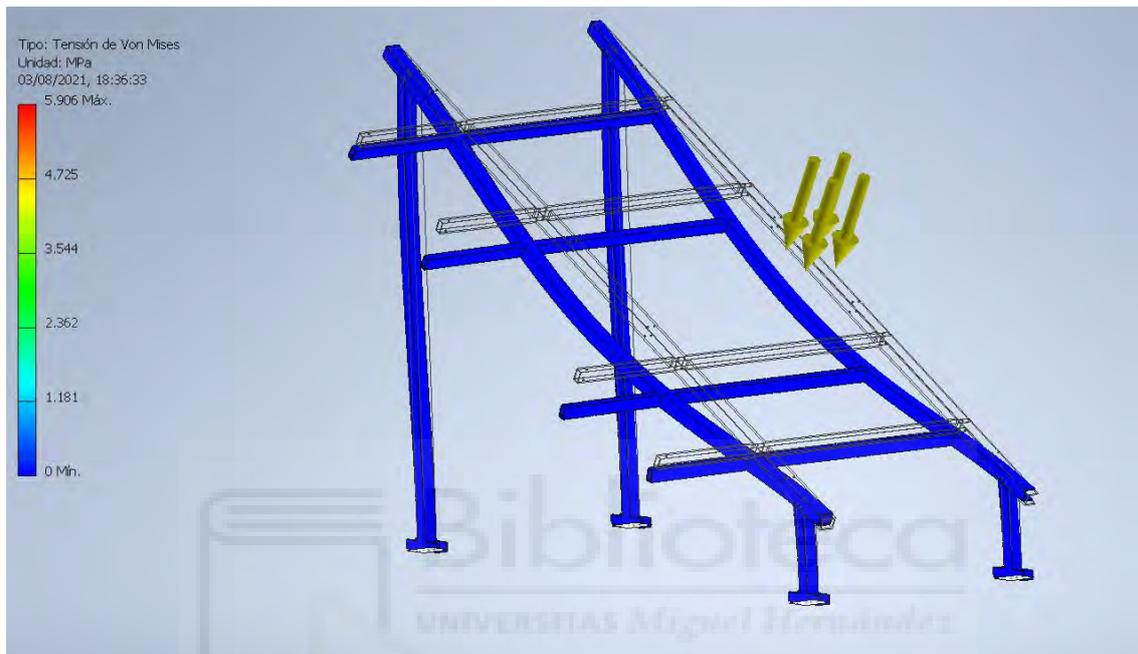
Las estructuras están diseñadas de forma modular, por lo que pueden realizarse las uniones necesarias de unas con otras según los requisitos de la instalación.

El material de la misma será acero galvanizado, siendo de interés su resistencia, límite elástico y el hecho de ser galvanizado, ya que va a ser expuesta a factores externos que pueden perjudicarla.

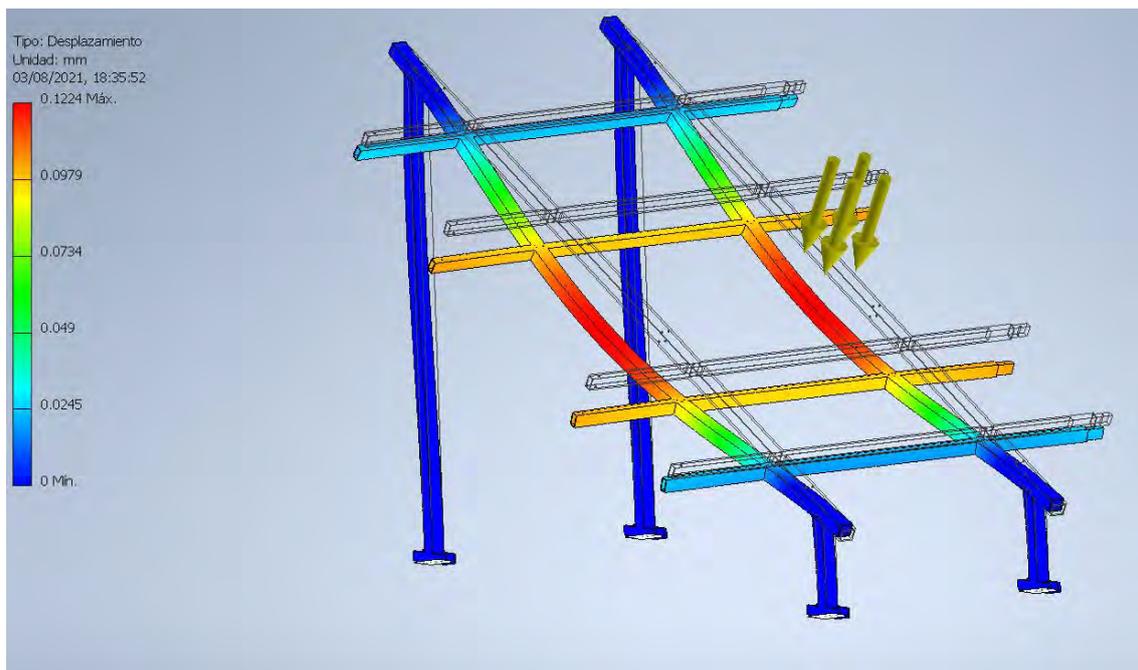
La flecha máxima de la estructura resulta 0,1224 y la tensión máxima de Von Mises 5,906 MPa. siendo obtenidos estos valores mediante los entornos de tensiones de Autodesk Inventor.

Visualización de resultados:

Tensión de Von Mises:



Desplazamiento:



Cabe indicar que el muestreo de resultados de Inventor es exagerado y que los valores obtenidos cumplen satisfactoriamente las condiciones para ser una estructura viable.

De hecho, cabe indicar que el límite elástico de la estructura de acero galvanizado es:

$$l_y = 220 \text{ MPa}$$

Si se realiza el cociente con la Tensión de Von Mises, obtendríamos que:

$$N_e = 37,25$$

Además de que el propio inventor nos indica que el coeficiente de seguridad es superior a 15, si se realiza el cálculo del mismo entre el límite elástico y Von Mises obtenemos que su valor en el punto más desfavorable de la estructura es 5,906 MPa, cumpliendo sobradamente los requisitos.

Las dimensiones y especificaciones de todos los elementos de la estructura, siendo la base de apoyo, las patas delanteras y traseras constan en los planos 1.10.1, 1.10.2 y 1.10.3.

Cabe indicar de nuevo que el diseño la estructura realizada es de carácter orientativo, ya que se acudirá de forma posterior a la empresa de estructuras metálicas Soportes Solares S.L con tal de que realice el diseño final cumpliendo las normativas necesarias y posterior producción.

1.8.3.1. Zapatas de hormigón

Para que la estructura sea estable a solicitaciones eventuales como puede ser el viento, se realizará una unión de la misma con zapatas de hormigón, realizadas por la empresa Frupesa, cuyas dimensiones resultan de 49,5 x 46 x 28, unas dimensiones más que suficientes teniendo en cuenta las bajas solicitaciones de la estructura y la reducida masa de la misma y los módulos.

Cabe indicar que las zapatas se solicitarán con espárragos de M16 integrados para realizar la unión con la estructura de las placas.

Zapatas Placas Solares

Las ventajas de estas piezas radican en la rapidez de colocación, limpieza e independencia de las inclemencias meteorológicas. Muy usadas actualmente en parques fotovoltaicos, estructuras para invernaderos, etc.

Características

Zapata

Anchura: 49,5 cm
Altura: 46 cm
Espesor: 28 cm
Peso pieza: 150 kg aprox.



Obras relacionadas



La apariencia de la instalación de la estructura será similar a la representada por las imágenes aportadas por Frupesa.

1.8.4. Placas solares seleccionadas

Se han optado por placas solares de alta eficiencia y potencia, monocristalinas, ya que, uno de los factores determinantes ha sido la superficie a ocupar, ya que, uno de los problemas significativos de las instalaciones de producción de energía solar es el impacto ambiental y visual, por lo que es de interés ocupar la menor superficie posible y por ello, se han elegido las placas Vertex 600W TSM-DE20 de Trina Solar, una renombrada empresa china de soluciones para la producción de energía solar.

Las placas son idóneas para las condiciones establecidas y para su comportamiento en la situación seleccionada, ya que nos encontramos en una zona con una gran capacidad de captación solar y condiciones climáticas con bajas precipitaciones y variaciones térmicas relativamente estables, siendo dos aspectos de gran importancia para una instalación de este tipo.

Inicialmente también se consideró la posibilidad de recurrir a las soluciones de JA Solar, otra empresa china dedicada a este sector y de renombre que presentó unos novedosos módulos de 800W de potencia máxima, pero todavía no se encuentran en el mercado actual y no se conocen sus especificaciones técnicas.

Las placas seleccionadas como ha sido mencionado con anterioridad serán las Trina Solar Vertex 600W TSM-DE20 cuyas características técnicas se corresponden con:

Datos eléctricos:

Característica	Valor
Potencia máxima-Pmax (W_p)	605 W
Voltaje a Pmax (V_{MPP})	34,6 V
Intensidad a Pmax (I_{MPP})	17,49 A
Voltaje en circuito abierto (V_{oc})	41,7 V
Intensidad en cortocircuito (I_{sc})	18,57 A
Eficiencia del módulo (%)	21,4 %

Coeficiente de temperatura para P_{max}	-0,304 %/°C
Coeficiente de temperatura para V_{oc}	-0,25 %/°C
Coeficiente de temperatura para I_{sc}	0,04 %/°C
Intervalo de temperatura de operación	-40 °C --+85°C
Tensión máxima de funcionamiento	1500V DC
Capacidad máxima de fusible	35 A

Estos valores se corresponden en unas condiciones de Irradiancia de 1000W/m², y una temperatura de 25°C (STC)

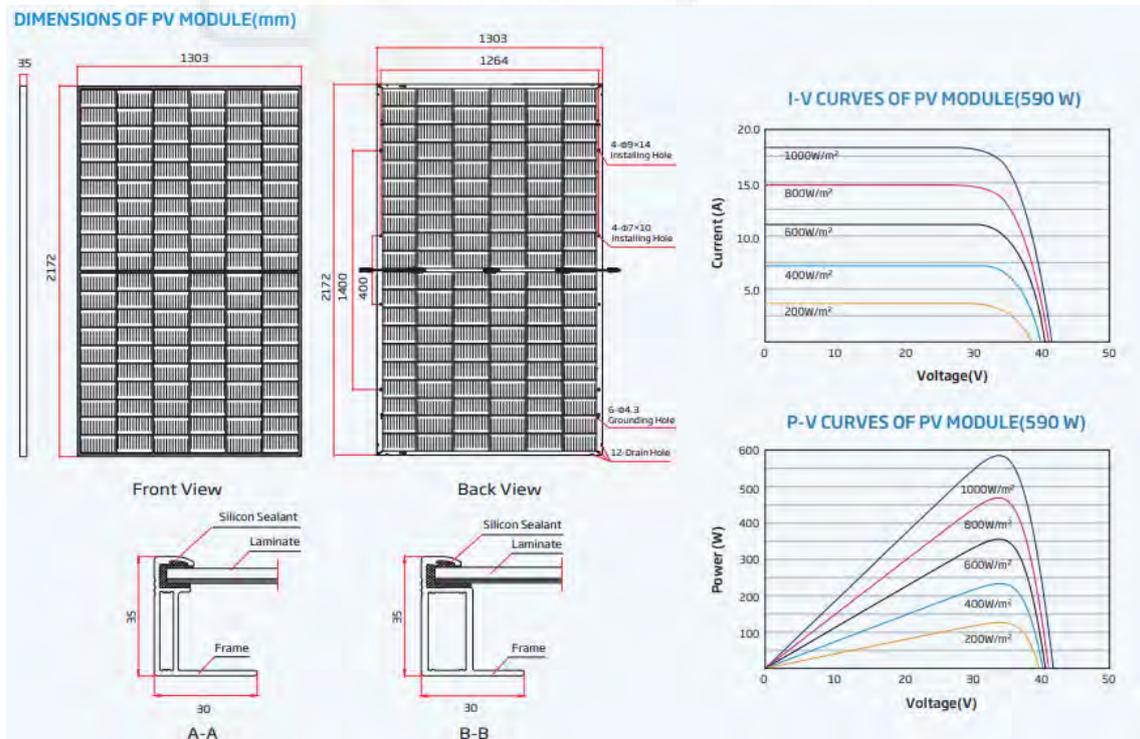
Característica	Valor
Potencia máxima- P_{max} (W_p)	458 W
Voltaje a P_{max} (V_{MPP})	32,2 V
Intensidad a P_{max} (I_{MPP})	14,22 A
Voltaje en circuito abierto (V_{oc})	39,3 V
Intensidad en cortocircuito (I_{sc})	14,96 A

Estos valores se corresponden en unas condiciones de Irradiancia de 800W/m², y una temperatura de 20°C (NOCT)

Datos mecánicos:

Característica	Valor
Tipo de célula	Monocristalina
Nº de células	120 células
Dimensiones del módulo	2172x1303x35 mm
Cristal	3,2mm Vidrio de alta transmisibilidad con resistencia a la temperatura
Material encapsulante	EVA/POE
Panel trasero	Blanco
Caja de conexiones (Cubierta)	IP68 rated
Cables	Cable de 4.00 mm ²
Conector	MC4 EVO2/TS4
TONC (Cº)	43 °C

Ficha:



Considerando las condiciones ideales de funcionamiento donde la potencia producida por módulo a 605 W, según el requisito de producción de 2MW de potencia, corresponderían 3306 placas para alcanzar esta cifra. Con tal de complementar holguras y tener un margen para las tolerancias, se optarán por 3320 placas.

Este dato será apropiadamente justificado en el apartado de memoria de cálculos.

1.8.5. Inversor

Para el inversor se ha hecho una selección de 3 opciones a valorar, teniendo en cuenta un factor, y es que podríamos seleccionar un único inversor que cumpla con los requisitos de potencia instalados, ya que eso implicaría menores costes de instalación y requisitos de espacio y gestión ya que un único inversor implica una menor implicación en el control y mantenimiento a diferencia de si pusiéramos una mayor cantidad de inversores de menor potencia.

Eso sí, es importante destacar la presencia de un hándicap, ya que, si resulta algún problema con el inversor central, el resto de la instalación en su totalidad depende de este, por lo que, la solución óptima sería la instalación de varios inversores de gran capacidad, 3 inversores de aproximadamente 700 kW cumplirían con el requisito energético y no habría una centralización absoluta del sistema de inversión.

Opción 1. Satcon Technology Corp. Equinox 750kW:

No. de Modelo	EQX750kW
Garantía	
Garantía de Producto	5 Años
Datos de entrada DC	
Tension maxima	1000 V
Maxima corriente DC	1701 A
Rango de Tension MPP(T)	500–850 V
Tension de MPPT	1
Entrada DC	15
Datos de salida AC	
Potencia Maxima AC	750 kW
Tension nominal de red AC	320 V
Maxima corriente AC	1353 A
Frecuencia	50, 60 Hz
Factor de potencia (cosφ)	0,99
Distorsion (THD)	< 3 %
Numero de fases de inyeccion	3
Eficiencia maxima	98,7 %
Datos generales	
Dimensiones (A/A/F)	2103x4585x945 mm
Peso	3090 kg
Consumo nocturno	< 150 W
Nivel de ruido	< 65 dB(A)

Opción 2. Jema Energy (Grupo Irizar) IFX2 700 kW:

> IFX2

	700	730	765	800
INPUT DATA				
Battery charge mode	575-1000	610-1000	635-1000	690-1000
PV voltage range	522 - 875 Vdc	570 - 900 Vdc	595 - 900 Vdc	620 - 900 Vdc
PV voltage range at rated power	575 - 875 Vdc	610 - 900 Vdc	635 - 900 Vdc	690 - 900 Vdc
Maximum voltage	1050 Vdc			
Maximum current	1200 A			
No. MPPT inputs	1 or 2 (configurable)			
Isolation detection system	Yes			
OUTPUT DATA				
Output active rated power ⁽¹⁾	700 kW	730 kW	765 kW	800 kW
Output apparent rated power ⁽²⁾	735 kVA	800 kVA	845 kVA	875 kVA
Rated voltage	365 Vac, 3F	400 Vac, 3F	420 Vac, 3F	435 Vac, 3F
Rated current	1100 A	1055 A	1051 A	1062 A
Maximum current	1200 A			
Frequency	50/60 Hz			
Power factor ⁽¹⁾	Adjustable 0.95 to 1	Adjustable 0.91 to 1	Adjustable 0.91 to 1	Adjustable 0.91 to 1
Output harmonic current THDI	< 3% at rated power			
Galvanic isolation	External to the inverter, MV transformer optional			
Maximum efficiency	98,60%	98,70%	98,75%	98,80%
European efficiency	98,40%	98,46%	98,49%	98,52%
Control structure	Logic control and DSP, SVM technology			
Soft start	Yes			
Communication	Communication Port RS - 485, Ethernet			
PROTECTION				
Overvoltage	Inputs and outputs			
Overcurrent	Inputs and outputs			
Overtemperature	Yes (power regulation included)			
Min./max. frequency	Yes, according to standards			
Min./max. voltage	Yes, according to standards			
Anti-islanding	Automatic disconnection			
Anti-islanding	Automatic disconnection			
GENERAL DATA				
Standards	CE Marking, VDE 0126-1-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 62103, EN 50178			
Night reactive compensation	Yes, optional kit			
Working temperature	-10°C to + 50°C ⁽²⁾			
Relative humidity	5% - 95% non-condensing			
Altitude ⁽²⁾	1500 m ²			
Dimensions (h x w x d)	2800 x 2000 x 750 mm			
Weight	2700 kg			
Enclosure (IP)	IP30			

(1) Net rated voltage

(2) Maximum temperature ambient power adjustable by 1.25°C for every 100m above the reference altitude.

Opción 3. Schneider Electric XC 680:

Device short name	XC 540	XC 630	XC 680
Electrical specifications			
Input (DC)			
Input voltage range, MPPT	440 - 800 V (at PF=1)	510 - 800 V (at PF=1)	550 - 800 V (at PF=1)
Static and dynamic MPPT accuracy	>99.9% 5% to 100% of nominal power Entire MPP (maximum power point) range; PV generator Fill Factor from 60-80%		
Input voltage range, operating	440 - 885 V	510 - 885 V	550 - 885 V
Max. input voltage, open circuit	1000 V	1000 V	1000 V
Max. input current	1280 A	1280 A	1280 A
Max. input short circuit current	2000 A	2000 A	2000 A
Output (AC)			
Nominal output power	540 kVA	630 kVA	680 kVA
Real power	540 kW (at PF=1)	630 kW (at PF=1)	680 kW (at PF=1)
Reactive power range	+ / - 540 kVAr	+ / - 630 kVAr	+ / - 680 kVAr
Output voltage	300 V	350 V	380 V
Frequency	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Nominal output current	1040 A	1040 A	1040 A
Power factor settable range (Ppf dispatch)	0.7 to 1.0 leading and lagging	0.7 to 1.0 leading and lagging	0.7 to 1.0 leading and lagging
Power factor range (PQ dispatch)	0 to 1 leading and lagging	0 to 1 leading and lagging	0 to 1 leading and lagging
Harmonic distortion	< 3% at rated power	< 3% at rated power	< 3% at rated power
Efficiency (to IEC61683)			
Maximum (@ 50Hz)	99.0%	98.9%	98.9%
European (@ 50Hz)	98.7%	98.7%	98.7%
CEC (@ 60Hz)	98.6%	98.7%	98.7%
General specifications			
Power consumption, night time	<100 W	<100 W	<100 W
IP degree of protection	IP20	IP20	IP20
Enclosure material	Steel	Steel	Steel
Seismic	IEEE-693-2005 High performance level ¹ , ICC-ES AC156-2012 ²		
Product weight	1495kg (3296lbs)		
Product dimensions (H x W x D)	208.5 x 240.0 x 66.0 cm (82.0 x 94.5 x 26.0 in) ³		
Ambient air temperature for operation	-10°C to 55 °C ⁴		
Operating altitude	1000 m, derating for higher altitudes, maximum of 2400 m		
Relative humidity	0 to 95% non-condensing		
Noise level	85.8 dB ⁵		
Features and options			
Type of cooling	Forced convection cooling		
Display type	LCD multifunction removable display standard		
Communication interface	RS485/Modbus standard		
AC/DC disconnect	Load break rated DC disconnect and AC circuit breaker standard		
Ground fault detection/interruption	Optional isolation monitoring relay or GFDI with circuit breaker		
Sub-array combiner	Optional external combiners with various fuse quantities and trip ratings		
Regulatory approvals			
Safety	EN/IEC62109-1 and EN/IEC62109-2 (when equipped with the appropriate options), EN51078/IEC62103		
EMC	EN/IEC61000-6-2, EN/IEC61000-6-4		
Conext Core XC Series complies	French order of April 23, 2008, IEC 61727, IEC62116, BDEW (Germany), CEI-016 (Italy), PREPA MTR, PEA (Thailand)		

Todas las opciones cumplirían con los requisitos energéticos y eléctricos, pero la opción seleccionada ha sido la opción 2, de Jema Energy, empresa de energía del tejido nacional, con sede en Gipuzkoa. La facilidad para contactar y tratar posibles problemáticas en respecto al inversor lo convierte en una opción muy recomendable, cabe añadir que los 700W por inversor favorece la posibilidad de una pequeña expansión respecto a la potencia fotovoltaica instalada, ya que la capacidad de inversión se corresponde con 2,1 kW.

La opción de Schneider Electric también es interesante, una empresa eléctrica muy conocida en muchos ámbitos y con sede en España, pero no ha sido seleccionada debido a que la menor capacidad dotaría un total de 2,04 kW de capacidad, con menor holgura y capacidad de expansión muy reducida.

Por último, la primera opción, de SatCon, una empresa de origen estadounidense que cayó en bancarrota en el año 2013. El producto Equinox sigue siendo distribuido por terceros, pero la posibilidad de problemáticas y garantías y la dificultad de contacto pueden ser problemas mayores en un futuro para la instalación.

Por ello, tal como se ha expuesto con anterioridad, se optará por la opción de Jema Energy, a pesar de que tiene una eficiencia ligeramente más reducida que la opción de Schneider, se compensa con la facilidad de contacto y la mayor potencia.

1.8.6. Disposición de DC en la instalación

SERIE:

En este apartado se indicará la disposición seleccionada para la colocación de las placas solares, para ello debemos tener en cuenta plenitud de parámetros, ya que hay que tener en cuenta las limitaciones de los inversores en respecto a valores de corriente y tensión.

Primeramente, asumiremos que los módulos trabajaran en el PMP, o punto de máxima potencia, por lo que, cada módulo tendrá una tensión de 34,6, estos módulos se colocarán en serie en un formato al que denominaremos "string", y posteriormente se unirán los diferentes strings en paralelo.

Para el valor de tensión dado, sería óptima la distribución en strings de 20 módulos, por lo que el voltaje de cada string tendría un valor de 692V, que se sitúa dentro del rango de funcionamiento del inversor seleccionado (575-875 V).

Posteriormente debemos comprobar también el valor en circuito abierto, cuyo valor por módulo se correspondería a 41,7 V, que teniendo en cuenta que tenemos strings de 20 módulos, resultaría en un voltaje total de 834 V, que cumple sobradamente con la limitación del inversor en circuito abierto de 1050 V.

PARALELO:

Ahora bien, una vez determinado la estructuración de los strings, debemos decidir la cantidad de ellos en paralelo según la capacidad del inversor y el DC Box, o Cuadros CC en corriente continua de nivel I. Por cada uno de los inversores, se dotará de una cantidad determinada de DC Box, que deberemos calcular, por ello, se procederá al cálculo.

Cada uno de los strings consta de 20 placas con una potencia máxima de 605 W, por lo que cada string tendrá una potencia de 12,1 kW

Ahora, al conocer la potencia de cada string debemos conocer la cantidad de strings aproximada que correspondería por inversor, por lo que, si cada inversor tiene una capacidad de 700 kW, finalmente corresponderían aproximadamente 57,85 strings por cada inversor, pero teniendo en cuenta que nuestra instalación es de 2 MW, y que el volumen de placas será de 3320 unidades, el número real será, dos inversores que acogen 56 strings y uno que acoge 54 strings.

1.8.6.1. Cuadros de protección DC de nivel 1

A raíz del valor obtenido con anterioridad, debemos determinar el número de DC Box, o más bien Cuadros DC de nivel I de la instalación por cada inversor, eso implica que debemos agruparlos en varios conjuntos estandarizados, ya que los cuadros tienen capacidades de 6, 8, 12, 16 y 24 entradas en paralelo, así que, por cada inversor se optará por una distribución principal de 56 strings en 7 cajas de 8 entradas cada una, eso sí, eso en total establece una capacidad total de 168 strings, mientras que nuestra instalación consta de 166 strings, esto implicará que una de los cuadros en uno de nuestros inversores tendrá 2 entradas libres, esto puede darnos una posibilidad de pequeña expansión a futuro.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, en los planos se indicará el inversor y cuadro DC seleccionado con las dos entradas libres.

Por lo que el resumen de datos:

	Nºmódulos(s)	Nº líneas (p)	Vcc	Icc	Vpmp	Ipmp
String	20	1	834 V	18,57 A	692 V	17,49 A
Cuadro CC 8	20	8	834 V	148,56 A	692 V	139,92 A
Inversor 56	20	56	834 V	1039,92 A	692 V	979,44 A
Inversor 54	20	54	834 V	1002,78 A	692 V	944,46 A

Ahora con los datos dados se elegirán los siguientes cuadros DC:

Para los correspondientes a 8 entradas:

Device short name		AB08-160	
Electrical specifications			
DC inputs			
Number of inputs	8		
Max. voltage in open circuit	1000 Vdc		
Max. input current in short circuit	25 A		
Max. input current in short circuit at STC	20 A		
DC output			
Max. output current in short circuit at ambient temperature $\leq 40^{\circ}\text{C}$	200 A		
at ambient temperature $\leq 45^{\circ}\text{C}$	180 A		
at ambient temperature $\leq 50^{\circ}\text{C}$	160 A		
Max. output current in short circuit at STC			
at ambient temperature $\leq 40^{\circ}\text{C}$	160 A		
at ambient temperature $\leq 45^{\circ}\text{C}$	145 A		
at ambient temperature $\leq 50^{\circ}\text{C}$	125 A		
AC supply*			
Voltage at 50/60 Hz	230 V + 10 / -15%		
Environmental specifications (in operation)			
Ambient temperature	-25°C to +50°C, above*		
Relative humidity	0 to 100% condensing		
Altitude	0 to 2000 m without derating		
Product			
Dimensions (H x W x D)	84.7 x 63.6 x 30.0 cm (33.3 x 25.0 x 11.8 in)		
Weight (protect / monitored / controlled)	33.0 / 37.0 / 40.0 kg (72.8 / 81.6 / 88.1 lb)		
Protection			
DC inputs overcurrent protection	Protection on both polarities, gPV fuses, size 10 x 38 (fuses not provided with product)		
DC overvoltage protection	Surge arrester, 1000 Vdc, type 2, I _{max} 40 kA		
AC supply overvoltage protection*	Surge arrester, 230 Vac, type 2, I _{max} 40 kA		
Electric shock protection	Class II equipment		
Monitoring and control*			
DC input currents*	0 to 30 A, accuracy +/- 0.5% full scale (one measurement per input)		
DC voltage*	0 to 1000 V, accuracy +/- 0.5%		
Internal temperature**	-30 to +120°C, accuracy +/- 1°C		
Temperature sensor input***	-30 to +120°C, accuracy +/- 1°C, for external PT1000 2 wires temperature sensor		
2 x irradiance sensor inputs***	0 to 1600 W/m ² , accuracy +/- 0.5% full scale, for external 4-20 mA irradiance sensor		
Communication**	Profibus DP / RS485 and Modbus RTU / RS485 link		
Switch disconnecter remote control****	Motor pack and MX shunt release		
Compliance			
LV switchgear	IEC / EN 61439-1 and 61439-2		
CE marking	According LV directive 2006 / 95 / CE and EMC directive 2004 / 108 / CE		

Se trata del Array Box AB08-160 de Schneider Electric, elegido principalmente por el conocimiento de la empresa y su fiabilidad y el cumplimiento de los requisitos de la instalación sin problemática.

La capacidad de la tensión soportada se corresponde con 1000 V en cortocircuito, que cumple sobradamente con los de la instalación.

La capacidad de la corriente de entrada soportada correspondiente a cortocircuito en STC resulta en 20 A en STC, cumpliendo con los 18,57 A de los módulos.

En el cuadro deben ser instalados los fusibles de forma separada, ya que como indica el documento de especificaciones técnicas, estos no vienen incluidos.

Cabe indicar que los fusibles en una instalación fotovoltaica no tiene el objetivo de proteger en contra de las tensiones y corrientes de cortocircuito, ya que como es observable por los cálculos y características de los módulos, estos no difieren mucho con los valores de punto máximo de funcionamiento, por lo que, el objetivo real es la protección en contra de corrientes inversas que pueden ser generadas por el fallo de alguno de los strings y que pueden dañar los módulos, por lo que, en la ficha técnica de los módulos consta el valor máximo soportable en respecto de esta corriente, que es indicado como "Capacidad máxima de fusible" y se correspondería con un valor de 35 A.

Los fusibles seleccionados no deberán limitar los valores de funcionamiento, pero si todo lo posible la intensidad de las corrientes inversas. Cabe añadir que en el cuadro viene incluida la protección contra sobretensiones.

Como consta en la ficha del cuadro de protección, los fusibles serán de 10x38 y el amperaje deberá ser superior a 18,57 A con tal de no entorpecer el funcionamiento de los módulos por lo que, se optarán por los siguientes fusibles (NºRef:491635):



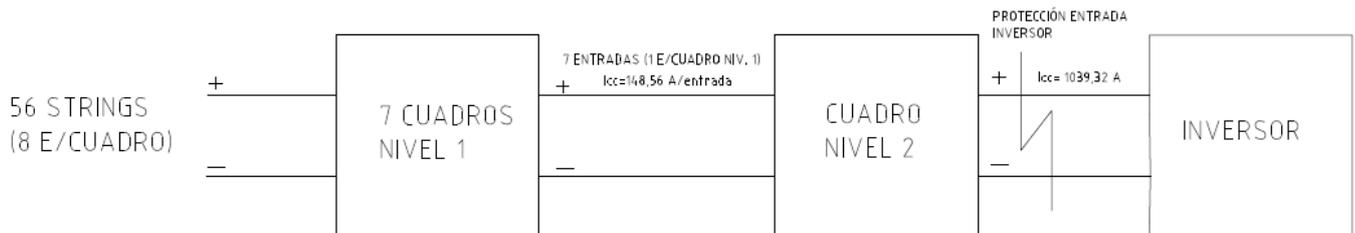
Características técnicas

- Amperios (A): 20
- Tensión (V): 1000
- Status: ACTIVO
- Talla: 10x38
- Clase: gPV

Los fusibles seleccionados son de clase gPV de tamaño 10x38 y tienen una corriente de 20 amperios, un valor más que óptimo para permitir el funcionamiento de los módulos y evitar alcanzar corrientes inversas peligrosas.

1.8.6.2. Cuadros de protección DC de nivel 2

De forma posterior a los cuadros de protección de nivel 1, no se conecta directamente a los bornes del inversor, si no que existen unos cuadros de protección de corriente continua de nivel 2, que de nuevo, consta con entradas de ambas polaridades y sus respectivos fusibles, eso sí, anteriormente en las cajas de protección de nivel 1, cada entrada correspondía a un string, pero en las cajas de



protección 2, cada entrada corresponde a la agrupación de strings de cada caja de nivel 1, es decir, en todos los cuadros de nivel 2 se tienen 7 entradas correspondientes a los cuadros de nivel 1.

El cuadro de nivel 2 debe soportar una intensidad de entrada por cada cuadro DC de nivel 1, de 148,56 A y teniendo en cuenta que consta de 7 entradas, su corriente de salida será de 1039,92 A.

Cabe considerar que uno de los cuadros de nivel 2 tomará una corriente algo inferior ya que uno de los cuadros de nivel 1 tendrán en falta 2 strings, lo que implicará que 1 caja DC de nivel 1 otorgará una corriente de 111,42 A y en conjunto con las 6 cajas restantes, la caja DC de nivel 2 correspondiente dotará de una corriente de 1002,48 A al inversor.

Para ello, se utilizará para cada uno de los cuadros de nivel I, al llegar al agrupamiento DC de nivel II, un fusible gPV tipo NH-1 de 160 A, cuyo poder de corte resulta de 30 kA y consta de una corriente mínima de fusión de $1,35 \cdot I_n$.

	I_n (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Un./CAJA
	25	373210 (UL)	1/30
	32	373215 (UL)	1/30
	40	373225 (UL)	1/30
	50	373230 (UL)	1/30
	63	373235 (UL)	1/30
	80	373240 (UL)	1/30
	100	373245 (UL)	1/30
	125	373250 (UL)	1/30
	160	373255	1/30
	200	373260	1/30



Estos se alojarán en la solución de combiner box de nivel II de Circutor:



Combiner Box de Nivel 2 monitorizada con transformador Hall

Esta Combiner Box agrupa las corrientes que provienen de las Combiner Box de nivel I protegiendo cada una de las entradas de sobre corriente con un fusible del tipo NH1 de gran amperaje.

Las características de este modelo de Combiner box son las siguientes:

- | Fusibles de protección de entrada de tipo NH1
- | Protección contra sobretensiones mediante un dispositivo de tipo II o I+II
- | Seccionador que permite interrumpir el circuito en carga
- | Monitorización de cada canal mediante transformador de corriente de efecto Hall
- | Alimentación de los equipos de monitorización mediante un convertidor DC/DC de 1500 V/24 V
- | Comunicación Wireless que basado en el protocolo LoRa
- | Entrada de los strings a través de prensaestopas
- | Grado de protección IP65
- | Clase de aislamiento tipo II
- | Dispositivos compensadores de presión que evitan la aparición de condensación dentro de la envolvente.

1.8.6.3. Sistemas de desconexión y protección de entrada al inversor

Es necesaria para cuestiones como mantenimiento de los diferentes componentes de la instalación la presencia de uno o varios elementos interruptor con tal de tener la capacidad de realizar las labores necesarias.

Generalmente ya no solo consta de un interruptor de corte, si no que por lo general también es recomendable la instalación de un elemento denominado vigilante de aislamiento, ya que cabe tener en cuenta que la parte de la instalación correspondiente a los módulos solares es un sistema IT (neutro aislado a tierra), cuyas partes activas se encuentran aislados de tierra y las masas metálicas deben ser conectadas a una única tierra separada del neutro de la empresa distribuidora.

Cabe indicar que el inversor ya integra de por sí sistemas de protección de sobrevoltaje, sobrecorriente y de control de temperatura tanto en su input como en su output.

Sistema de vigilancia de aislamiento:

En vista del sistema constituido, la vigilancia del aislamiento es algo básico en el sistema considerando la posibilidad de falla de aislamiento mediante un sistema de relé conectado a los terminales positivo y negativo de entrada al inversor y a su vez se conectará al cableado de puesta a tierra de esta manera será capaz de detectar posibles fallos en el aislamiento y por ende actuar y realizar la desconexión en la entrada del inversor.

Se seleccionará un vigilante de aislamiento que cumpla los requisitos de la instalación, siendo el seleccionado el Cirprotec ISO-CHECK PV 1000:

ISO-CHECK PV 1000
77706703



Vigilante de aislamiento para instalaciones fotovoltaicas hasta 1000 VDC.

Escanee este código QR y conozca la gama completa



Link a la página de producto

Datos técnicos	Valor	Unidades
Datos mercantiles		
Código	77706703	
Descripción	ISO-CHECK PV 1000	
Estado	Disponible	
EAN	8435297832539	
Partida arancelaria	8536.30.90	
Longitud embalaje	105	[mm]
Dimensiones		
Altura embalaje	90	[mm]
Anchura embalaje	127	[mm]
Peso embalaje	340	[gr]
Unidad de embalaje	1	
Altura producto	90	[mm]
Anchura producto	105	[mm]
Profundidad producto	70	[mm]
Peso producto	295	[gr]
Datos generales		
Nº módulos DIN	6	
Configuración de red	IT	
Para proteger redes	PV	
Normas Producto	EN 61557-8; IEC 61557-8	
Tensión de alimentación auxiliar AC 50/60 Hz	Us	230 [V]
Consumo propio		2 [VA]
Tensión nominal del sistema	Un	500 ... 1000 [VDC]
Frecuencia nominal	fn	50 / 60 [Hz]
Fusible previo máximo		6 A [gG]
Valor respuesta	Ran	30, 40, 50, 60, 70, 80 [kΩ]
Tiempo máximo de respuesta (RLY1)	tRLY1	< 1 (Ce 22,5 uF) [s]
Tiempo de respuesta (RLY2)	tRLY2	1, 2, 5, 10 [s]
Desviación de respuesta (para 750V<Us<1000V)		5 [%]
Desviación de respuesta (para 500V<Us<750V)		15 [%]
Histéresis (para Un=1.000 VDC; Ran=30 kOhms)		15 [%]
Histéresis (para Un=1.000 VDC; Ran=80 kOhms)		10 [%]
Tiempo de rearme	tr	1 [min]
Tensión de medida (valor de pico) (RF=Ω)	Um	< 25 [V]
Corriente de medida (RF=0 Ω)	Im	< 1,5 [mA]
Resistencia interna CC	Ri	512 [kΩ]
Impedancia interna (a 50 Hz)	Zi	512 [kΩ]
Tensión continua admisible	Ufg	1150 [V]
Capacidad tolerada de derivación de la red	Ce	22,5 [uF]
Tensión impulsional soportada/categoría	Uimp	4 / III [kV]
Compatibilidad electromagnética (CEM)		EN 61000; IEC 61000

Formato	DIN
RoHs	Si
Material aislante y clase	PC; V-0
Grado de protección del envoltente	IP 20
Rango temperatura	-25 °C ... +70 °C
Características técnicas	
Tipo de red eléctrica	Sistemas DC aislados

Interruptor de corte de entrada del inversor:

Como se ha mencionado con anterioridad, el sistema de interrupción es necesario para posibles labores de mantenimiento y también para que el sistema de vigilancia de aislamiento pueda actuar sobre la instalación.

Se seleccionará una solución de Telergon, una empresa española dedicada a componentes de instalaciones eléctricas de todos los calibres, y la opción especificada será la Telergon S5-12502EC0.

Sus especificaciones técnicas:

		850	1250			850	1250	
Rated thermal current in ambient at	Ith	40° C	A	850	1250			
		50° C	A	850	1250			
		60° C	A	700	1000			
Rated insulation voltage DC20	Ui		V	1500	1500			
Rated impulse withstand voltage	Uimp		kV	12	12			
Rated operational current ^{#1)} DC21B	Ie							
		1000 Vdc	A	850	1250			
				Short - circuit behaviour				
				Short - circuit making capacity ^{#2)}	Icm	kA (peak)	60	60
				Rated short-time withstand current (Isec.)	Icw	kA rms	25	25
				Number of mechanical operations (according to the standards, for other values please consult)	Cycles		3000	3000
				Maximum weight (without bridging links)	Kg		7,6	7,6

^{#1)} Other voltages and / or utilization categories. Please consult

^{#2)} Without limiting protective device (short-circuit maintained 50... 100 ms.)

La opción seleccionada se corresponde a los 1250 A, ya que nuestra instalación aporta una corriente en continua de cortocircuito de 1039,92 A por cada entrada al inversor.

También es necesario comprobar si los valores de tensión soportada entran dentro de su capacidad teniendo en cuenta que la tensión máxima de cortocircuito por entrada al inversor es de 834 V en corriente continua.



1.8.6.4. Cableado DC

Para el enlace de todos estos sistemas se necesita un componente fundamental y de gran importancia, que se corresponde al cableado. De este, deberán ser calculados parámetros como la intensidad máxima admisible por criterio térmico y la caída de tensión, que se realizarán en el apartado 2.5 de cálculos en DC.

El cableado por el que se optará vendrá de la mano de la empresa Prysmian, específicamente el modelo PRYSUN H1Z2Z2-K 1,0/1,0kVac (1,2/1,2kVac máx)-1,5/1,5kVdc (1,8/1,8kVdc).

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES + SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAÍDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,759	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	792	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24,0	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,5.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

La instalación en DC se puede dividir en 3 secciones:

1. De los módulos a las cajas DC de nivel I.
2. De las Cajas DC de nivel I hasta las Cajas DC de nivel II.
3. De las Cajas DC de nivel II hasta el inversor.

Se establecerá que las cajas DC de nivel II se encuentran muy próximas al inversor, ya que, la corriente que debe conducir el cable es extremadamente elevada ya que se corresponde a la agrupación de las 7 cajas de protección de nivel I, este diseño implica que las cajas DC de nivel II solo seguirán el criterio de intensidad admisible, ya que, por ser una longitud muy reducida, el criterio más restrictivo sería este mismo.

Por ello, por cada sección se tomarán diferentes secciones de cable:

Sección 1: Se tomarán secciones de cable entre 4 mm^2 y 6 mm^2 especificados en el apartado de cálculos.

Sección 2: Se tomarán secciones de 95 mm^2 .

Sección 3: Se tomará una sección de $3 \times 240 \text{ mm}^2$.

1.8.7. Disposición de AC en la instalación

1.8.7.1. Transformador

El transformador, como ya se mencionó en apartados anteriores, se encargará de elevar la tensión de la instalación a la tensión de red.

Cada inversor tendrá un transformador adjunto, para ello se han seleccionado para la distribución a la red el transformador WEG de Aceite de 750 kVA 24,2/0,38 kV, una opción más que apta para los requisitos de la instalación.

Ficha técnica:

Potencia	750 kVA	Tipo conmutación	CST
Tensión nominal AT	24.2 kV	Taps	-4x1.1 kV
Tensión nominal BT	0.38 kV	Clase temperatura material aislante	E (120 °C)
Forma constructiva	Tanque corrugado	Refrigeración	ONAN
NBI (AT)	125.0 kV	Material de los conductores AT/BT	Al/Al
Norma	NBR 5356	Elevación temperatura de los devanados	65.0 °C
Frecuencia	60.0 Hz	Elevación de temperatura devanados punto más caliente	80.0 °C
GRUPO CONEXION	Dyn1	Impedancia	5.0 %
Fase	Trifasico	Pérdidas en vacío	1.7 kW
Instalación	A la intemperie	Pérdidas totales	13.8 kW
Altitud máxima de instalación	1000.0 m	Corriente de excitación	1.7 %
Atmosfera	No agresiva	Nivel de ruido	58.0 dB
Temperatura ambiente máxima	40.0 °C	Descargas parciales	300.0 pC
Factor K	K1		

Factor de Carga (%)	ONAN ($\Phi = 0,8$)	ONAN ($\Phi = 0,9$)	ONAN ($\Phi = 1$)
25	98.89	99.01	99.11
50	98.74	98.88	98.99
75	98.38	98.56	98.7
100	97.98	98.2	98.38

Una de las especificaciones más importantes a tener en cuenta es la tensión máxima soportada por el lado BT en este caso es de 380V, y se debe tener en cuenta la tensión otorgada por el inversor a su salida, que según su ficha técnica es de 365 V en corriente alterna, por lo que no habría ninguna problemática en relación a esto.

Otra especificación importante es su potencia, en kVA, teniendo en cuenta que nuestra instalación se va a distribuir en 3 bloques por inversor, consta una potencia de los bloques de 56 strings de 677,77 kW y en el bloque de 54 strings de 653,4 kW, la cifra de 750 kVA es óptima.

Por último, la tensión nominal máxima en el lado AT, de 24,2 kV es apta para la tensión de red de distribución de alta tensión, generalmente de 20 kV.

1.8.7.2. Protección sección AC

La sección AC se corresponde con la salida del inversor en adelante, esta sección si que se considera una instalación eléctrica convencional, es decir, en la sección DC

anterior al inversor por el comportamiento de los módulos y los elementos adjuntos a la energía en continua producida por ellos, los cortocircuitos no exponían un riesgo elevado, ya que las elevaciones tanto de tensión como de corriente eran relativamente bajas en respecto a los valores de funcionamiento, mientras que en la sección de corriente alterna los cortocircuitos y sobrecargas suponen un riesgo elevado y una fuente de problemas, y por ello, corresponden unos sistemas de protección concretos para la salida del inversor.

La corriente de salida del inversor, como consta en la ficha técnica del Jema Solar IFX2 700, tendrá un valor de 1100 A, por lo que el interruptor de protección deberá ser capaz de soportar esta corriente nominal.

La opción seleccionada se corresponde con el interruptor **Schneider Electric Compact NS1250N 3P con control Micrologic 6.0**, con una corriente nominal de 1250 A y capaz de cortocircuitar hasta 50 kA en las condiciones dadas a la salida del inversor seleccionado.



Principal

Gama	Compact
Nombre del producto	Compact NS
Gama de producto	ComPact NS630b...1600
Nombre corto del dispositivo	Compact NS1250N
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Distribución
Number of poles	3P
Descripción de polos protegidos	3R
(In) rated current up to 65 °C	1250 A en 50 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	690 V AC 50/60 Hz
Tipo de red	CA
Frecuencia de red	50/60 Hz
Poder de seccionamiento	Yes conforming to EN/IEC 60947-2
Categoría de empleo	Category B
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	30 kA Icu en 660/690 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 50 kA Icu at 380/415 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 50 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 85 kA Icu at 220/240 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 40 kA Icu en 500/525 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
Performance level	N 50 kA 415 V AC
Unidad de control	Micrologic 6.0
Tecnología de unidad de disparo	Electrónico
Funciones de protección de unidad de control	LSIG
Tipo de control	Maneta Mando rotativo
Circuit breaker mounting mode	Fijo

1.8.7.2.1. Vigilante de aislamiento AC

En la sección de corriente alterna conviene incluir de forma adicional otro vigilante de aislamiento, pero este capacitado para su actuación en corriente alterna.

Para ello se seleccionará la vigilancia de aislamiento ISO-CHECK IT, para corriente alterna:



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Referencia	ISO-Check 120	ISO-Check 230
Código	77706701	77706700
Alimentación		
Tensión de alimentación	Us	120 V AC ± 15%
		230 V AC ± 15%
Frecuencia		50/60 Hz
Sistema vigilado		
Tensión nominal	Un	440 V AC
Características de monitorización de resistencia		
Umbral de actuación alarma	Ra	50-300 kΩ
Precisión		± 10%
Círculo de medida		
Tensión de medida		< 40 V
Corriente de medida (con Rf=0Ω)		< 200 mA
Resistencia interna	Ri	> 100 kΩ
Impedancia interna	Zi	> 100 kΩ
Capacidad tolerada de derivación de red	Ce	< 20 μF
Elemento de conmutación		
Contacto de salida		AC-13;6A / 250 V
Otras características		
Norma de producto		EN 61557-8
Compatibilidad electromagnética		UNE-EN-65143+A1:2004

1.8.7.3. Celdas MT/AT

Las Celdas MT son un conjunto de secciones verticales el objetivo de recibir la energía eléctrica del transformador, ya siendo en AT (20 kV) y posteriormente enviarla a red, cabe añadir que estas pueden ser un conjunto integral para la distribución a red y equipos de protección.

Para la elección de las celdas de Fase I se ha optado por la empresa Ormazábal, cuyos modelos de celdas se denominan cgm.3, cuya tensión de distribución puede alcanzar los 36 kV.

Se seleccionarán dos tipos de celdas MT Fase I de este modelo, siendo la cgm.3-l y cgm.3-p, siendo la versión l de línea y p de protección.

Las características de la cgm.3-l

cgm.3-l

Función de línea

Celda modular de línea, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra.

Extensibilidad: derecha, izquierda y ambos lados.

Características eléctricas			IEC			ANSI/IEEE		
Tensión asignada	U_n [kV]	36	38,5	40,5	38			
Frecuencia asignada	f_n [Hz]	50	50	50	60	50	60	60
Corriente asignada								
Interconexión general de embarrado y celdas	I_n [A]	400/630	630	630	600			
Línea	I_n [A]	400/630	630	630	600			
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)								
Fase a tierra y entre fases	U_{sc} [kV]	70	80	95	70			
A través de la distancia de seccionamiento	U_{sc} [kV]	80	90	118	77			
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo								
Fase a tierra y entre fases	U_{sc} [kV]	170	180	185	150			
A través de la distancia de seccionamiento	U_{sc} [kV]	195	210	215	165			
Clasificación arco interno	IAC	AF/AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFLR** 16 kA 1 s/20 kA 1 s/ 25 kA 1 s	AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s	AF/AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFLR*** 20* kA 1 s/25 kA 1 s				
Tensión CC soportada	[kV]		72		103			
Interruptor-seccionador		IEC 62271-103 + IEC 62271-102			IEEE C37.74			
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)								
Valor $I_n = (x) s$	I_n [kA]	16/20*/25 (1/3 s)	20* (1/3 s)/25 (1 s)			20* (1/3 s)/25 (1 s)		
Valor de pico	I_p [kA]	40/50*/62,5 41,6/52*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65	
Poder de corte de corriente principalmente activa	I_c [A]	400/630		630		600/800		
Poder de corte cables en vacío	U_{sc} [A]	50		50		20		
Poder de corte bucle cerrado	I_{cc} [A]	400/630		630		600/800		
Poder de corte de falta a tierra	I_{ca} [A]	160		160		n/a		
Poder de corte de cables y líneas en vacío en condiciones de falta a tierra	I_{cb} [A]	90		90		n/a		
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{cs} [kA]	40/50*/62,5 41,6/52*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65	
Categoría del interruptor								
Endurancia mecánica			1000-M1/5000-M2			1000/5000		
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E3	3-E2 en 20 kA/5-E3 en 25 kA			3		
Seccionador de puesta a tierra		IEC 62271-102			IEEE C37.74			
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)								
Valor $I_n = (x) s$	I_n [kA]	16/20*/25 (1/3 s)	20* (1/3 s)/25 (1 s)			20* (1/3 s)/25 (1 s)		
Valor de pico	I_p [kA]	40/50*/62,5 41,6/52*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65	
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I_{cs} [kA]	40/50*/62,5 41,6/52*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65	
Categoría del seccionador de puesta a tierra								
Endurancia mecánica			1000-M0 ***			1000		
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E2			3		

* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA ** Con salida de gases a través de chimenea *** En opción, 2000-M1
Valores para 50 Hz

Aplicaciones

Entrada o salida de los cables de media tensión que permiten la comunicación con el embarrado principal del centro de transformación.

Características de la cgm.3-p:

cgm.3-p

Función de protección con fusibles

Celda modular con protección con fusibles, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra y protección con fusibles limitadores.

Extensibilidad: derecha, izquierda y ambos lados.

Características eléctricas		IEC					ANSI/IEEE	
Tensión asignada	U _n [kV]	36	38,5	40,5	38			
Frecuencia asignada	f _i [Hz]	50	60	50	50	60	50	
Corriente asignada								
Interconexión general de embarrado y celdas	I _g [A]	400/630	630	630	600			
Bajante de transformador	I _t [A]		200		200			
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)								
Fase a tierra y entre fases	U _d [kV]	70	80	95	70			
A través de la distancia de seccionamiento	U _d [kV]	80	90	118	77			
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo								
Fase a tierra y entre fases	U _{sp} [kV]	170	180	185	150			
A través de la distancia de seccionamiento	U _{sp} [kV]	195	210	215	165			
Clasificación arco interno	IAC	AF/AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFLR** 16 kA 1 s/20 kA 1 s		AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFLR** 16 kA 1 s/20* kA 1 s		AF/AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFLR** 16 kA 1 s/20* kA 1 s		
Tensión CC soportada	[kV]		n/a		103			
Interruptor-seccionador		IEC 62271-103 + IEC 62271-102					IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)								
Valor I _{cc} (x) s	I _{cc} [kA]	16/20*/25 (1/3 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)		
Valor de pico	I _p [kA]	40/50*/62,5	40/52,5*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	
Poder de corte de corriente principalmente activa	I _h [A]	200		200		200		
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma} [kA]	40/50*/62,5	40/52,5*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	
Categoría del interruptor								
Endurancia mecánica			1000-M1			1000		
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E3		3-E2 en 20 kA/5-E3 en 25 kA		3		
Corriente de intersección combinado interruptor - relé (ekor./pit)								
I _{int} de corte según acc. TD _{int} IEC 62271-105	[A]		490			n/a		
Corriente de transferencia combinado interruptor-fusible								
I _{int} de corte según acc. TD _{int} IEC 62271-105	[A]	820		700		n/a		
Seccionador de puesta a tierra		IEC 62271-102					IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)								
Valor I _{cc} = 1 s	I _{cc} [kA]			1/3,15		1/3,15		
Valor de pico	I _p [kA]	2,5/7,8	2,6/8,2	2,5/7,8	2,5/7,8	2,6/8,2	2,5/7,8	
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I _{ma} [kA]	2,5	2,6	2,5	2,5	2,6	2,5	
Categoría del seccionador de puesta a tierra								
Endurancia mecánica			1000-M0/2000-M1			1000		
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E2	2-E1 para 7,8 u 8,2 kA		3		

Aplicaciones

Protección general y del transformador, así como maniobras de conexión o desconexión.

Se ha optado por esta opción principalmente por su tensión nominal, ya que, esta debe ser igual o superior a la de la red de distribución (20kV) y otro parámetro relevante es la corriente de cortocircuito, siendo valores superiores a 12,5 en 1s, cumpliendo así la máxima establecida por la normativa de 12,5 kA en 1s, según la norma MT 2.03.20 de Iberdrola.

Cabe añadir que esta es una solución que integra los elementos de protección y control necesarios según estándar IEC.

Medidas cgm3-l (h x p x a): 1745 x 850 x 418

Medidas cgm3-p (h x p x a): 1745 x 1010 x 480

Para las Celdas MT de Fase II (aquellas que derivan directamente a red), además de las Celdas cgm.3-l y cgm.3-p, se incluyen:

-Celda cgm.3-v, con protección mediante interruptor automático:

cgm.3-v

Función de protección con interruptor automático

Celda modular de protección mediante interruptor automático, equipado con un interruptor automático de corte en vacío en serie con un interruptor-seccionador de tres posiciones.

Extensibilidad: derecha, izquierda y ambos lados.

Características eléctricas		IEC			ANSI/IEEE	
Tensión asignada	U_n [kV]	36	38,5	40,5	38	
Frecuencia asignada	f_r [Hz]	50	60	50	60	50
Corriente asignada						
Interconexión general de embarrado y celdas	I_n [A]	400/630		630	600	
Línea	I_L [A]	400/630		630	600	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)						
Fase a tierra y entre fases	U_{sc} [kV]	70	80	95	80	
A través de la distancia de seccionamiento	U_{sc} [kV]	80	90	118	88	
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo						
Fase a tierra y entre fases	U_{sp} [kV]	170	180	185	150	
A través de la distancia de seccionamiento	U_{sp} [kV]	195	210	215	165	
Clasificación arco interno	IAC	AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s	AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s	AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s	AF/16 kA 1 s/AFL 20* kA 1 s/ 25 kA 1 s AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s	
Tensión CC soportada	[kV]	n/a	72	103	103	
Interruptor automático		IEC 62271-100			IEEE C37.20.3	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)						
Valor I_n (x) s	I_n [kA]	16/20*/25 (1/3 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)	20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I_p [kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	50*/62,5	52*/62,5	52*/65
Poder asignado de corte y de cierre						
Poder de corte asignado corriente principalmente activa	I_c [A]	400/630		630	600/800	
Poder de corte en cortocircuito	I_{cc} [kA]	16/20*/25		20*/25	20*/25	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{cs} [kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	50*/62,5	52*/62,5	52*/65
Poder de corriente capacitiva (50 Hz). Batería condensadores	[A]	400		n/a	n/a	
Secuencia de maniobras nominales						
Sin reenganche rápido		CO-15 s-CO O-3 min-CO-3 min-CO			CO-15 s-CO O-3 min-CO-3 min-CO	
Con reenganche rápido		O-0,3 s-CO-15 s-CO O-0,3 s-CO-3 min-CO			O-0,3 s-CO-15 s-CO O-0,3 s-CO-3 min-CO	
Categoría del interruptor automático						
Endurancia mecánica (clase de maniobra)		10000 - M2 2000 - M1			10000 - M2 2000 - M1	
Endurancia eléctrica (clase)		E2-C2			E2-C2	
Interruptor-seccionador		IEC 62271-103 + IEC 62271-102			IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)						
Valor I_n (x) s	I_n [kA]	16/20*/25 (1/3 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)	20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I_p [kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	50*/62,5	52*/62,5	52*/65
Poder de corte asignado corriente principalmente activa	I_c [A]	400/630		630	600/800	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{cs} [kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65
Categoría de interruptor-seccionador						
Endurancia mecánica		1000-M1/5000-M2			1000/5000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E3	3-E2 en 20 kA/5-E3 en 25 kA		3	
Seccionador de puesta a tierra		IEC 62271-102			IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)						
Valor I_n (x) s	I_n [kA]	16/20*/25 (1/3 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)	20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I_p [kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	50*/62,5	52*/62,5	52*/65
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{cs} [kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	50*/62,5	52*/62,5	52*/65
Categoría del seccionador de puesta a tierra						
Endurancia mecánica		2000-M1			2000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E2			3	

* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA ** Con salida de gases a través de chimenea
Valores para 50 Hz.

Aplicaciones

Protección general y protección de transformador, línea, batería de condensadores, etc., así como maniobras de conexión o desconexión.

-Celda cgm.3-s con función de interruptor-seccionador:

cgm.3-s

Función de interruptor pasante

Celda modular de interruptor pasante, equipado con un interruptor-seccionador de dos posiciones (cerrado y abierto). Opcional con seccionador de puesta a tierra (s-pt).

Extensibilidad: a ambos lados.

Características eléctricas			IEC		ANSI/IEEE	
Tensión asignada	U_n	[kV]	36		38	
Frecuencia asignada	f_r	[Hz]	50	60	50	60
Corriente asignada						
Interconexión general de embarrado y celdas	I_n	[A]	400/630		600	
Línea	I_n	[A]	400/630		600	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)						
Fase a tierra y entre fases	U_{sc}	[kV]	70		70	
A través de la distancia de seccionamiento	U_{sc}	[kV]	80		77	
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo						
Fase a tierra y entre fases	U_{sp}	[kV]	170		150	
A través de la distancia de seccionamiento	U_{sp}	[kV]	195		165	
Clasificación arco interno	IAC		AF/AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s		AF/AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s	
Interruptor-seccionador			IEC 62271-103 + IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)						
Valor $t_c = (x) s$	I_{cs}	[kA]	16/20*/25 (1/3 s)		20* (1/3 s)	
Valor de pico	I_p	[kA]	40/50*/62,5	41,6/52*/65	52,5	54,6
Poder de corte de corriente principalmente activa	I_{ca}	[A]	400/630		600/800	
Poder de corte cables en vacío	I_{cv}	[A]	50		20	
Poder de corte bucle cerrado	I_{cc}	[A]	400/630		600/800	
Poder de corte de falta a tierra	I_{ct}	[A]	160		n/a	
Poder de corte de cables y líneas en vacío en condiciones de falta a tierra	I_{ct}	[A]	90		n/a	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{ms}	[kA]	40/50*/62,5	41,6/52*/65	52,5	54,6
Categoría del interruptor						
Endurancia mecánica			1000-M1/5000-M2		1000/5000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E3		3	
Seccionador de puesta a tierra			IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)						
Valor $t_c = (x) s$	I_{cs}	[kA]	16/20*/25 (1/3 s)		20* (1/3 s)	
Valor de pico	I_p	[kA]	40/50*/62,5	41,6/52*/65	52,5	54,6
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I_{ms}	[kA]	40/50*/62,5	41,6/52*/65	52,5	54,6
Categoría del seccionador de puesta a tierra						
Endurancia mecánica			1000-M0/2000-M1		1000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E2		3	

* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA
Valores para 50 Hz

Aplicaciones

Corte de carga del embarrado principal del centro de transformación y su puesta a tierra en el lado derecho (ptd) o izquierdo (pti) del punto de corte.

-Celda cgm.3-m, con función de medida:

cgm.3-m

Función de medida

Celda modular de medida con aislamiento en aire.

Características eléctricas		IEC		
Tensión asignada	U_n [kV]	36		38,5
Frecuencia asignada	f_n [Hz]	50	60	50
Corriente asignada				
Interconexión general de embarrado y celdas	I_n [A]	400/630		630
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)				
Fase a tierra y entre fases	U_{sc} [kV]	70	80	95
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo				
Fase a tierra y entre fases	U_{sp} [kV]	170	180	185
Clasificación arco interno	IAC	AFL 16 kA 0,5 s/20* kA 0,5 s/16 kA 1 s/20* kA 1 s		
Corriente admisible asignada de corta duración valor $t_c = (x)$ s	I_c [kA]	16/20*/25 (1/3 s)		16/20 (1/3 s) 25 (1 s)

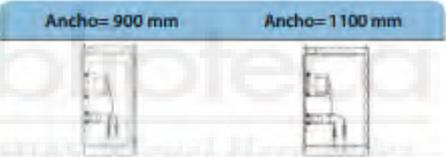
* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA
** Para cgm.3-m de 1100 mm de anchura = AFL 20 kA 1 s con expansión de gases a foso
Valores para 50 Hz

Aplicaciones

Alojamiento para transformadores de medida de tensión e intensidad, permitiendo comunicar con embarrado del centro de transformación, mediante barras o cables secos.

Opciones

Ancho= 900 mm Ancho= 1100 mm



Se ha optado por estas opciones principalmente por su tensiones nominales, ya que, esta debe ser igual o superior a la de la red de distribución (20kV) y otro parámetro relevante es la corriente de cortocircuito, siendo valores superiores a 12,5 en 1s, cumpliendo así la máxima establecida por la normativa de 12,5 kA en 1s, según la norma MT 2.03.20 de Iberdrola.

Cabe añadir que esta es una solución que integra los elementos de protección, control y medida necesarios según estándar IEC.

Medidas cgm3-l (h x p x a): 1745 x 850 x 418

Medidas cgm3-p (h x p x a): 1745 x 1010 x 480

Medidas cgm3-v (h x p x a): 1745 x 1010 x 480

Medidas cgm3-s (h x p x a): 1745 x 1010 x 480

Medidas cgm3-m (h x p x a): 1745 x 1010 x 480

1.8.7.4. Cableado AC

El cableado de corriente alterna abarca del inversor hasta el transformador principalmente, por cuestiones de diseño se tomará la misma referencia que en el tercer tramo de Corriente Continua, ya que, a la salida del inversor consta una corriente nominal de 1100 A, es decir, cada una de las fases deberá ser capaz de admitir esa corriente en las condiciones dadas, por ello, siguiendo la lógica y confirmando con el dimensionamiento en el apartado 2.6 de cálculos, las secciones del cableado por cada una de las fases tendrán unas magnitudes elevadas, por lo que es importante que la distancia entre el inversor y el transformador sea reducida.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, el factor más restrictivo será la intensidad máxima admisible ya que una distancia reducida implica una menor restricción en el criterio de caída de tensión.

Finalmente, con los resultados obtenidos en el apartado de cálculos, se optará de nuevo por el cableado PRYSUN H1Z2Z2-K 1,0/1,0kVac (1,2/1,2kVac máx)- 1,5/1,5kVdc (1,8/1,8kVdc), se agruparán 4 cables de 185 mm^2 por cada una de las fases.

De forma posterior al transformador, el cableado se dirigirá a las celdas de MT, teniendo las 3 agrupaciones de la central, una pequeña distancia desde el propio transformador hacia las celdas, posteriormente, se deben agrupar los 3 conjuntos de 750 kVA mediante la unión del cableado proveniente de uno con las celdas MT del siguiente, en esta instalación el orden de unión será: Conjunto 3 – Conjunto 2 – Conjunto 1 – Celdas a red.

La disposición del cableado se encuentra aclarada en el plano 1.5.2.

Cabe indicar que en consecuencia a esto la sección del cable de 20 kV puede que aumente en consecuencia al incremento de la intensidad, y finalmente quedará:

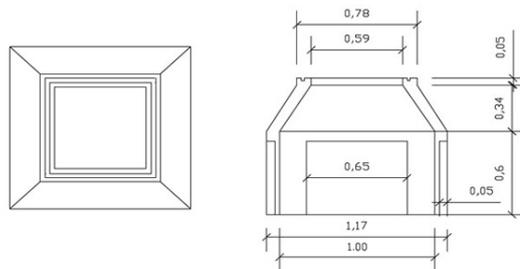
Conjunto 3 – Conjunto 2: 50 mm² PRYSMIAN AL HEPRZ1

Conjunto 2 – Conjunto 1: 50 mm² PRYSMIAN AL HEPRZ1

Conjunto 1 – Celdas Fase II a red: 50 mm² PRYSMIAN AL HEPRZ1

La sección se mantiene en toda la longitud y se cumple sobradamente el criterio de caída de tensión.

Cabe indicar que al superarse una distancia de 40 m entre conexión y conexión se colocarán arquetas de tipo Iberdrola, fabricadas por la empresa Prefabricados Alberdi:



Cada vez igualada o superada la distancia mencionada y en cambios bruscos de dirección se dispondrá una arqueta, siempre con posibilidad de margen según lo conveniente en la instalación.

Se especificarán posiciones en el plano 1.5.2.

1.9. Puesta a tierra

Las masas metálicas de la instalación pueden implicar un peligro para aquellos que puedan realizar trabajos en la instalación y para la propia instalación, ya que, si no se encuentra presente un sistema a tierra, la influencia de los activos eléctricos o de potenciales externos podrían generar variaciones de potencial peligrosas en las masas mencionadas con anterioridad.

Este conjunto de masas serán prácticamente todo el conjunto de elementos mecánicos que no participen activamente en la producción de energía y por ende, no deben suponer un peligro para los individuos.

Las masas se corresponderán a: Marcos de los módulos solares, estructuras metálicas de soporte de las placas, entre otros.

También se conectará a tierra el neutro del transformador.

Es importante tener en cuenta las situaciones que se puedan plantear durante el funcionamiento de la instalación, por ejemplo, la caída de un rayo en una de estas

masas metálicas y por ende la generación de un potencial peligroso para los individuos y las instalaciones, también se puede presentar una fuga por alguno de los activos por deterioro del aislamiento o una instalación incorrecta, por ello el reducir al máximo el peligro con la puesta a tierra es primordial.

Generalmente la puesta a tierra se ejecuta mediante la presencia de unos electrodos sin ningún tipo de protección enterrados y unidos a los respectivos elementos que deben ser conectados mediante cables de cobre o incluso de acero desnudo.

Para el dimensionamiento y cálculo de la puesta a tierra se acudirá a la ITC-MIE-RAT 13.

Según el MIE-RAT 13, generalmente se puede optar a una tierra única o múltiples tierras, en instalaciones fotovoltaicas es común el sistema de conexión de malla.

En la siguiente ilustración se observan las diferentes disposiciones posibles de puesta a tierra:



Se optará en la instalación por sus dimensiones a un sistema de tierra de conexión de malla y se realizarán las justificaciones pertinentes en el apartado de cálculos de puesta a tierra.

Una parte del proceso de dimensionamiento será el siguiente según el MIE-RAT 13:

1. Investigación de las características del suelo.
2. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente de eliminación del defecto.
3. Diseño preliminar de la instalación de tierra.
4. Cálculo de la resistencia del sistema de tierra.
5. Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación.
6. Comprobar que las tensiones de paso y contacto
7. Investigación de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, railes, vallas, conductores de neutro, blindajes de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos, y estudio de las formas de eliminación o reducción.
8. Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo.

Otra parte del proceso será determinada mediante la normativa IEEE 80-2000.

Realizados en el apartado de cálculos el dimensionamiento pertinente, para la puesta tierra se optarán como electrodos, picas de acero cobreado de 14mm de diámetro y 2,5m de longitud:

Esquema



Especificaciones técnicas

Descripción	Referencia	Material	L (mm)	ØD1 (mm)	Peso (g)
Pica Ac. Cu l:2500mm Ø18mm	252027	Ac. Cu	2500	18	5250
Pica Ac. Cu l:2000mm Ø18mm	252032	Ac. Cu	2000	18	3280
Pica Ac. Cu l:1500mm Ø18mm	252033	Ac. Cu	1500	18	2400
Pica Ac. Cu l:2000mm Ø14mm	252029	Ac. Cu	2000	14	2550
Pica Ac. Cu l:1500mm Ø14mm	252024	Ac. Cu	1500	14	1860

Y conductores de cobre desnudo de 25 mm² de General Cable:



Se distribuirán en una malla de cable de cobre desnudo con una longitud total de 480m y en 10 electrodos de los seleccionados a lo largo de esta.

Estos valores se justifican en el apartado de cálculo de puesta a tierra 2.7.

1.10. Casetas prefabricadas

En la instalación es conveniente de los equipos de protección se encuentren en lugares protegidos de las posibles condiciones que se pueden presentar en el exterior, por lo que deben ser instalados en casetas, generalmente de hormigón, con tal de evitar problemáticas generadas tanto por factores externos, como las propias que pueden generar los equipos en su interior, así protegiendo tanto a la instalación como a los operarios en ellas.

Se instalarán en casetas prefabricadas los siguientes elementos:

1.Cuadros de protección DC de nivel I: Se instalarán 8 cajas DC en el cerramiento, con tal de recibir los 56 strings de cada conjunto de la instalación,

2.Cuadros de protección DC de nivel II: Se instalará 1 caja DC de nivel II en el cerramiento con tal de recibir las 8 derivaciones de nivel I.

3.Inversor: Cada uno de los 3 inversores serán instalados también en un cerramiento con unas medidas especificadas.

4.Transformador: Junto a los inversores se instalarán los transformadores, se localizarán junto a los inversores, pero en compartimentos separados, pero tal como se ha establecido en los cálculos, en una distancia próxima.

5.Celdas MT/AT: Estas serán requisito para poder derivar a red, serán de nuevo, instaladas en el mismo módulo tanto del inversor como el transformador.

Las Cajas DC de Nivel II se sobreentenderán de un tamaño mucho inferior al inversor.

Inversor: 2800 x 2000 x 750 mm

Transformador: 1470 x 1855 x 1190 mm

También deberán incluirse las celdas MT, que se adjuntarán a la caseta del transformador:

Celda MT: Variable, indicado en el apartado 1.8.7.3.

Para las cajas DC de nivel I se optará por un módulo prefabricado de la empresa Módulos Arco, y personalizado para los componentes a instalar, sus dimensiones y distribución, su configuración orientativa se establece en el plano 1.9.1.

Para las Cajas DC II y el Inversor se recurrirá de nuevos a las soluciones de módulos Arco, cuyas dimensiones orientativas y disposición se establecen en el plano de conjunto 1.9.3 y plano dimensional 1.9.4.

Para el conjunto Transformador-Celdas MT, se optará por soluciones de la mano de la empresa Ormazábal, en la que se ha determinado como solución la envolvente de hormigón PFU-3 con espacio para un transformador y 2 celdas MT, para el conjunto 3 de la instalación, para los otros dos conjuntos se optará para la envolvente de hormigón PFU-4, que puede dar cabida a 3 celdas MT, ya que estos conjuntos precisan de dos celdas de línea y una de protección.

Para las Celdas que unifican la instalación y derivan en red, se optará de nuevo por la opción PFU-4, pero sin transformador.

Cabe indicar que para los módulos prefabricados personalizados los planos serán orientativos, es decir, será la empresa contratada la que finalmente establezca unas dimensiones y configuraciones finales para los requisitos de la instalación y sus componentes.

2. MEMORIA DE CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS:

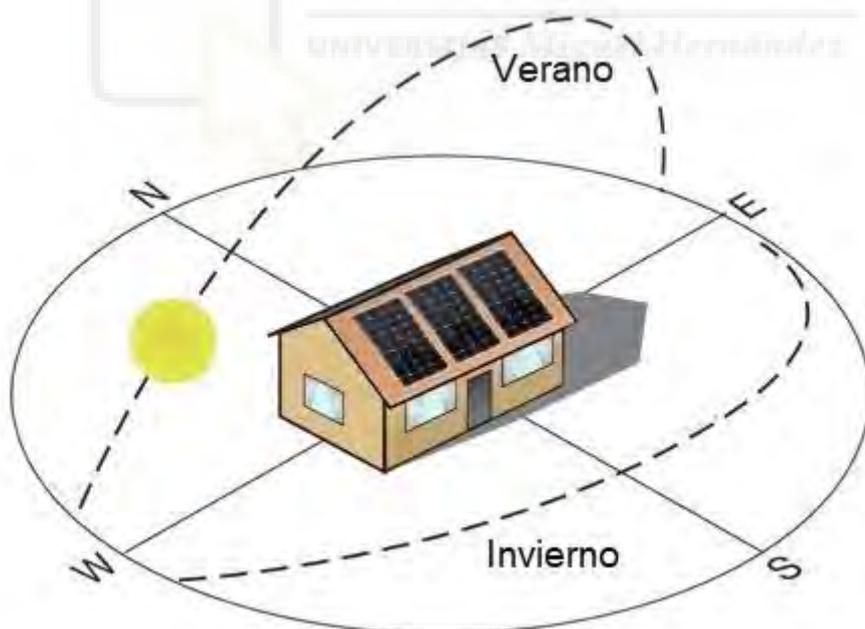
2.1. Orientación e inclinación placas solares

Como bien se ha mencionado con anterioridad, se optará con una configuración de estructura fija para los módulos de nuestra instalación, para ello debemos establecer un ángulo óptimo de inclinación para maximizar la absorción de irradiancia y captar la mayor energía posible, y para ello es posible usar dos métodos.

Un factor necesario es determinar la latitud en la que se encuentra la instalación.

Como bien se conoce, la latitud es el ángulo entre la línea del ecuador y la zona en la que queremos realizar la instalación.

¿Por qué la latitud?, siempre se dice que el sur debe ser la dirección de orientación para placas solares, principalmente porque el sol sale por el este y se oculta por el oeste, y generalmente, en nuestra latitud, por encima del ecuador, se presenta esta situación:



Donde el ángulo formado con la vertical se corresponde con el llamado ángulo acimutal y la inclinación de nuestras placas debe encontrarse en un punto óptimo

en respecto a este ángulo acimutal y su valor medio a lo largo de todo el año según nuestra situación geográfica.

Generalmente en nuestra zona y en la nación en conjunto se recomienda una angulación de entre 30 y 40°, pero gracias a una serie de cálculos podemos determinar un valor mucho más específico.

Estos dos métodos se corresponden con:

Método de la inclinación óptima anual: Con este método se recurre a una fórmula que se basa en la maximización de la radiación incidente en las placas basada en análisis estadístico según diferentes inclinaciones comprobadas y latitudes, esta es:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot \varphi$$

Donde β_{opt} se corresponde con la inclinación óptima y φ la latitud en la que se situará la instalación.

La instalación se encontrará aproximadamente en una latitud de 38,46 °, por lo que:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot 38,46^\circ = 30,24^\circ$$

Método del periodo de tiempo y uso:

Tipo de instalación	Uso	Maxima captación	Inclinación óptima
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \phi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno).	$\beta_{opt} = \phi + 10$

Se basa en la misma premisa que el método anterior, pero más simplificado y generalmente el resultado obtenido tiene una menor especificidad.

Calculamos:

$$\beta_{opt} = \varphi - 10 = 28,6538^\circ$$

Finalmente se tiene que ambos resultados tienen una gran similitud, pero se optará por un valor más aproximado al método de inclinación óptima anual, ya no

únicamente por su mayor especificidad si no porque también entra en el intervalo generalizado en la nación. Se selecciona un valor de $\beta_{opt} = 30^\circ$.

2.2. Valor de distancia entre placas

Se optará por una instalación de doble hilera de placas colocadas verticalmente, esto influye directamente en la sombra formada por la incidencia de luz solar, y por ello se debe seguir el siguiente esquema:



La distancia mínima es obtenible mediante la ecuación:

$$d_{min} = B \cdot (\cos S + \sin S \cdot \tan \varphi_{min}) \quad (3)$$

Para obtener la φ_{min} se debe restar a la vertical nuestra latitud.

φ_{min} se corresponde con el ángulo de incidencia de la radiación solar.

$$\text{Para ello: } \varphi_{min} = 90 - \varphi = 90 - 38,46 = 51,54^\circ$$

Posteriormente, el valor de B se indicará específicamente en los planos correspondientes y se su valor resulta 4,354 m y el ángulo S lo hemos obtenido con anterioridad como:

$$\beta_{opt} = 30^\circ$$

Ahora es posible sustituir en la ecuación 3:

$$d_{min} = 4,354 \cdot (\cos 30^\circ + \sin 30^\circ \cdot \tan 51,54^\circ) = 6,511 \text{ m, se optará por una separación de 7m.}$$

2.3. Cálculo formato de agrupación de strings en serie

Las placas se agruparán en strings de 20 módulos en serie que posteriormente serían estos agrupados en paralelo.

Se pueden calcular los valores de tensión e intensidad de cada uno de estos strings:

$$V_{string} = n_{placas} \cdot V_{módulo}$$

Cabe indicar que deben tenerse en cuenta dos valores de tensión, un valor de tensión en condiciones de funcionamiento de máxima potencia y otro en condiciones de funcionamiento en cortocircuito, por lo que:

$$V_{stringCC} = n_{placas} \cdot V_{móduloCC} = 20 \cdot 41,7 \text{ V} = 834 \text{ V}$$

$$V_{stringPMP} = n_{placas} \cdot V_{móduloPMP} = 20 \cdot 34,6 \text{ V} = 692 \text{ V}$$

Puesto que los strings son agrupaciones en serie, la intensidad se mantiene en el valor establecido de cada uno de sus módulos cuyo valor es para CC y PMP:

$$I_{stringCC} = 18,57 \text{ A}$$

$$I_{stringPMP} = 17,49 \text{ A}$$

Esto nos dejará con una potencia producida por string de:

$$P_{string} = 692 \cdot 17,49 = 12103,8 \text{ W} \rightarrow 12,1 \text{ kW}$$

2.4. Cálculo formato de agrupación de strings en paralelo

En vista de los resultados de la agrupación en serie de 20 módulos, ahora debe considerarse la agrupación en paralelo nuestros strings.

Partimos de que como bien se indicó en el apartado (...) el volumen de compra se corresponde a 3320 módulos, siendo la disposición en serie por string de 20 módulos:

$$n_{strings} = \frac{n^{\circ} \text{ de módulos}}{\text{módulos por string}} = \frac{3320}{20} = 166 \text{ strings.}$$

Por lo que nuestra instalación constará de 166 strings que deberán ser distribuidos según los diferentes elementos de protección e inversores.

2.4.1. Agrupación en paralelo. Strings por inversor

Para la instalación se ha seleccionado una configuración con 3 inversores, correspondiéndose estos con los Jema Energy IFX2 de 700W.

La división en 3 partes de la instalación nos llevaría a que:

$$n_{strings/inv} = \frac{n_{strings}}{3} = 55,333 \text{ strings}$$

No da un número coherente, por lo que se deberá realizar una distribución no homogénea, pero para ello se debe considerar que debe distribuirse con valores cercanos al dado con tal de poder aprovechar al máximo la capacidad del inversor.

Para ello, también tendremos en consideración la capacidad de las cajas de protección de CC, cuyas capacidades vienen dadas por valores de 4,8,16,24 generalmente, de estos valores dados, podemos tomar el 8, ya que, si se optan por 7 cuadros, nos resultarían 56 strings por cuadro, y en vista de esto, podemos optar por que uno de los inversores abarque una menor cantidad de strings:

$$\text{Si pusieramos 3 agrupaciones de 56: } 3 \cdot 56 = 168 \text{ strings}$$

En vista de este resultado, se echan en falta 2 strings, por lo que se optará por una configuración de dos agrupaciones de 56 strings y una de 54 strings.

Finalmente, como bien se ha mencionado, se optarán por cuadros de protección de 8 entradas, específicamente el modelo Array Box AB08-160 de Schneider Electric, eso implica que se agruparán 8 strings de módulos en paralelo y la intensidad resultante:

$$I_{8CC} = 18,57 \text{ A} \cdot 8 = 148,56 \text{ A}$$

$$I_{8PMP} = 17,49 \text{ A} \cdot 8 = 139,92 \text{ A}$$

Se debe considerar también que al optar por una configuración de 54 strings en una de las agrupaciones, será necesaria una única subagrupación de 6 strings:

$$I_{6CC} = 18,57 \text{ A} \cdot 6 = 111,42 \text{ A}$$

$$I_{6PMP} = 17,49 \text{ A} \cdot 6 = 104,92 \text{ A}$$

Por último, estas agrupaciones de 8 se acabarán uniendo en las cajas de protección de nivel II, pero estas se considerarán muy próximas al inversor.

Esta última sección tendrá unos valores de intensidad de:

$$I_{CCINV} = I_{8CC} \cdot 7 = 148,56 \cdot 7 = 1039,92 \text{ A}$$

$$I_{PMPINV} = I_{8PMP} \cdot 7 = 139,92 \cdot 7 = 979,44 \text{ A}$$

En el caso del inversor de 54 strings:

$$I_{CCINV} = I_{8CC} \cdot 6 + I_{6CC} = 148,56 \cdot 6 + 111,42 = 1002,78 \text{ A}$$

$$I_{PMPINV} = I_{8PMP} \cdot 6 + I_{6PMP} = 139,92 \cdot 6 + 103,92 = 943,44 \text{ A}$$

El balance de cálculo en corriente continua resulta:

	Nºmódulos(s)	Nº líneas (p)	Vcc	Icc	Vpmp	Ipmp
String	20	1	834 V	18,57 A	692 V	17,49 A
Cuadro CC 8	20	8	834 V	148,56 A	692 V	139,92 A
Inversor 56	20	56	834 V	1039,92 A	692 V	979,44 A
Inversor 54	20	54	834 V	1002,78 A	692 V	944,46 A

2.5. Cálculos cableado DC

En este apartado se procederá al cálculo del cableado correspondiente de la instalación en la sección de corriente continua, que a la vez está compuesta por varios, y estos son:

Tramo 1. Desde los strings hasta las cajas de protección de DC.

Tramo 2. Desde las cajas de protección hasta el inversor.

Se procede con el tramo 1:

En este tramo se optará por cableado de la empresa PRYSMIAN, específicamente el PRYSUN H1Z2Z2-K, con tensión asignada de 1,0/1,0kVac (1,2/1,2kVac máx) y 1,5/1,5kVdc (1,8/1,8kVdc).

Las diferentes secciones disponibles son las siguientes:

DATOS TÉCNICOS									
NÚMERO DE CONDUCTORES y SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,759	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	792	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24,0	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

Es importante destacar los comentarios que se encuentran de forma posterior en la tabla, ya que, nuestro tipo de instalación en esa sección se corresponde a una instalación de corriente continua y consideraremos de bandeja perforada al aire, por lo que tomaremos el coeficiente de exposición al sol $K_{sol} = 0,9$, y deberemos acceder a tablas y al REBT para realizar los diferentes criterios de intensidad máxima admisible y de caída de tensión.

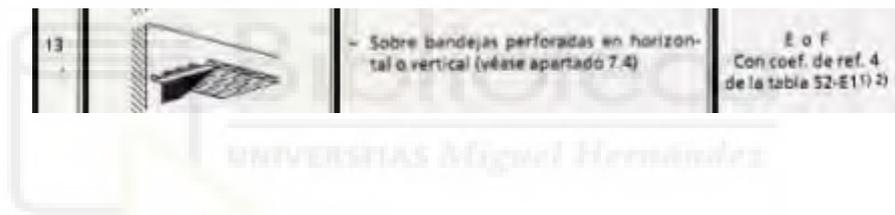
Intensidad máxima admisible:

Primeramente es necesario tomar el valor de intensidad otorgado por cada string en cortocircuito, correspondiente a 18,57 A y se debe seguir una de las indicaciones del REBT, específicamente ir al ITC-BT-40 sobre Instalaciones Generadoras de Baja tensión.

En esta ITC consta que “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”, por lo que:

$$I_{125} = 1,25 \cdot I_{cc}$$
$$I_{125} = 1,25 \cdot 18,57 = 23,2125 \text{ A}$$

Posteriormente, se debe tener en cuenta que usaremos un cable XLPE en instalación tipo F según la Norma UNE-HD 60364:



Ahora se procederá a obtener los coeficientes necesarios, siendo estos:

Coeficiente de temperatura (K_T) y el coeficiente de agrupamiento (K_a).

Factor de corrección de temperatura (K_T):

(TABLA 52-D1) FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS AMBIENTES DISTINTAS DE 40°C. (cables al aire)

Temperatura ambiente (°C)	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral	
			Cubierta de PVC o desnudo accesible 70 °C	Desnudo inaccesible 105 °C
10	1,40	1,26	1,48	1,24
15	1,34	1,23	1,41	1,21
20	1,29	1,19	1,34	1,16
25	1,22	1,14	1,26	1,13
30	1,15	1,10	1,18	1,09
35	1,08	1,05	1,09	1,04
40	1,00	1,00	1,00	1,00
45	0,91	0,96	0,89	0,96
50	0,82	0,90	0,79	0,91
55	0,70	0,83	0,67	0,87
60	0,57	0,78	0,53	0,81
65		0,71		0,76
70		0,64		0,71
75		0,55		0,65
80		0,45		0,59
85				0,51
90				0,43
95				0,35

Se tomará de referencia una temperatura de 40°C teniendo en cuenta el emplazamiento y la continua exposición solar, por lo que K_T para cables tipo XLPE, se corresponderá con 1.

Factor de corrección de agrupamiento (K_a):

Puesto que en las bandejas realizaremos agrupaciones de 8 cables ya que las cajas de protección de DC constan de 8 entradas para los 8 strings correspondientes y por ello es necesario determinar el coeficiente de agrupamiento.

(TABLA 52-E1) FACTORES DE REDUCCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE VARIOS CIRCUITOS O DE VARIOS CABLES MULTICONDUCTORES

Ref.	Disposición cables contiguos	N° circuitos o cables multiconductores											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
1	Agrupados en una superficie empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores		
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,65	0,65	0,60	0,60			
4	Capa única en una superficie perforada vertical u horizontal	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,75	0,75	0,70	0,70			
5	Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines) etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80			

Es obligatorio considerar que nuestros conductores se encuentran en contacto y en una superficie perforada vertical u horizontal, es decir, la referencia 4.

Para 8 conductores $K_a = 0,7$

Finalmente es posible obtener la intensidad corregida:

$$I_{CORREGIDA} = \frac{1,25 \cdot I_{cc}}{K_T \cdot K_a \cdot K_{sol}} = \frac{1,25 \cdot 18,57}{0,7 \cdot 0,9 \cdot 1} = 36,845 \text{ A}$$

Ya obtenida la intensidad admisible, debemos considerar la elección del catálogo, y como mínimo se debe escoger un cable de 4 mm^2 de sección.

Caída de tensión:

Este tipo de instalaciones deben cumplir con el criterio de caída de tensión, establecido que no debe tener una caída de tensión mayor al 1,5 %.

Para ello, se debe a la ecuación:

$$e = \frac{2 \cdot I_{PMP} \cdot L}{\gamma \cdot S} \quad (4)$$

Donde:

- I_{PMP} : Intensidad nominal de los módulos.
- L : longitud del cable desde el string hasta la caja de conexiones.
- γ : Conductividad del material a 90°C en termoestables (cobre: $45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$).
- S : Sección del cable.

Es importante comprobar cuál debe ser nuestra sección mínima y para ello, debemos considerar la máxima longitud de cable que va a ser colocado, es decir, el cable que realiza la unión del string más lejano a la caja de conexiones.

Se han estimado gracias al plano 1.5.2 las longitudes aproximadas del cableado desde los strings hasta los cuadros DC de nivel I. Aproximadamente el ramal más distante necesitará un cable de 60 metros aproximadamente.

Para un voltaje nominal por ramal de 692 V:

$$e = V_{PMP} \cdot 0,015 = 692 \cdot 0,015 = 10,38 \text{ V}$$

La caída de tensión máxima admisible será de 10,38V, ahora, la intensidad se corresponde con la nominal del punto de máxima potencia, es decir, 17,49 A.

Sustituimos en la ec. (4):

$$10,38 \text{ V} = \frac{2 \cdot 17,49 \text{ A} \cdot 60}{45,5 \cdot S}$$

Despejamos S:

$$S = \frac{2 \cdot 17,49A \cdot 60}{45,5 \cdot 10,38} = 4,49 \text{ mm}^2$$

Resulta que la sección mínima debe ser de $4,49 \text{ mm}^2$.

Eso implica que del catálogo debemos escoger un cable de 6 mm^2 como mínimo.

Seleccionado el cable de 6 mm^2 , comprobamos:

$$e = \frac{2 \cdot 17,49A \cdot 60}{45,5 \cdot 6} = 7,68 \text{ V}$$

En porcentaje esto nos implica:

$$\%e = \frac{7,68 \text{ V}}{690 \text{ V}} = 0,0111 \rightarrow 1,11 \% \text{ de caída de tensión.}$$

El cálculo de todos los strings se facilita en el apartado 2.11, este apartado se ha realizado principalmente para exponer el procedimiento para el establecimiento del criterio de las secciones seleccionadas.

Tramo 2. Desde las cajas de protección de nivel I hasta nivel II:

Puesto que se ha realizado una centralización de todas las cajas de protecciones, estas se han situado a una distancia aproximada de 40 m, por lo que esta será la distancia máxima que se considerará.

Intensidad máxima admisible:

Se debe tomar la corriente en situación de cortocircuito de las agrupaciones de 8 strings, por ello:

$$I_{125} = 1,25 \cdot I_{cc} \cdot n$$

$$I_{125} = 1,25 \cdot 18,57 \cdot 8 = 185,7 \text{ A}$$

Estos cables serán dirigidos al inversor con la misma metodología que los anteriores, es decir, al aire con bandeja perforada, por lo que, se toman los factores de corrección del caso anterior excepto el de agrupamiento, ya que, al constar de 7 cuadros CC, por agrupamiento, uniremos 7 cables por bandeja.

(TABLA 52-E1) FACTORES DE REDUCCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE VARIOS CIRCUITOS O DE VARIOS CABLES MULTICONDUCTORES

Ref.	Disposición cables contiguos	Nº circuitos o cables multiconductores											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
1	Agrupados en una superficie empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores		
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,65	0,65	0,60	0,60			
4	Capa única en una superficie perforada vertical u horizontal	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,75	0,75	0,70	0,70			
5	Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines) etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80			

Ahora, accediendo a esta tabla, se obtiene que el factor de corrección se corresponde a 0,75, por lo que:

$$I_{CORREGIDA} = \frac{1,25 \cdot I_{cc}}{K_T \cdot K_a \cdot K_{sol}} = \frac{185,7}{1 \cdot 0,9 \cdot 0,75} = 275,11 \text{ A}$$

Seleccionamos la sección más adecuada de la tabla del catálogo:

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES + SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE: T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,759	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	792	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24,0	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9. → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos). Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

La sección óptima se corresponde con un cable de sección de 70 mm^2 .

Una vez seleccionado este, se procederá al criterio de caída de tensión.

Caída de tensión:

De nuevo, el objetivo es que el valor de caída de tensión sea menor al 1,5 % y dentro de lo posible, inferior a este valor.

Se recurre de nuevo a la expresión (4):

$$e = \frac{2 \cdot I_{PMP} \cdot L}{\gamma \cdot S}$$

Y se realizará primeramente el cálculo de la sección mínima del conductor:

$$S = \frac{2 \cdot 17,49 \cdot 8 \cdot 40}{45,5 \cdot 10,38} = 11,85 \text{ mm}^2$$

Se puede observar que en este caso el valor obtenido se encuentra muy por debajo en referencia al criterio de intensidad máxima, ya que, en este caso, la longitud máxima del cableado es mucho menor, por lo que, la sección seleccionada será la más restrictiva, es decir, 95 mm^2 .

Con la sección tomada, se calcula la caída de tensión y se realiza la comprobación:

$$e = \frac{2 \cdot 17,49A \cdot 8 \cdot 40}{45,5 \cdot 70} = 2,58 \text{ V}$$

$$\%e = \frac{3,51 \text{ V}}{690 \text{ V}} = 0,00509 \rightarrow 0,509\%$$

Ahora comprobamos con 95 mm^2 :

$$e = \frac{2 \cdot 17,49A \cdot 8 \cdot 40}{45,5 \cdot 70} = 2,58 \text{ V}$$

$$\%e = \frac{3,51 \text{ V}}{690 \text{ V}} = 0,00374 \rightarrow 0,374\%$$

Como era esperable, la sección cumple sobradamente el criterio de caída de tensión en este caso, eso sí, cabe tener en cuenta que esta caída de tensión debe sumarse a la caída de tensión del tramo 1 y debe mantenerse por debajo del 1,5 %, las secciones escogidas para el debido cumplimiento se encuentran en las tablas de

secciones obtenidas en Excel, cabe añadir que se ha optado por la sección de 95 mm², ya que se han realizado comparaciones en Arquímedes de presupuesto entre optar por 70 mm² y mayores secciones en los ramales u optar por 95 mm² y menores secciones en los ramales por caída de tensión y compensa más económicamente la segunda opción junto a una mayor homogeneidad en la instalación, ya que únicamente deben instalarse desde los ramales secciones de 4mm² y 6 mm².

Tramo 3. Desde las cajas de protección de nivel II hasta inversor:

En este tramo únicamente se considerará el criterio de intensidad máxima admisible, ya que la longitud de unión de un elemento a otra se considerará muy corto, siendo la longitud muy reducida y en consecuencia la caída de tensión no será el criterio restrictivo.

Se unificarán todos los 7 cables provenientes de la caja DC en uno único, por lo que no existirá coeficiente de agrupamiento.

La intensidad en respecto al 125 % en respecto a la corriente de cortocircuito será la siguiente:

$$I_{125} = 1,25 \cdot 1039,92 \text{ A} = 1300 \text{ A}$$

Se tomará el coeficiente de incidencia del sol por ser una instalación tipo F y el de temperatura, con los mismos valores que los aplicados en los tramos anteriores:

$$I_{CORREGIDA} = \frac{1,25 \cdot I_{cc}}{K_T \cdot K_{sol}} = \frac{1300}{1 \cdot 0,9} = 1444,44 \text{ A}$$

Puesto que se necesitará más de un cable para poder soportar la intensidad de esta sección, se optará mínimo por una configuración de 3 cables, cuyo coeficiente de agrupamiento se corresponde a 0,8:

$$I_{CORREGIDA3} = \frac{1,25 \cdot I_{cc}}{K_T \cdot K_{sol} \cdot K_a} = \frac{1300}{0,9 \cdot 1 \cdot 0,8} = 1805,55 \text{ A}$$

Se tomará el cable de 240 mm², y se dispondrán 3 de ellos para conectarse al inversor, siendo la intensidad soportable por esta configuración:

$$I = 3 \cdot 617 = 1851 \text{ A}$$

Por lo que para esta sección se tomarán 3 cables de 240 mm^2 .

2.6. Cálculo cableado AC

Para esta opción se tomarán cables que consideraremos en bandeja perforada en la salida del inversor hasta el transformador por cada una de las fases de este, ya que se debe tener en cuenta que es trifásica.

El tramo se considerará extremadamente corto y que el inversor se encuentra aproximadamente en la misma posición que el transformador.

Se considerará a la salida del inversor:

$$V_{salidai} = 365 \text{ V(AC 3F)}$$

$$I_{salidai} = 1100 \text{ A}$$

Y posteriormente como se indica en la ITC-BT-40:

$$I_{125} = 1,25 \cdot I_{cc} = 1,25 \cdot 1100 = 1375 \text{ A}$$

En esta situación, los factores de corrección serán:

Intensidad máxima admisible:

Se considerarán los mismos parámetros que en corriente continua:

$$K_T = 1$$

$$K_{sol} = 0,9$$

$$K_a = 0,75 \text{ (4 conductores agrupados)}$$

Ya teniendo los factores:

$$I_{CORREGIDA} = \frac{1,25 \cdot I_{cc}}{K_T \cdot K_a \cdot K_{sol}} = \frac{1375}{1 \cdot 0,9 \cdot 0,75} = 2037,037 \text{ A}$$

DATOS TÉCNICOS									
NÚMERO DE CONDUCTORES + SECCIÓN	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE: T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAÍDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,759	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	792	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24,0	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

Teniendo en cuenta que deben ser 4 cables agrupados mínimo, se tomarán los de 185 mm²

Entonces, para 4 cables de 185 mm² por fase:

$$I_{max} = 4 \cdot 523 A = 2092 A$$

La configuración seleccionada cumple con el criterio.

Caída de tensión:

En vista de la disposición del transformador en respecto del inversor, el tramo de unión entre ambos será muy corto, por lo que, la caída de tensión tendrá un valor muy bajo teniendo en cuenta la sección seleccionada mediante el anterior criterio.

2.6.1. Cableado media tensión (20 kV)

A partir del transformador de aceite se tendrá una tensión 20 kV en C.A, por lo que se debe dimensionar el cableado que pasará por las Celdas de MT y posteriormente irán a red.

Para esta sección de la instalación se ha optado por la solución de PRYSMIAN, siendo el cableado AL EPROTENAX H COMPACT (AL HEPRZ1), diseñado específicamente para esa tensión y normalizado por Iberdrola.

Ahora se deberán realizar los cálculos bajo los criterios de intensidad admisible y caída de tensión.

Para cada transformador:

$$I_{admisible} = \frac{P_{trafo}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot V}$$

$$I_{admisible} = \frac{750000}{\sqrt{3} \cdot 0,8 \cdot 20000 \text{ kV}} = 27,063 \text{ A}$$

Como en los anteriores cálculos, por lo establecido en el ITC-BT 40:

$$I = 1,25 \cdot 27,063 \text{ A} = 33,82 \text{ A}$$

La ficha técnica:

DATOS TÉCNICOS						
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS						
1 x SECCIÓN CONDUCTOR (A) / SECCIÓN PANTALLA (C _a) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant. 16 mm ²)	18/30 kV (pant. 25 mm ²)
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.
 (2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV.
 (*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.
 (***) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.
 (****) Cálculo de acuerdo con la norma IEC 60949.

Ahora se procede a calcular la sección para cada una de las uniones de conjuntos, para ello tendremos en cuenta que la temperatura del terreno es 25°C, su conductividad $1 \frac{K \cdot m}{W}$ y que los tubos se encuentran a 0,7 m de profundidad.

Conjunto 3 – Conjunto 2:Intensidad máxima admisible:

Puesto que las condiciones anteriores implican un factor de corrección 1, se deberá considerar únicamente la separación entre los tubos.

Se tomará una distancia entre ternas de 0,25 m, siendo entonces el factor de corrección según el ITC-BT 07 para 3 cables enterrados bajo tubo es de 0,8.

$$I_{\text{corregida}} = \frac{33,82}{0,8} = 42,275 \text{ A}$$

Por lo que, se puede tomar para cada una de las fases una sección de 50 mm².

Caída de tensión:

Para la obtención de la caída de tensión se utilizará la siguiente ecuación:

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

-Siendo e la caída de tensión.

-L la longitud del cable en km.

-I la intensidad que recorre la línea en A.

-R la resistencia del cable.

-X la reactancia del cable.

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)		RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (105 °C) (Ω/km)		REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD (μF/km)	
	12/20 kV y 18/30 kV		12/20 kV y 18/30 kV		12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50 (2)	0,641	0,861	0,134		0,134		0,216	
1 x 95	0,320	0,430	0,119		0,119	0,131	0,281	0,202
1 x 150 (1)	0,206	0,277	0,112		0,112	0,120	0,329	0,247
1 x 240 (1)	0,125	0,168	0,102		0,102	0,110	0,402	0,299
1 x 400 (1)	0,008	0,105	0,097		0,097	0,103	0,480	0,360
1 x 630 (1)	0,047	0,0643	0,091		0,091	0,096	0,605	0,446

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.
(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

Obtenemos en la tabla que para el conductor de 50 mm² la resistencia y reactancia correspondería a:

$$R=0,861 \frac{\Omega}{m}$$

$$X=0,134 \frac{\Omega}{m}$$

Teniendo en cuenta que la longitud es de 90 m aproximadamente:

$$e = \sqrt{3} \cdot 0,09 \cdot 42,275 \cdot (0,861 \cdot 0,8 + 0,134 \cdot 0,6) = 5,06 V$$

$$\%e = \frac{5,06 V}{20000 V} \cdot 100 = 0,0253\%$$

Tomamos el factor de potencia más desfavorable para nuestro transformador, que se corresponde con $\cos\varphi = 0,8$, por lo que $\sin\varphi = 0,6$.

Conjunto 2 - Conjunto 1:

Intensidad máxima admisible:

Para esta sección:

$$I = 1,25 \cdot 27,063 A \cdot 2 = 67,64 A$$

Ya que los conjuntos en alta tensión se unifican en serie, su corriente incrementa.

Para las mismas condiciones:

$$I_{\text{corregida}} = \frac{67,64}{0,8} = 84,55 A$$

Pueden seguir siendo utilizados los cables de sección 50 mm² en criterio de intensidad máxima admisible.

Caída de tensión:

$$R=0,861 \frac{\Omega}{m}$$

$$X=0,134 \frac{\Omega}{m}$$

$$e = \sqrt{3} \cdot 0,09 \cdot 84,55 \cdot (0,861 \cdot 0,8 + 0,134 \cdot 0,6) = 10,138 V$$

$$\%e = \frac{10,138 V}{20000 V} \cdot 100 = 0,0569 \%$$

Conjunto 1 - Celdas MT a red:Intensidad máxima admisible:

Para esta sección:

$$I = 1,25 \cdot 27,063 A \cdot 3 = 101,48 A$$

Ya que los conjuntos en alta tensión se unifican en serie, su corriente incrementa.

Para las mismas condiciones:

$$I_{\text{corregida}} = \frac{101,48}{0,8} = 126,85 A$$

Pueden seguir siendo utilizados los cables de sección 50 mm² en criterio de intensidad máxima admisible.

Caída de tensión:

$$R=0,861 \frac{\Omega}{m}$$

$$X=0,134 \frac{\Omega}{m}$$

$$e = \sqrt{3} \cdot 0,09 \cdot 126,85 \cdot (0,861 \cdot 0,8 + 0,134 \cdot 0,6) = 15,21 A$$

$$\%e = \frac{15,21 V}{20000 V} \cdot 100 = 0,07605 \%$$

Por último, se debe comprobar que la suma de todas las secciones cumple con una caída de tensión inferior al 1,5 %.

$$\%e_{\text{total}} = 0,07605 + 0,0569 + 0,0253 = 0,15825 \%$$

2.7. Cálculos de puesta a tierra

Como bien se explicó en el apartado 1.7 sobre la puesta a tierra, las instalaciones de este carácter son necesarias para la seguridad, tanto de los operarios u otros individuos como de la propia instalación, evitando así posibles accidentes que podrían causar tanto daño humano como material.

Para la instalación presente se ha optado por una puesta a tierra en malla por cada conjunto de módulos, en el plano (XX) se muestra la distribución de la instalación.

El objetivo es colocar una tierra única mediante la disposición de varios electrodos a lo largo de la instalación siguiendo la distribución establecida.

Para ello, se procederá al esquema de dimensionamiento establecido en el MIE-RAT 13:

1. Investigación de las características del suelo.
2. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente de eliminación del defecto.
3. Diseño preliminar de la instalación de tierra.
4. Cálculo de la resistencia del sistema de tierra.
5. Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación.
6. *Comprobar que las tensiones de paso y contacto calculadas en los puntos 5 y 6 son inferiores a los valores máximos definidos por las ecuaciones (2) y (3).*
7. Investigación de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, railes, vallas, conductores de neutro, blindajes de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos, y estudio de las formas de eliminación o reducción.
8. Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo.

1. Investigación de las características del suelo:

La instalación se corresponde a una instalación de tercera categoría, ya que se encuentra por debajo de 30 kV, por ello se usará la siguiente tabla ofrecida por la

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS*METRO
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Fizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1.500 a 10.000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2.000 a 3.000
Balasto o grava	3.000 a 5.000

Puesto que los terrenos en el sudeste del país, específicamente en nuestra zona, suelen tener un carácter de arena arcillosa y margas, se optará por una resistividad del terreno de $250 \Omega \cdot m$ en vista de los valores de la tabla dada.

2.Determinación de corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo de eliminación del defecto.

En este caso, estos valores vendrán dados por la empresa distribuidora, en el caso de la zona de la instalación, se corresponde con Iberdrola.

Ahora, se debe acceder a la documentación de Iberdrola para instalaciones de este tipo, siendo el documento de referencia el MT 2.03.20.

Cabe tener en consideración la presencia de masas metálicas tanto en la zona de alta como de baja tensión, y que, cualquier problemática generada en la zona de alta tensión puede perjudicar al resto de la instalación, por lo que la corriente de defecto máxima dependerá de la impedancia de puesta a tierra respectiva al neutro de los transformadores seleccionados.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, deberemos, ahora sí, acceder al documento MT 2.03.20, y en el apartado 2.1, se tomará de referencia la Tabla 1:

Tabla 1. Intensidades máximas de defecto a tierra e impedancias equivalentes para cada nivel de tensión y tipo de puesta a tierra

Tensión nominal de la red U_n (kV)	Tipo de puesta a tierra *	Impedancia equivalente Z_{LTH} (Ω)	Intensidad máxima de corriente de defecto a tierra (A)
13,2	Rígido	1,863	4500
13,2	Reactancia 4 Ω	4,5	1863
15	Rígido	2,117	4500
15	Reactancia 4 Ω	4,5	2117
20	Zig-Zag 500A	25,4	500
20	Zig-Zag 1000A	12,7	1000
20	Reactancia 5,2 Ω	5,7	2228
30	Zig-Zag 1300 A **	2,117	9000

* Existen otros tipos de puesta a tierra en subestaciones de i-DE, tales como puestas a tierra mediante resistencias o mediante combinación de resistencias y reactancias en las redes de 20kV, 15kV y 13,2kV, que limitan la intensidad máxima de defecto a tierra a 500 A. Además pueden existir otros tipos de puesta a tierra, que en cualquier caso suponen valores de intensidades defecto a tierra iguales o inferiores a los indicados en la Tabla 1.

**En la red de 30 kV pueden existir transformadores de subestación en paralelo, de forma que la corriente de defecto a tierra es la suma de la contribución de los transformadores en paralelo y la corriente que pasa por la conexión en Zig-Zag de cada transformador a tierra puede ser como máximo de 1300 A.

Nuestra tensión nominal de red es de 20 kV, y el tipo de puesta a tierra será Zig Zag 500 A.

Una vez obtenida la intensidad máxima de corriente de defecto, debe ser conocida también el tiempo de eliminación de defecto, que, para valores de tensión de red iguales, o por debajo de 20 kV, se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$t = \frac{400}{I_D}$$

Donde I_D , se corresponde con la intensidad de defecto:

$$t = \frac{400}{500} = 0,8 \text{ s}$$

3. Diseño preliminar de la instalación de tierra.

Para comenzar, obtenemos la Tensión máxima de contacto:

$$V_{ca} = \frac{K}{t^n}$$

Siendo K y n constantes otorgadas por el MIE-RAT 3, dependiendo de la intensidad de defecto y el tiempo de eliminación de defecto, por lo que, $K=72$ y $n=1$.

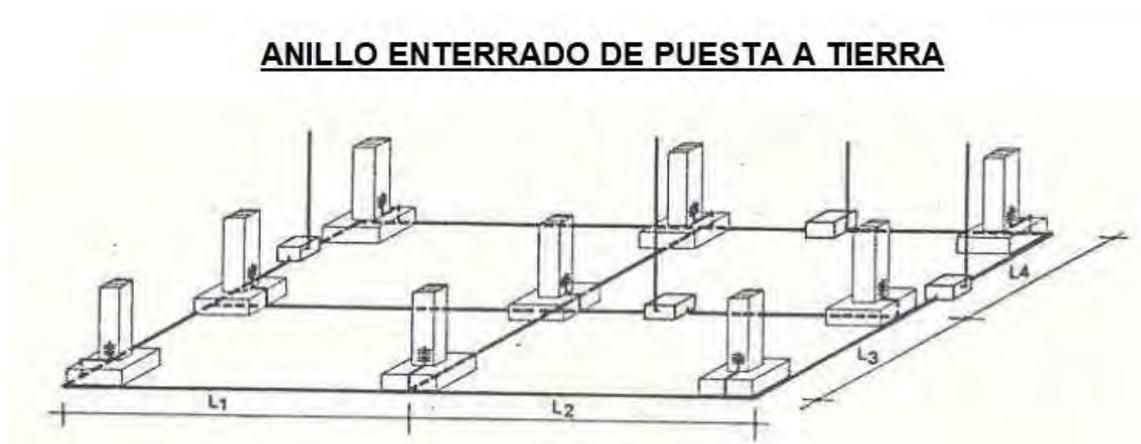
$$V_{ca} = \frac{72}{0,8^1} = 90 \text{ V}$$

La tensión máxima de contacto se corresponde a 90 V.

En respecto al diseño se dispondrá una malla por cada conjunto de módulos, inversor y placas, siendo en nuestro caso de 3.

Eso sí, estos datos obtenidos del voltaje tensión máxima de contacto resultan de la solución aportada por una versión antigua del MIE-RAT 13, de forma posterior se utilizará el método de obtención de esta tensión del ITC RAT 13 de 2014 para comprobar si su valor es el mismo, o si se debe tomar una tensión superior a esta.

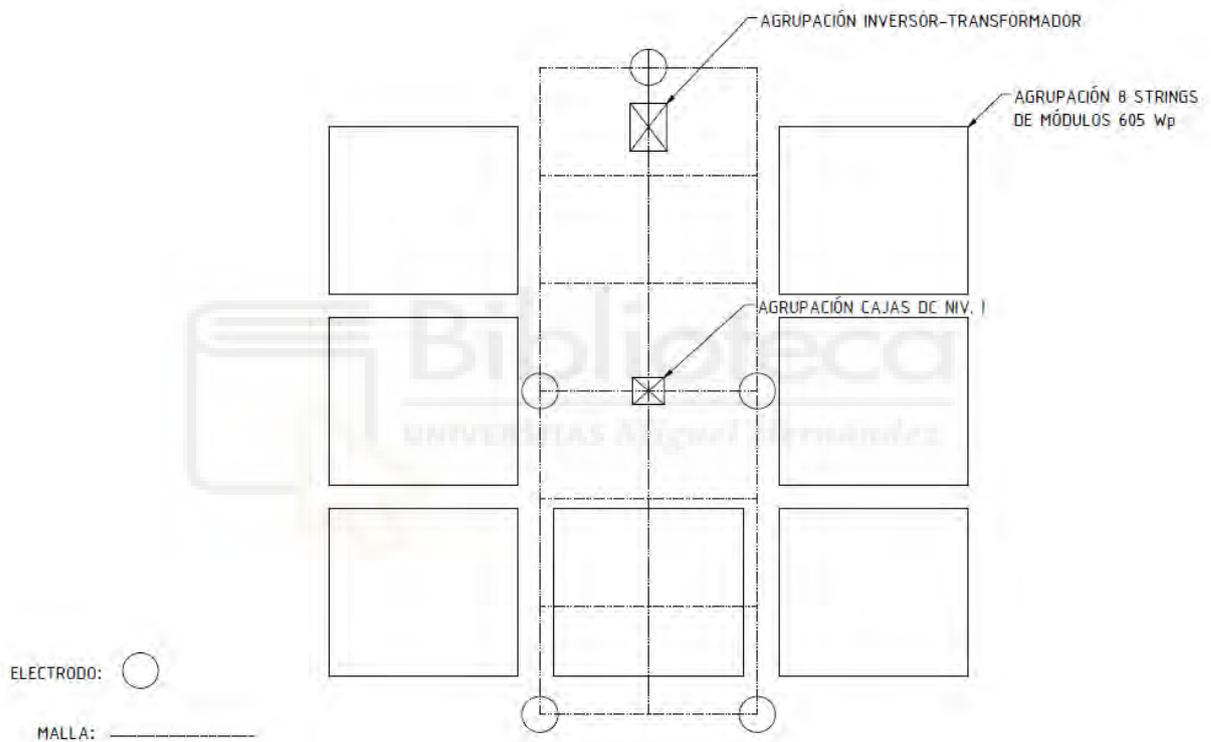
La apariencia del sistema es el siguiente:



Un factor importante es la longitud de todo el sistema de puesta a tierra, ya que será un parámetro de importancia en los apartados siguientes.

En el caso de la instalación diseñada se ha optado con una configuración en malla con 5 electrodos de formato pica y dos cuadrantes con una longitud total de los conductores de cobre será de 480 m.

En la instalación, el diseño parcial determinado de la puesta a tierra será el siguiente:



$$L_{total} = 3 \cdot 90 + 7 \cdot 30 = 480 \text{ m}$$

4. Cálculo de la resistencia del sistema de tierra.

Según el ITC Complementario MIE-RAT 13:

“Los conductores empleados en las líneas de tierra tendrán una resistencia mecánica adecuada y ofrecerán una elevada resistencia a la corrosión.

Su sección será tal, que la máxima corriente que circule por ellos en caso de defecto o de descarga atmosférica no lleve a estos conductores a una temperatura cercana a la de fusión, ni ponga en peligro sus empalmes y conexiones.

A efectos de dimensionado de las secciones, el tiempo mínimo a considerar para duración del defecto a la frecuencia de la red será de un segundo, y no podrán superarse las siguientes densidades de corriente:

$$\text{Cobre: } 160 \frac{A}{mm}$$

$$\text{Acero: } 60 \frac{A}{mm}$$

Sin embargo, en ningún caso se admitirán secciones inferiores a 25 mm en el caso de cobre y 50 mm en el caso del acero.”

Posteriormente, se debe calcular la sección mínima del conductor desnudo mediante la siguiente expresión según UNE 20460:

$$S \geq \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{k}$$

Siendo I, la intensidad de máxima corriente de defecto y k, constante de temperatura según el material, que según la norma complementaria su valor es

$$K = 160 \frac{A}{mm}$$

En el MIE-RAT para la instalación se indica que en instalaciones sin peligro a incendios se puede dividir la sección obtenida entre 1,2, pero por cuestiones de seguridad y siendo consciente de las elevadas temperaturas anuales del emplazamiento de la instalación, se prescindirá de esta consideración.

La sección mínima resultante para los cables de cobre desnudo resulta:

$$S = \frac{\sqrt{500^2 \cdot 0,8}}{159} = 2,81 \text{ mm}^2$$

Esta sección está muy por debajo de la mínima establecida para el cobre de 25 mm², por lo que finalmente se optará por la establecida por la norma.

Una vez seleccionada la sección mínima del conductor, se debe obtener la resistencia del sistema a tierra cuya expresión viene determinada en el MIE-RAT 13:

TIPO DE ELECTRODO	RESISTENCIA EN OHMIOS
Placa enterrada profunda	$R = 0.8 \rho/P$
Placa enterrada superficial	$R = 1.6 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2\rho/L$
Malla de tierra	$R = \rho/4r + \rho/L$

El sistema seleccionado se corresponde con un sistema en malla por lo que:

$$R = \frac{\rho}{4 \cdot r} + \frac{\rho}{L}$$

Siendo r el radio correspondiente a una circunferencia que abarque la misma superficie que la malla, ρ la conductividad del terreno y L la longitud de esta.

La superficie ocupada será:

$$S = \frac{100}{3} \cdot 90 = 3000 \text{ m}^2$$

Por lo que para una circunferencia:

$$3000 \text{ m}^2 = \pi \cdot r^2$$

$$r = 30,90 \text{ m}$$

Ahora sustituyendo:

$$R = \frac{250}{4 \cdot 30,90} + \frac{250}{480} = 2,52 \Omega$$

Tensiones de paso y contacto:

Para este apartado se seguirán las directrices del ITC-RAT 13 de 2014 sobre puesta a tierra, las ecuaciones correspondientes a las tensiones de paso y contacto serán las siguientes:

$$U_c = U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{\left(\frac{R_{a1}}{2}\right) + 1,5 \cdot \rho}{1000} \right)$$

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho}{1000} \right)$$

Donde:

U_{ca} es el valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta.

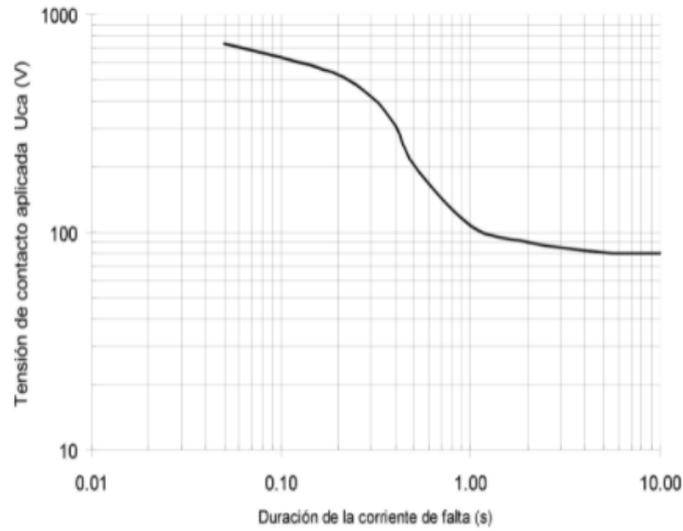
Según cada caso, R_{a1} es la resistencia del calzado, la resistencia de superficies de material aislante, etc. Para la resistencia del calzado se puede utilizar $R_{a1} = 2000 \Omega$.

Para el cálculo será necesario el valor admisible de tensión de contacto, que se puede obtener con una tabla cuyos valores van en función del tiempo de defecto o corriente de falta.

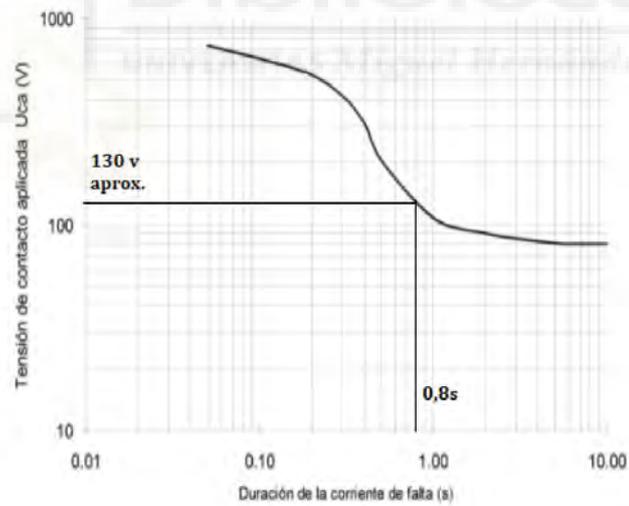
La tabla mencionada será la siguiente:

Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Para nuestro caso debemos realizar una interpolación, ya que la corriente de falta de la instalación se corresponde a un valor de 0,8 s, también es posible optar a recurrir a la gráfica asociada a esta:



Puesto que la gráfica es extremadamente variable, se optará por una estimación a raíz de esta:



En la gráfica se ha obtenido que el valor aproximado de tensión de contacto admisible resulta de 130 V, ahora, es posible recurrir a las ecuaciones expuestas con anterioridad:

$$U_c = 130 \cdot \left(1 + \frac{\left(\frac{2000}{2}\right) + 1,5 \cdot 250}{1000} \right) = 308,75 \text{ V}$$

$$U_p = 10 \cdot 130 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot 2000 + 6 \cdot 250}{1000} \right) = 8450 \text{ V}$$

Obteniendo el valor de tensión de contacto, que es apto ya que se encuentra por encima del valor de la tensión aplicada admisible, podemos determinar la resistencia necesaria en nuestra instalación, que se correspondería a:

$$U_p = I_D \cdot R_t \rightarrow 308,75 = 500 \cdot R_t \rightarrow R_t = 0,65 \Omega$$

Ahora, de referencia, se ha optado por la colocación de 5 picas a lo largo de la malla, siendo estas de unas dimensiones de 14 mm de diámetro y profundidad de 1,5 m.

Para el cálculo se recurrirá a la norma IEEE 80-2000, en las que se establecen las siguientes expresiones de paso y contacto teóricas, estas expresiones se encuentran en los apartados 16.5.1 y 16.5.2 de esa misma norma respectivamente.

Para la tensión de contacto, denominada en la norma tensión de malla, la expresión es la siguiente:

$$U_{ct} = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_m}$$

Donde:

ρ se corresponde a la resistividad del terreno.

K_m se corresponde al factor geométrico de Sverak.

K_i es el factor de irregularidad.

I_g es la intensidad de defecto.

L_m será la longitud de la malla incluyendo las picas.

Para K_m se utilizará la siguiente expresión:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[\ln \left(\left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} \right) + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right) \right]$$

Ahora, los parámetros se corresponden a:

D se corresponde a la distancia media entre los conductores enterrados en paralelo.

h a la profundidad a la que se encuentran enterrados los conductores.

d se corresponde al diámetro de las picas.

K_{ii} , su valor es 1 para nuestro caso en el que las picas se encontrarán en el área de la malla.

K_h , factor de la profundidad a la que se ha enterrado la malla.

n se corresponde al número de conductores en paralelo efectivos o equivalentes.

Para obtener D se debe tener en cuenta que nos encontramos con una malla de 3 conductores en paralelo separados 45 m y otros dos conductores separados $\frac{100}{3}$ m, por lo que:

$$D = \frac{3 * 45 + 2 \cdot \frac{100}{3}}{5} = 40,333 \text{ m}$$

Tomaremos una profundidad de los conductores de 1 m, es decir, h=1 m,

Para las picas, como ya se ha mencionado, se tomará un diámetro de 14mm, es decir, d=0,014m.

$$K_{ii} = 1$$

K_h debe obtenerse con una expresión dada:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}} = \sqrt{1 + 1} = \sqrt{2}$$

$$h_o = 1 \text{ m}$$

Por último, n , cuya expresión se corresponde a:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

En la que:

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p}$$

Y n_b , n_c y n_d por el tipo de mallado rectangular equivaldrán a 1.

$$L_c = L_{TOTAL}, \text{ obtenido con anterioridad: } L_c = 290m$$

$$L_p \text{ se corresponde a su longitud perimetral: } 2 \cdot 90 + 2 \cdot \frac{100}{3} = 246,66 m$$

Por lo que:

$$n_a = \frac{2 \cdot 480}{240} = 4$$

$n=4$

Ya es posible sustituir todos los valores:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[\ln \left(\left(\frac{15^2}{16 \cdot 1 \cdot 0,014} \right) + \frac{(15 + 2 \cdot 1)^2}{8 \cdot 15 \cdot 0,014} - \frac{1}{4 \cdot 0,014} \right) + \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot 4 - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = 1$$

$$\text{Ahora } K_i = 0,644 + 0,148 \cdot 4 = 1,236$$

Y finalmente L_m :

$$L_m = L_c + \left[1,55 + 1,22 \cdot \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \cdot L_R$$

En la que L_r se corresponde a la longitud de cada pica.

L_R se corresponde a la longitud total de todas las picas.

Y L_x y L_y , se corresponden a la máxima longitud de malla en cada dirección.

Por lo que:

$$L_m = 480 + \left[1,55 + 1,22 \cdot \left(\frac{1,5}{\sqrt{90^2 + 30^2}} \right) \right] \cdot 5 \cdot 1,5 = 491,76 \text{ m}$$

Finalmente, la tensión de contacto:

$$U_{ct} = \frac{250 \cdot 1,236 \cdot 1 \cdot 500}{491,76} = 314,177 \text{ V}$$

Entonces:

$$\text{Debería } U_c > U_{ct} \rightarrow 308,75 \text{ V} < 314,177 \text{ V} \text{ NO CUMPLE}$$

Tenemos la opción de añadir más picas y de mayor longitud.

Optaremos por picas de $L_r = 2,5\text{m}$ y se colocarán 10:

$$L_m = 480 + \left[1,55 + 1,22 \cdot \left(\frac{2,5}{\sqrt{90^2 + 30^2}} \right) \right] \cdot 10 \cdot 2,5 = 519,55 \text{ m}$$

Entonces:

$$U_{ct} = \frac{250 \cdot 1,236 \cdot 1 \cdot 500}{519,55} = 297,37 \text{ V}$$

$$\text{Debería } U_c > U_{ct} \rightarrow 308,75 \text{ V} > 297,37 \text{ V} \text{ CUMPLE}$$

Es decir, con la configuración seleccionada de picas y el tamaño de malla, nuestra instalación cumple el valor de voltaje máximo de contacto.

Esto nos lleva a una resistencia de la instalación de:

$$U_{ct} = I_g \cdot R_i$$

Dónde I_g se corresponde a la intensidad de defecto y R_i a la resistencia del sistema de puesta a tierra.

Por lo que:

$$R_i = \frac{U_{ct}}{I_g} = \frac{297,37 \text{ V}}{500 \text{ A}} = 0,594 \Omega$$

Es decir, la resistencia de nuestra instalación es aceptable con tal de que el producto de esta con la intensidad de defecto no transmita un voltaje superior al admisible que ponga en peligro al operario.

Ahora, es conveniente calcular la tensión de paso, que en la norma IEEE 80-2000:

$$U_{pt} = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_s}$$

Donde:

K_s es un producto del factor de geometría.

L_s es la longitud total de conductor enterrado.

Sus expresiones se corresponden a:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D \cdot h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

$L_s = 0,75 \cdot L_c + 0,85 \cdot L_R$ Si sustituimos los valores necesarios:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot 1} + \frac{1}{15 \cdot 1} + \frac{1}{15} \cdot (1 - 0,5^{4-2}) \right] = 0,1963$$

$$L_s = 0,75 \cdot 480 + 0,85 \cdot 10 \cdot 2,5 = 381,25$$

Por lo que finalmente:

$$U_{pt} = \frac{250 \cdot 0,1963 \cdot 1,236 \cdot 500}{381,25} = 79,55 \text{ V}$$

$$U_p > U_{pt} \quad \rightarrow \quad 8450 \text{ V} > 79,55 \text{ V} \quad \text{CUMPLE}$$

La instalación de puesta a tierra cumple tanto el criterio de tensión de contacto como de paso, así que se considerará el dimensionamiento como correcto.

La apariencia final de la puesta a tierra será definida en el plano 1.5.3.

Nota: Para el dimensionamiento se ha acudido a la Norma complementaria ITC RAT 13, la IEEE 80-2000 y al documento "SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF" Autores: Jose Samuel Ramírez Castaño y Eduardo Antonio Cano Plata. (https://www.researchgate.net/profile/Jose-Ramirez-Castano/publication/281538199_SISTEMAS_DE_PUESTA_A_TIERRA_Disenado_con_IEEE-80_y_evaluado_con_MEF/links/55ed0f9808ae65b6389f4148/SISTEMAS-DE-PUESTA-A-TIERRA-Disenado-con-IEEE-80-y-evaluado-con-MEF.pdf)

2.8. Cálculos transformador

El transformador se dispondrá tal como se muestra en el plano 1.9.5 y 1.9.6.

Los outputs de los inversores se encontrarán con unos cuadros de protección de AC, con anterioridad se calculará la capacidad de estos cuadros.

Cálculos cuadros AC:

Para ello debemos comprobar si la corriente nominal del inversor puede ser soportada por las protecciones y la corriente de cortocircuito para la zona de AC, siendo el valor de la corriente nominal $I_n = 1100 A$ para una tensión en tres fases de 365 Vac.

Las protecciones seleccionadas pueden soportar una corriente nominal de 1250 A, por lo que cumplen sobradamente el criterio.

Ahora calcularemos la corriente de cortocircuito, que se puede obtener mediante la expresión que resulta el cociente entre la intensidad nominal y la impedancia:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{I_m} = \left(\frac{1100}{0,05} \right) = 22000 A \rightarrow 22 kA$$

Siendo su impedancia el 5% y la Intensidad nominal 1100 A, resulta una intensidad de cortocircuito de 22 kA.

Observando las especificaciones de la protección Schneider Electric Compact NS con Micrologic 6.0, tiene un poder de corte por encima de 30 kA en todas las configuraciones, por lo que, la elección es válida.

2.9. Cálculos de pérdidas y producción de energía

Como cualquier instalación, en la situación real es esperable la presencia de pérdidas por diferentes condicionantes que dependen del ambiente, diseño y otros muchos parámetros de los dispositivos que forman parte de esta.

En las instalaciones de generación fotovoltaicas nos encontramos principalmente pérdidas en los elementos eléctricos, pero también otros específicos de los módulos.

Todos estos factores son evaluados por el llamado Performance Ratio, que generalmente tiene la función de estimar la eficiencia de la instalación, estos son:

1. Temperatura de los módulos fotovoltaicos.
2. Irradiación solar y energía disipada.
3. Sombra o suciedad en los módulos fotovoltaicos.
4. Período de registro.
5. Pérdidas por cableado.
6. Rendimiento de los módulos fotovoltaicos.
7. Rendimiento del Inversor.
8. Rendimiento del transformador.

Nota: Estos factores se han sido considerados gracias a la lectura del documento de SMA "Coeficiente de rendimiento - Factor de calidad de la instalación fotovoltaica URL: <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-es-11.pdf>"

De estos factores, se considerarán la temperatura de los módulos y la pérdida de energía asociado a ello, la suciedad de los módulos, las pérdidas por cableado, rendimiento del inversor y rendimiento del transformador. El rendimiento de los módulos ya se sobreentiende.

1. Temperatura de los módulos fotovoltaicos:

Las pérdidas por temperatura deben ser calculadas considerando ciertos valores específicos estandarizados según la STC, que se corresponderán a:

$$I=1000 \frac{W}{m^2} \quad T_{célula} = 25^{\circ}C$$

Estos valores son los utilizados por los fabricantes para la medida de los diferentes parámetros de la placa.

En la realidad, se encuentra algo muy diferente, por ejemplo, la irradiancia suele encontrarse entorno a los $800 \frac{W}{m^2}$, ahora, para obtener los valores de irradiancia en nuestra zona, se acudirá al PVGIS y se deberán considerar estos datos para la cantidad de horas de sol media según el mes en Alicante:

Luz diurna media en enero: **9.9h**
 Luz diurna media en febrero: **10.8h**
 Luz diurna media en marzo: **12h**
 Luz diurna media en abril: **13.2h**
 Luz diurna media en mayo: **14.3h**
 Luz diurna media en junio: **14.8h**

Luz diurna media en julio: **14.5h**
 Luz diurna media en agosto: **13.6h**
 Luz diurna media en septiembre: **12.4h**
 Luz diurna media en octubre: **11.2h**
 Luz diurna media en noviembre: **10.1h**
 Luz diurna media en diciembre: **9.5h**

Datos aportados por: weather-atlas.com

Los totales de irradiancia global diaria deberán ser divididos entre la cantidad de horas de sol media en cada mes, dándonos resultados en forma de media total por mes.

Puesto que se ha obtenido la irradiancia media mensual bajo este criterio, la temperatura también, es decir, se tomarán las temperaturas a las horas coincidentes con los valores de irradiancia tomados y posteriormente se hará un cociente con las horas de sol, es decir, se obtendrá una temperatura media de las horas de sol.

Posteriormente, obtenida la irradiancia y la temperatura media, a partir sus valores, podemos obtener el resultado de la temperatura de la célula, y para ello, debemos conocer el TONC, que consta en la ficha de los módulos, siendo su valor de 43 °C.

La ecuación a la que recurrir es:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20}{800}$$

Siendo T_c la temperatura del módulo, T_a la temperatura ambiente media y G la irradiancia media.

De forma posterior, hay que tener en cuenta que el criterio de referencia tomado para los datos de los módulos seleccionado se corresponde a las condiciones STC y en la ficha consta un valor de pérdida de rendimiento %/°C, cuyo valor se

corresponde a $0,304 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}}$ en el punto de máxima potencia, es decir, el que se debe tomar en cuenta.

Este valor indica que por cada grado Celsius superado de la temperatura de referencia de la STC, 25°C , se perderá un $0,304 \%$ de eficiencia y con esto, es posible determinar el rendimiento de los módulos.

Explicado ya el criterio de cálculo, los resultados son los siguientes:

Mes	Irr. Tot	Horas Sol	Irr. Med	Temp. Tot	Temp. Med	T_c	dT	d%	Rend.
Enero	4521	9,9	456,66667	119,36	12,056566	25,185732	0,1857323	0,0564626	99,943537
Febrero	5004	10,8	463,33333	148,79	13,776852	27,097685	2,0976852	0,6376963	99,362304
Marzo	5863,97	12	488,66417	172,51	14,375833	28,424928	3,4249281	1,0411782	98,958822
Abril	6425,96	13,2	486,81515	230,95	17,496212	31,492148	6,4921477	1,9736129	98,026387
Mayo	6870,4	14,3	480,44755	288,04	20,142657	33,955524	8,9555245	2,7224794	97,277521
Junio	7313,16	14,8	494,13243	341,45	23,070946	37,277253	12,277253	3,732285	96,267715
Julio	7412,8	14,5	511,22759	379,7	26,186207	40,884	15,884	4,828736	95,171264
Agosto	7220,38	13,6	530,91029	354,46	26,063235	41,326906	16,326906	4,9633795	95,036621
Septiembre	6284,89	12,4	506,84597	292,9	23,620968	38,192789	13,192789	4,010608	95,989392
Octubre	5310,17	11,2	474,12232	237,47	21,202679	34,833695	9,8336953	2,9894434	97,010557
Noviembre	4345,56	10,1	430,25347	166,24	16,459406	28,829193	3,8291931	1,1640747	98,835925
Diciembre	4103,855	9,5	431,98474	123,05	12,952632	25,372193	0,3721928	0,1131466	99,886853

El rendimiento medio finalmente resultará de un valor de $97,647 \%$, es decir, unas pérdidas del $2,353 \%$.

2. Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos:

Los módulos fotovoltaicos pueden llegar a tener pérdidas por suciedad, excrementos de aves, polvo... y llegar a reducir el rendimiento hasta un 15% en casos especialmente desfavorables.

Para este factor, se tomará un valor mínimo del 0% evidentemente y un valor máximo del 15% mencionado, lo que nos dejará con una pérdida de rendimiento del $7,5 \%$.

3. Pérdidas por cableado:

3.1. Pérdidas por el cableado en DC:

Considerando el hecho de que en la normativa consta una caída de tensión máxima del 1,5 %, se tomará este valor como el propio 1,5%, ya que según los cálculos realizados para todos los strings, aquellos de mayor longitud constan de una caída de tensión del 1,3 % aproximadamente.

3.2. Pérdidas por el cableado en AC:

Considerando el hecho de que en la normativa consta una caída de tensión máxima para las secciones de corriente alterna del 1,5%, por lo que se tomarían unas pérdidas de rendimiento del 1,5% por cableado AC, pero al obtener unos valores muy bajos, se tomará una pérdida de rendimiento del 0,5 %.

4. Pérdidas por el inversor:

En la ficha técnica del inversor consta una eficiencia del 98,4 %, por lo que las pérdidas resultarán el 1,6 %.

5. Pérdidas por el transformador:

En la ficha técnica consta un rendimiento mínimo del transformador a máxima carga del 97,8 %, por lo que las pérdidas tendrán un valor del 2,2 %.

Finalmente:

$$\sum \text{pérdidas} = p. \text{temp} + p. \text{suciedad} + p. \text{DC} + p. \text{AC} + p. \text{inv} + p. \text{trafo}$$

$$\sum \text{pérdidas} = 2,353 + 7,5 + 1,5 + 0,5 + 1,6 + 2,2 = 15,653 \%$$

$$\eta_{\text{instalación}} = 100 - 15,653 = 84,347 \%$$

A el rendimiento de la instalación también se le denomina PERFORMANCE RATIO.

Con el performance ratio podremos calcular la cantidad de energía inyectada a red, para ello deberemos tener en cuenta los valores de este de forma mensual, ya que, las pérdidas por temperatura son variables según la época del año, por lo que, el resto de pérdidas son estables:

$$\eta_{instalación} = \eta_{temp} \cdot \eta_{suciedad} \cdot \eta_{DC} \cdot \eta_{AC} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{trafo}$$

$$\eta_{instalación}(PR) = \eta_{temp} \cdot 0,925 \cdot 0,985 \cdot 0,995 \cdot 0,984 \cdot 0,978 = \eta_{temp} \cdot 0,87243$$

Por lo que, para cada mes:

Mes	PR
Enero	0,8719454
Febrero	0,8668745
Marzo	0,86335437
Abril	0,85521945
Mayo	0,84868605
Junio	0,83987613
Julio	0,83031027
Agosto	0,82913559
Septiembre	0,83744793
Octubre	0,84635696
Noviembre	0,86228217
Diciembre	0,87145087

El objetivo es la obtención del término de energía producida diaria por cada kW de la instalación, y para ello se acudirá a la siguiente expresión establecida por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía):

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot pmp \cdot PR}{G_{cem}}$$

Las variables se corresponden a:

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ es la irradiación media sobre el plano del módulo en $\frac{kWh}{m^2 \cdot día}$.

P_{mp} se corresponde al punto de máxima potencia, la potencia pico de la instalación en kW.

PR se corresponde con el performance ratio.

G_{cem} es la irradiancia estándar de $1 \frac{kW}{m^2}$.

De nuevo, para obtener los valores de irradiación se acudirán a los datos del PVGIS, y se obtendrá $G_{dm}(\alpha, \beta)$, por cada mes, es decir el valor de irradiación total de cada uno de los meses, por lo que se deberá realizar el cociente de estos valores con la cantidad de días de cada mes con tal de obtener el valor medio diario.

Posteriormente, los valores diarios deberán introducirse en la ecuación facilitada por el IDAE y se obtendrá la energía producida en un día, por lo que el valor obtenido se multiplicará por la cantidad de días de cada mes y por último realizando el sumatorio de los valores mensuales, se obtendrá la cantidad de energía producida anualmente.

Todos los valores se observan en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación	Días	G_{dm}	PR	Ep/día	Ep/mes	
	kWh/m2mes		kWh/m2día		kWh/día	kWh/mes	
Enero	123,45	31	3,9822581	0,8719454	6974,4851	216209,04	
Febrero	134,92	28	4,8185714	0,8668745	8390,1164	234923,26	
Marzo	177,67	31	5,7312903	0,8633544	9938,823	308103,51	
Abril	181,79	30	6,0596667	0,8552195	10409,258	312277,73	
Mayo	205,36	31	6,6245161	0,8486861	11292,619	350071,2	
Junio	223,3	30	7,4433333	0,8398761	12556,719	376701,56	
Julio	226,34	31	7,3012903	0,8303103	12176,809	377481,07	
Agosto	227,93	31	7,3525806	0,8291356	12245,001	379595,02	
Septiembre	200,22	30	6,674	0,8374479	11226,321	336789,64	
Octubre	157,01	31	5,0648387	0,846357	8610,1883	266915,84	
Noviembre	119,3	30	3,9766667	0,8622822	6887,507	206625,21	
Diciembre	102,34	31	3,3012903	0,8714509	5778,5661	179135,55	
					Ep/AÑO	3544828,6	kWh/año

Finalmente, este será el valor de producción energética estimado de la instalación.

2.10. Cálculos de rentabilidad

Primeramente, se debe obtener la cantidad de ingresos en relación a la energía producida, para ello se utilizarán los valores mensuales obtenidos en el apartado anterior y se acudirán a la base de datos de omie.es, en la que constan los precios mensuales de la electricidad producida.

Para ello, se tomarán en cuenta los precios de 2019 y 2020 y se realizará una media aritmética entre ambos por cada mes.

Por lo que:

CAPITAL GENERADO POR LA INSTALACIÓN			
MES	PRECIO (€)	ENERGÍA	VALOR. GEN
2019-2020			
ENERO	51,545	216,2	11144,029
FEBRERO	44,94	234,923	10557,44
MARZO	36,28	308,103	11177,977
ABRIL	34,03	312,277	10626,786
MAYO	34,82	350,071	12189,472
JUNIO	38,905	376,701	14655,552
JULIO	43,05	377,481	16250,557
AGOSTO	40,58	379,595	15403,965
SEPTIEMBRE	42,035	336,789	14156,926
OCTUBRE	41,865	266,915	11174,396
NOVIEMBRE	42,065	206,625	8691,6806
DICIEMBRE	37,885	179,135	6786,5295
		TOTAL	142815,31 €

Posteriormente se deben obtener los índices de rentabilidad para la instalación, el VAN y el TIR.

Para ello, se establecerán una serie de parámetros, y es que, las placas solares pierden un 0,5 % de eficiencia anualmente, siendo este dato obtenido de la ficha de Trina Solar.

Cabe añadir que se estima el coste del mantenimiento anual en un 0,2% el valor producido, por lo que es un parámetro que también se tendrá en cuenta.

El estudio se realizará para un tiempo de 20 años.

Las ecuaciones del VAN y el TIR se corresponde con:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_o \quad TIR = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = 0$$

Resultados del estudio:

ESTUDIO ECONÓMICO					
20 AÑOS					
PÉRDIDA DE RENDIMIENTO= 0,5 %					
COSTES DE MANTENIMIENTO ANUAL:					
0,2% DE LOS INGRESOS					
AÑO	PRODUCC.	COSTES	REAL	ACUM.	INVERSIÓN
					-2212003,6
1	142815,311	2856,3062	139959	139959	139959
2	142101,234	2842,0247	139259,21	279218,21	139259,21
3	141390,728	2827,8146	138562,91	417781,13	138562,91
4	140683,774	2813,6755	137870,1	555651,23	137870,1
5	139980,355	2799,6071	137180,75	692831,97	137180,75
6	139280,454	2785,6091	136494,84	829326,82	136494,84
7	138584,051	2771,681	135812,37	965139,19	135812,37
8	137891,131	2757,8226	135133,31	1100272,5	135133,31
9	137201,676	2744,0335	134457,64	1234730,1	134457,64
10	136515,667	2730,3133	133785,35	1368515,5	133785,35
11	135833,089	2716,6618	133116,43	1501631,9	133116,43
12	135153,923	2703,0785	132450,84	1634082,8	132450,84
13	134478,154	2689,5631	131788,59	1765871,4	131788,59
14	133805,763	2676,1153	131129,65	1897001	131129,65
15	133136,734	2662,7347	130474	2027475	130474
16	132471,051	2649,421	129821,63	2157296,6	129821,63
17	131808,695	2636,1739	129172,52	2286469,2	129172,52
18	131149,652	2622,993	128526,66	2414995,8	128526,66
19	130493,904	2609,8781	127884,03	2542879,8	127884,03
20	129841,434	2596,8287	127244,61	2670124,4	127244,61
VAN	458.120,88 €				
TIR	2%				

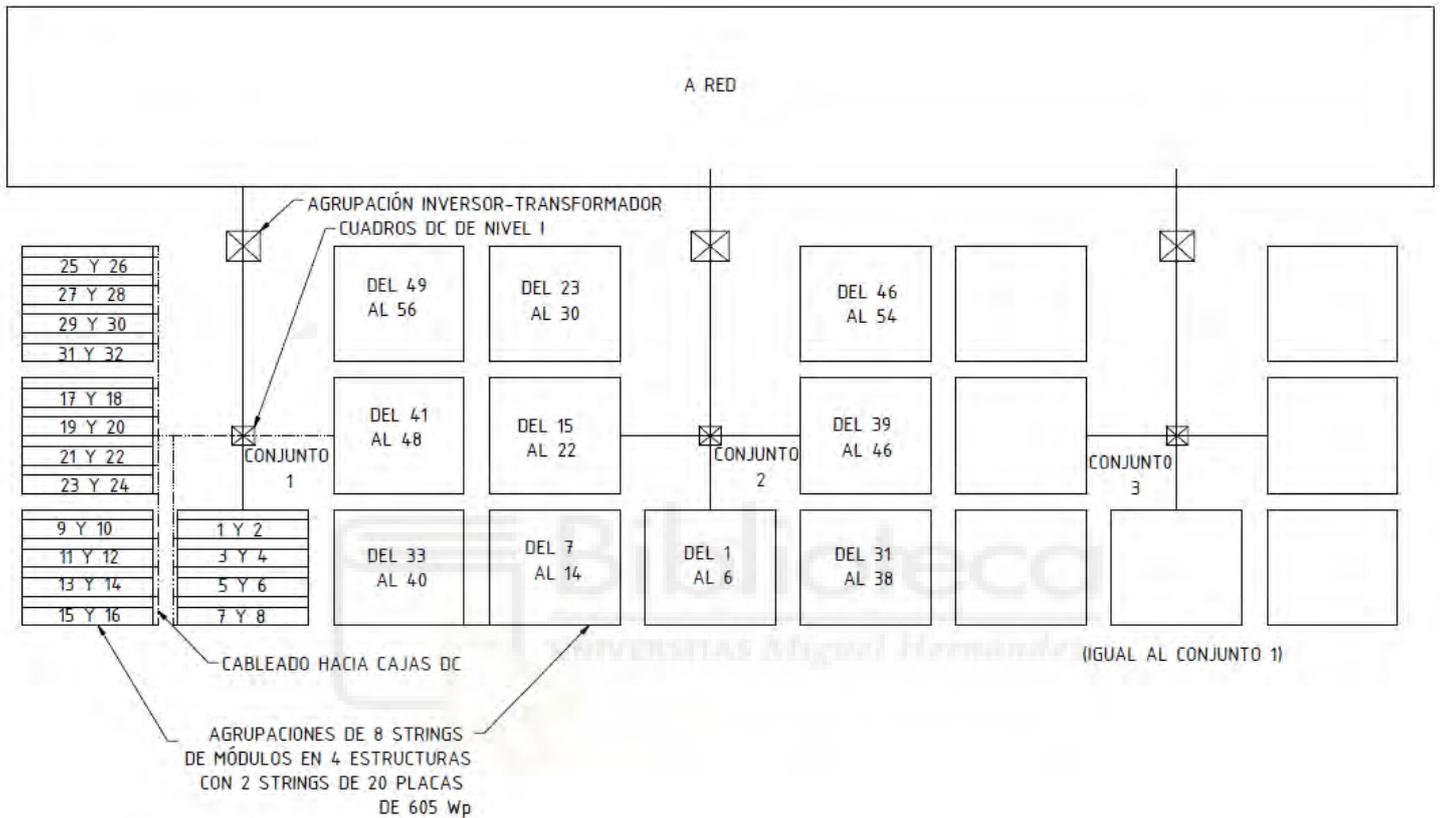
Resulta que para un periodo de 20 años ya se habrá recuperado la inversión y se habrán generado 458.120,88 euros en beneficios, además de que la tasa de retorno resulta del 2%.

Ambos indicadores cumplen con los requisitos para impulsar la inversión en la instalación.

Cabe añadir que se ha tenido en cuenta una tasa de descuento "k" del 0%

2.11. Tablas de secciones por strings y boceto de numeración

En este apartado se indicarán las distancias hasta los cuadros DC de nivel I desde cada string y la numeración de los mismos, con tal de calcular las secciones óptimas para cada uno y cumplir con los criterios establecidos por normativa.



Cabe indicar que el conjunto 2 tiene dos strings menos, la disposición final de la instalación se puede observar en los planos del apartado de planos 1.5.

CÁLCULOS Y TABLAS DE SECCIONES:

CONJUNTO 1 y 3 (56 strings cada uno):

CONJ. 1 y 3	LONGITUD	SECC.MIN CAIDA TENSIÓN	SECCIÓN UTILIZADA	CAIDA DE TENSIÓN (V)	CDT TR.1	CDT TOTAL	CDT CORR
1	36	2,6663279	4	6,8795604	0,9970377	1,3710377	
2	36	2,6663279	4	6,8795604	0,9970377	1,3710377	
3	42	3,1107159	4	8,0261538	1,1632107	1,5372107	1,1494738
4	42	3,1107159	4	8,0261538	1,1632107	1,5372107	1,1494738
5	48	3,5551039	6	6,1151648	0,8862558	1,2602558	
6	48	3,5551039	6	6,1151648	0,8862558	1,2602558	
7	54	3,9994918	6	6,8795604	0,9970377	1,3710377	
8	54	3,9994918	6	6,8795604	0,9970377	1,3710377	
9	39	2,8885219	4	7,4528571	1,0801242	1,4541242	
10	39	2,8885219	4	7,4528571	1,0801242	1,4541242	
11	45	3,3329099	4	8,5994505	1,2462972	1,6202972	1,2048648
12	45	3,3329099	4	8,5994505	1,2462972	1,6202972	1,2048648
13	51	3,7772978	6	6,4973626	0,9416468	1,3156468	
14	51	3,7772978	6	6,4973626	0,9416468	1,3156468	
15	57	4,2216858	6	7,2617582	1,0524287	1,4264287	
16	57	4,2216858	6	7,2617582	1,0524287	1,4264287	
17	28	2,0738106	4	5,3507692	0,7754738	1,1494738	
18	28	2,0738106	4	5,3507692	0,7754738	1,1494738	
19	22	1,6294226	4	4,2041758	0,6093008	0,9833008	
20	22	1,6294226	4	4,2041758	0,6093008	0,9833008	
21	24	1,7775519	4	4,5863736	0,6646918	1,0386918	
22	24	1,7775519	4	4,5863736	0,6646918	1,0386918	
23	30	2,2219399	4	5,732967	0,8308648	1,2048648	
24	30	2,2219399	4	5,732967	0,8308648	1,2048648	
25	55	4,0735565	6	7,0069597	1,0155014	1,3895014	
26	55	4,0735565	6	7,0069597	1,0155014	1,3895014	
27	49	3,6291685	6	6,2425641	0,9047194	1,2787194	
28	49	3,6291685	6	6,2425641	0,9047194	1,2787194	
29	43	3,1847805	4	8,2172527	1,1909062	1,5649062	1,1679375
30	43	3,1847805	4	8,2172527	1,1909062	1,5649062	1,1679375
31	37	2,7403926	4	7,0706593	1,0247332	1,3987332	
32	37	2,7403926	4	7,0706593	1,0247332	1,3987332	
33	39	2,8885219	4	7,4528571	1,0801242	1,4541242	
34	39	2,8885219	4	7,4528571	1,0801242	1,4541242	
35	45	3,3329099	4	8,5994505	1,2462972	1,6202972	1,2048648
36	45	3,3329099	4	8,5994505	1,2462972	1,6202972	1,2048648
37	51	3,7772978	6	6,4973626	0,9416468	1,3156468	
38	51	3,7772978	6	6,4973626	0,9416468	1,3156468	
39	57	4,2216858	6	7,2617582	1,0524287	1,4264287	
40	57	4,2216858	6	7,2617582	1,0524287	1,4264287	
41	28	2,0738106	4	5,3507692	0,7754738	1,1494738	
42	28	2,0738106	4	5,3507692	0,7754738	1,1494738	
43	22	1,6294226	4	4,2041758	0,6093008	0,9833008	
44	22	1,6294226	4	4,2041758	0,6093008	0,9833008	
45	24	1,7775519	4	4,5863736	0,6646918	1,0386918	
46	24	1,7775519	4	4,5863736	0,6646918	1,0386918	
47	30	2,2219399	4	5,732967	0,8308648	1,2048648	
48	30	2,2219399	4	5,732967	0,8308648	1,2048648	
49	55	4,0735565	6	7,0069597	1,0155014	1,3895014	
50	55	4,0735565	6	7,0069597	1,0155014	1,3895014	
51	49	3,6291685	6	6,2425641	0,9047194	1,2787194	
52	49	3,6291685	6	6,2425641	0,9047194	1,2787194	
53	43	3,1847805	4	8,2172527	1,1909062	1,5649062	1,1679375
54	43	3,1847805	4	8,2172527	1,1909062	1,5649062	1,1679375
55	37	2,7403926	4	7,0706593	1,0247332	1,3987332	
56	37	2,7403926	4	7,0706593	1,0247332	1,3987332	

CONJUNTO 2 (54 strings):

CONJ. 2	LONGITUD	SECC.MIN CAIDA TENSION	SECCIÓN UTILIZADA	CAIDA DE TENSION (V)	CDT TR.1	CDT TOTAL	CDT CORR
1	36	2,6663279	4	6,8795604	0,9970377	1,3710377	
2	36	2,6663279	4	6,8795604	0,9970377	1,3710377	
3	42	3,1107159	4	8,0261538	1,1632107	1,5372107	1,1494738
4	42	3,1107159	4	8,0261538	1,1632107	1,5372107	1,1494738
5	48	3,5551039	6	6,1151648	0,8862558	1,2602558	
6	48	3,5551039	6	6,1151648	0,8862558	1,2602558	
7	39	2,8885219	4	7,4528571	1,0801242	1,4541242	
8	39	2,8885219	4	7,4528571	1,0801242	1,4541242	
9	45	3,3329099	4	8,5994505	1,2462972	1,6202972	1,2048648
10	45	3,3329099	4	8,5994505	1,2462972	1,6202972	1,2048648
11	51	3,7772978	6	6,4973626	0,9416468	1,3156468	
12	51	3,7772978	6	6,4973626	0,9416468	1,3156468	
13	57	4,2216858	6	7,2617582	1,0524287	1,4264287	
14	57	4,2216858	6	7,2617582	1,0524287	1,4264287	
15	28	2,0738106	4	5,3507692	0,7754738	1,1494738	
16	28	2,0738106	4	5,3507692	0,7754738	1,1494738	
17	22	1,6294226	4	4,2041758	0,6093008	0,9833008	
18	22	1,6294226	4	4,2041758	0,6093008	0,9833008	
19	24	1,7775519	4	4,5863736	0,6646918	1,0386918	
20	24	1,7775519	4	4,5863736	0,6646918	1,0386918	
21	30	2,2219399	4	5,732967	0,8308648	1,2048648	
22	30	2,2219399	4	5,732967	0,8308648	1,2048648	
23	55	4,0735565	6	7,0069597	1,0155014	1,3895014	
24	55	4,0735565	6	7,0069597	1,0155014	1,3895014	
25	49	3,6291685	6	6,2425641	0,9047194	1,2787194	
26	49	3,6291685	6	6,2425641	0,9047194	1,2787194	
27	43	3,1847805	4	8,2172527	1,1909062	1,5649062	1,1679375
28	43	3,1847805	4	8,2172527	1,1909062	1,5649062	1,1679375
29	37	2,7403926	4	7,0706593	1,0247332	1,3987332	
30	37	2,7403926	4	7,0706593	1,0247332	1,3987332	
31	39	2,8885219	4	7,4528571	1,0801242	1,4541242	
32	39	2,8885219	4	7,4528571	1,0801242	1,4541242	
33	45	3,3329099	4	8,5994505	1,2462972	1,6202972	1,2048648
34	45	3,3329099	4	8,5994505	1,2462972	1,6202972	1,2048648
35	51	3,7772978	6	6,4973626	0,9416468	1,3156468	
36	51	3,7772978	6	6,4973626	0,9416468	1,3156468	
37	57	4,2216858	6	7,2617582	1,0524287	1,4264287	
38	57	4,2216858	6	7,2617582	1,0524287	1,4264287	
39	28	2,0738106	4	5,3507692	0,7754738	1,1494738	
40	28	2,0738106	4	5,3507692	0,7754738	1,1494738	
41	22	1,6294226	4	4,2041758	0,6093008	0,9833008	
42	22	1,6294226	4	4,2041758	0,6093008	0,9833008	
43	24	1,7775519	4	4,5863736	0,6646918	1,0386918	
44	24	1,7775519	4	4,5863736	0,6646918	1,0386918	
45	30	2,2219399	4	5,732967	0,8308648	1,2048648	
46	30	2,2219399	4	5,732967	0,8308648	1,2048648	
47	55	4,0735565	6	7,0069597	1,0155014	1,3895014	
48	55	4,0735565	6	7,0069597	1,0155014	1,3895014	
49	49	3,6291685	6	6,2425641	0,9047194	1,2787194	
50	49	3,6291685	6	6,2425641	0,9047194	1,2787194	
51	43	3,1847805	4	8,2172527	1,1909062	1,5649062	1,1679375
52	43	3,1847805	4	8,2172527	1,1909062	1,5649062	1,1679375
53	37	2,7403926	4	7,0706593	1,0247332	1,3987332	
54	37	2,7403926	4	7,0706593	1,0247332	1,3987332	

En algunos de los cuadros constan colores de correcto e incorrecto, cabe recordar que a pesar de que el primer tramo en DC cumpla el criterio de 1,5 %, se debe considerar la suma de caída de tensión de todos los tramos en DC, a aquellos que cumplieran solo el primer tramo y no la suma, se les ha aumentado la sección.

Cabe indicar que cada string consta de un cable positivo y negativo.

3. PLIEGO DE CONDICIONES [1]

1. Objeto del pliego.....	111
2. Normativa aplicable.....	112
3. Componentes y materiales.....	113
• <u>3.1. Generalidades.....</u>	<u>113</u>
• <u>3.2. Generador fotovoltaico (módulos).....</u>	<u>115</u>
• <u>3.3. Estructura de soporte.....</u>	<u>117</u>
• <u>3.4. Inversor de conexión a red.....</u>	<u>120</u>
• <u>3.5. Cableado.....</u>	<u>121</u>
• <u>3.6. Conexión a red.....</u>	<u>123</u>
○ 3.6.1. Medidas.....	124
○ 3.6.2. Protecciones.....	124
○ 3.6.3. Puesta a tierra.....	124
○ 3.6.4. Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	124
○ 3.6.5. Medidas y seguridad.....	124
○ 3.6.6. Canalizaciones.....	125
4. Recepción y pruebas.....	127
5. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	128
• <u>5.1. Generalidades.....</u>	<u>128</u>
• <u>5.2. Programa de mantenimiento.....</u>	<u>129</u>
• <u>5.3. Garantías.....</u>	<u>130</u>

1. Objeto del pliego

El objeto del presente pliego es la definición de todos los elementos necesarios para el desarrollo del proyecto de la Central Fotovoltaica de 2,2 MW.

El siguiente pliego de condiciones fija las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red. Este documento está basado en el pliego de condiciones técnicas del I.D.A.E. Pretende servir de guía tanto para instaladores y fabricantes de equipos como para los proyectistas y contratistas, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

El ámbito de ejecución del proyecto viene definido en los correspondientes planos del proyecto.

Este Pliego General, junto con la Memoria, Presupuesto y Planos, correspondientes a cada uno de los anexos que lo configuran, son los documentos que han de servir de base para la ejecución de las obras citadas y objeto de contrato, declarando el contratista adjudicatario, que se halla perfectamente enterado de las mismas y que se compromete a realizar los trabajos con sujeción a lo consignado en ellos, así como los detalles e instrucciones concretas que oportunamente solicite la Dirección Facultativa.

Así mismo, permite valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

2. Normativa aplicable

La normativa aplicable a estas instalaciones queda definida a continuación:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Ley 31/1.995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 54/2.003 de 12 de diciembre de reforma del marco normativo de la Prevención de Riesgos Laborales (PRL).
- Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, que establece disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estudio de Seguridad e Higiene en el Trabajo RID 555/86.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes. PG-3 del M.O.P.U., O.M. de 6 de febrero de 1976 y Norma 6,1-IC (O.M. de 12 de Marzo de 1976).
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología

3. Componentes y materiales

3.1. Generalidades

Como principio general se asegura un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales

(conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que es de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP 65.

-La instalación incorpora todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

-El funcionamiento de esta instalación fotovoltaica no provoca en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

-Asimismo, el funcionamiento de esta instalación no puede dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

-Los materiales situados en intemperie se protegen contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

-Se incluyen todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

-En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluyen las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos están en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación

3.2. Obra civil

La obra civil incluye diseño, compras y construcción de los siguientes elementos:

- El establecimiento de todas las vías de acceso necesarias para construir y mantener la planta, incluyendo el acceso permanente a las subestaciones de la planta y de conformidad con los requisitos del contrato de arrendamiento y servidumbres. Restablecimiento de los caminos de acceso se llevará a cabo según lo requiera el propietario de un estado no es peor que antes de la iniciación de obras o de acuerdo con las autoridades locales.
- Preparación del Terreno: desmonte del terreno, movimiento de tierras y drenajes de acuerdo con los permisos locales.
- Cimentaciones.
- Cualquier trabajo de obra civil adicional que surja de la licencia de explotación y como se describe en el contrato:
- Edificios Temporales (p.e., oficinas del Contratista, vestuarios, etc.).
- Caminos y Aparcamiento Temporales.

Todos los trabajos de diseño y construcción se harán de acuerdo con las normas internacionales.

3.2.1. Preparación del terreno

Si se consideran necesarios movimientos de tierras por parte del Contratista, todos los movimientos de tierra se llevarán a cabo según las normas internacionales.

El diseño de estos movimientos de tierra se asegurará de que la eliminación y los volúmenes de terraplén son similares, con el fin de reducir la necesidad de la eliminación de material de despojo Sitio.

El drenaje durante la construcción será responsabilidad del contratista que se pondrá en contacto con la Agencia de Medio Ambiente y otros para asegurar sus propuestas son aceptables.

No se prevé ningún drenaje específico durante el funcionamiento.

Secreción de cualquiera de los edificios deberá estar en remojo locales de comida para llevar o como se indica en la evaluación del riesgo permiso de construcción / inundación. Liquidación de árboles, corte de césped, de liquidación y de eliminación descarado.

3.1.2 Accesos y caminos en obra

Los caminos temporales y permanentes de acceso externo (carreteras de acceso) y (caminos) en el sitio internos que el plan que incluya. Los caminos de acceso facilitarán el acceso al sitio.

En los caminos del parque se debe proporcionar acceso a todos los equipos y accesorios.

Más específicamente:

- Acceso y camino en el sitio de construcción y operación personal para acceder al proyecto.

- Acceso y camino en el sitio diseñado para cumplir con las regulaciones de emergencia y contra incendios, incluyendo ancho, radios de giro, sin salida secciones estructurales de radios y de carretera alrededor de giro.

- Acceso y presenciales caminos deberán estar diseñados para resistir la erosión de tal manera que los caminos se requiere reparación y mantenimiento mínimos sobre la esperanza de vida del proyecto y cumplen o exceden la vida de diseño 25 años de vida del proyecto.
- Las vías de acceso deberán ser al menos 2,80 metros de ancho y como vehículos necesarios para la construcción y se espera que incluyen vehículos de emergencia. Permitir el acceso de ruta para la construcción es de la obligación del propietario:
- Ancho de diseño final del camino en el sitio que se determinará con los requisitos de diseño de la planta de energía solar fotovoltaica y aprobado por el Cliente.
- Caminos de las instalaciones serán enarenadas menos que sea requerido.
- Todos los servicios subterráneos (conductos, cables, conductos bancarios, etc.), tendrán una protección adecuada para evitar daños en todos los cruces de carretera.

3.3. Generador fotovoltaico (módulos)

- El módulo fotovoltaico seleccionado cumple las siguientes condiciones:
- Los módulos fotovoltaicos incorporan el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
- Además, cumple la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

Adicionalmente satisface las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

El módulo fotovoltaico lleva de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos utilizados se ajustan a las características técnicas descritas a continuación:

- Los módulos incorporan diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales son de aluminio.
- Su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar están comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Se rechaza cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

- La estructura del generador se conecta a tierra.
- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalan los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

Así mismo, el generador fotovoltaico en su conjunto cumple las condiciones que se citan a continuación:

- Todos los módulos que integran la instalación son del mismo modelo.
- La orientación de los módulos es de 0 grados respecto al sur, eliminando las posibles pérdidas por orientación.
- La inclinación de los módulos es la idónea para la zona, con lo que se reducen las pérdidas por dispersión.
- La separación de filas de módulos se ha realizado conforme a lo siguiente:
- La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.
- En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $d_{min} = B \cdot (\cos S + \sin S \cdot \tan \varphi_{min})$, siendo B la altura de dos módulos alineados verticalmente, S el

ángulo seleccionado para el módulo, y φ_{min} , el resultado de la resta entre 90° y la latitud en la que se situará la instalación.

3.4. Estructura de soporte

La estructura deberá estar hecha de aluminio y/o acero galvanizado y se ajustará a la normativa aplicable (en la medida razonablemente corresponda).

La base metálica de apoyo para los paneles será de componentes de acero galvanizado, con un espesor mínimo según cálculos justificativos e o por el aluminio apropiado de tipo de alta resistencia y aleación de acuerdo con la norma aplicable para la mejor protección contra la corrosión de la construcción.

Se puede utilizar en combinación con estos materiales para la construcción de bases de apoyo.

Todas las conexiones entre ellos los pernos, tuercas serán de acero inoxidable y/o acero o compatible con otras prácticas estándar de la industria apropiados para la aplicación definida asegurando que no haya riesgo de corrosión.

Cumplen las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

3.5. Inversor de conexión a red

El inversor es del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas del inversor son las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización del inversor se realiza según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

El inversor cumple con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, cumple con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

El inversor dispone de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorpora los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

El inversor incorpora los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor al interfaz de CA

Las características eléctricas de los inversores serán las que se citan a continuación.

-El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soporta picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

-El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, es como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

-El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno es inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

-El factor de potencia de la potencia generada es superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

-A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor inyecta en red.

-El inversor tiene un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles

-El inversor está garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales o superiores: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

-El inversor para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

3.6. Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducen separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

Los conductores tienen la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

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

3.6.1. Medidas

La instalación cumple con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

3.6.2. Protecciones

La instalación cumple con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) son para cada fase.

3.6.3. Puesta a tierra

La instalación cumple con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

La puesta a tierra será calculada y establecida mediante el uso de la norma complementaria ITC RAT 13 de Instalaciones de Puesta a Tierra en conjunto al IEEE 80-2000 para cálculos de puesta a tierra de mallas.

3.6.4. Armónicos y compatibilidad electromagnética

La instalación cumple con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3.6.5. Medidas y seguridad

La central fotovoltaica, está equipada con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturbe el correcto funcionamiento de las redes a las que están conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica evita el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general.

La protección anti-isla detecta la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes.

El sistema utilizado funciona correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

La central fotovoltaica está dotada de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no produce sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

3.6.6. Canalizaciones

Las bandejas que se utilicen para las conducciones eléctricas serán metálicas, galvanizadas por inmersión en zinc fundido y ranuradas para facilitar la fijación y ordenación de los cables. Cumplirán las referencias de las normas UNE-EN 50.085. y UNE EN 60.695. Tendrán un grado de protección 10 contra daños mecánicos (UNEEN 50102).

Se utilizarán accesorios estándar del fabricante para codos, ángulos, quiebros, cruces o recorridos no estándar.

No se cortarán o torcerán los canales para conformar bridas u otros elementos de fijación o acoplamiento. Se utilizarán longitudes estándar para los tramos no inferiores a 2 m de longitud. Los puntos de sujeción se situarán a la distancia que fije el fabricante, de acuerdo a las específicas condiciones de montaje, no debiendo exceder entre sí una separación mayor a 1,5 m.

Se instalarán elementos internos de fijación y retención de cables a intervalos periódicos comprendidos entre 0,25 m (conductores de diámetro hasta 9 mm) y 0,55 m (conductores de diámetro superior).

El número máximo de cables instalados en un canal no excederán a los que se permitan de acuerdo a las normativas de referencia y las instrucciones del fabricante. El canal será dimensionado sobre estas bases a no ser que se defina o acuerde lo contrario.

En aquellos casos en que el canal atraviere muros, paredes y techos no combustibles, barreras contra el fuego no metálicas deberán ser instaladas en el canal. Deberán ser instaladas barreras similares en los recorridos verticales en los patinillos, y a intervalos inferiores a 3 m.

Los canales serán equipados con tapas del mismo material que el canal y serán totalmente desmontables a lo largo de la longitud entera de estos. La tapa será suministrada en longitudes inferiores a 2 m. En los casos en que sean necesarios separadores en los canales la terminación de los separadores será el mismo estándar que la de canal.

Los acoplamientos cubrirán la total superficie interna del canal y serán diseñados de forma que la sección general del canal case exactamente con las juntas de acoplamiento.

Las conexiones a canalizaciones, cajas múltiples, interruptores, apartamento en general y cuadros de distribución será realizada por medio de unidades de acoplamiento embridadas.

Cuando los canales crucen juntas de expansión del edificio se realizará una junta en el canal. Las conexiones en este punto serán realizadas con perforaciones de fijación elípticas de forma que se permita un movimiento de 10 mm en ambos sentidos horizontal y vertical.

En los canales de montaje vertical se instalarán racks de fijaciones para soportar los cables y prevenir el trabajo de los cables en los cambios de dirección, de horizontal a plano vertical. Los canales metálicos son masas eléctricamente definibles de acuerdo con la normativa CEI64-8/668 y como tales deberán ser conectados a tierra

en toda su longitud. Se conectarán a tierra mediante un conductor de cobre descubierto de 25 mm² de sección, debiendo tener un punto de conexión en cada tramo independientemente.

4. Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador serán las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este pliego de condiciones técnicas, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas

fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

- Retirada de obra de todo el material sobrante.

- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

- Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

- Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

- No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

5. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

5.1. Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

5.2. Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

-Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

5.3. Garantías

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere

que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador.

Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

Referencias:

[1] Clemente Jiménez Gálvez. Pliego de condiciones IDAE:

<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5808/fichero/Pliego+de+condiciones.pdf>

4. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD [2]

1. Memoria.....	133
• <u>1.1 Objeto del estudio</u>	<u>133</u>
• <u>1.2. Normativa.....</u>	<u>133</u>
• <u>1.3- Características de la instalación.....</u>	<u>134</u>
• <u>1.4- Definición de los riesgos.....</u>	<u>134</u>
• <u>1.5- Medidas de protección y prevención.....</u>	<u>138</u>
2. Pliego de condiciones del estudio.....	140
• <u>2.1- Disposiciones legales aplicables.....</u>	<u>140</u>
• <u>2.2- Condiciones para los medios de protección.....</u>	<u>141</u>
• <u>2.3- Servicios de prevención.....</u>	<u>152</u>
• <u>2.4- Instalaciones médicas.....</u>	<u>152</u>
3. Puesta en práctica seguimiento y control	152

1. Memoria**1.1. Objeto del estudio**

Este documento contiene el estudio de seguridad y salud para la conexión de una **instalación** de producción de energía eléctrica fotovoltaica situada en Alicante, en las cercanías de Muchamiel.

1.2. Normativa

Como consecuencia de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales el MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA ha aprobado el REAL DECRETO 1627/1997, de 24

de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, publicado en el B.O.E. núm. 256 de 25 de Octubre de 1997.

En este Real Decreto se define el nuevo ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD, así como el ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD y el PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO.

Según el artículo 17 de este Real Decreto, es obligatoria la inclusión del Estudio de seguridad y salud o del Estudio Básico de seguridad y salud en el proyecto de obra para poder visar dicho proyecto y también para la expedición de la licencia

municipal y de otras autorizaciones y trámites por parte de las diferentes Administraciones públicas.

La elaboración del Estudio de Seguridad y Salud será obligatorio en el caso de:

- a) presupuesto de ejecución para contrata igual o superior a 451.000 Euros.
- b) duración de la obra superior a 30 días laborables y presencia simultánea de más de 20 trabajadores en la obra.
- c) suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra superior a 500.
- d) obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

En el resto de proyectos de obras no incluidos en el apartado anterior, se tendrá que elaborar un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

1.3. Características de la instalación

1.3.1. Descripción de la instalación y situación.

La obra objeto de este estudio son las instalaciones eléctricas, obras y montajes asociados para la instalación de un conjunto de placas fotovoltaicas para generación de energía eléctrica.

1.3.2. Descripción de los procesos

Por orden cronológico los procesos a realizar son los siguientes.

- Montaje de sistemas para asegurar la seguridad de las personas y las cosas.
- Montaje de estructura de soporte anclada a la cubierta existente.
- Montaje de las placas fotovoltaicas.
- Tendido de cables de potencia y de control.
- Conexiones de la puesta a tierra.
- Instalación de Inversores y tendido de líneas de corriente continua y corriente alterna.
- Instalación del cuadro de contadores, protección y medida.
- Pruebas y puesta en marcha.

1.3.3. Número máximo previsto de personal y duración estimada de los trabajos de instalación

La punta máxima de personal para las instalaciones eléctricas se prevé en 4 personas. – La duración prevista para los trabajos es de 1,5 meses.

1.4. Definición de los riesgos

Se analizan a continuación los riesgos previsible inherentes a las actividades de ejecución previstas así como los derivados del uso de la maquinaria y medios auxiliares o de la manipulación de instalaciones, máquinas o herramientas eléctricas.

Con el fin de no hacer innecesariamente repetitiva la relación de riesgos generales, se analizarán primero los riesgos generales, que puedan darse en cualquiera de las actividades, y seguiremos después con el análisis de los específicos de cada actividad, incluyendo los que puedan afectar a terceras personas ajenas a la obra. De esta forma se pretende, por un lado, hacer operativo este Plan ya que permite una visión general de los riesgos sobre los que habrá que insistir sistemáticamente añadiéndole la actuación sobre otros factores con base a actividades concretas.

1.4.1. Riesgos generales

Entendemos como riesgos generales aquellos que afectan a todas las personas que trabajen en las actividades objeto de este Plan, independientemente de la actividad concreta que realicen.

Se prevé que puedan darse los siguientes:

- Caída de objetos, o componentes de la instalación sobre personas.
- Caída de personas a distinto nivel (por un hueco, desde plataformas).
- Caída de personas al mismo nivel
- Proyecciones de partículas a los ojos-
- Conjuntivitis por arco de soldadura u otros
- Heridas, en manos o pies, por el manejo de materiales
- Sobreesfuerzos
- Golpes y cortes por el manejo de herramientas
- Heridas por objetos punzantes o cortantes
- Golpes contra objetos
- Atrapamiento entre objetos
- Quemaduras por contactos térmicos.
- Exposición a descargas eléctricas.
- Atrapamiento por vuelco de máquinas
- Atropellos o golpes por vehículos en movimiento
- Polvo, ruido, etc.

1.4.1.1. Riesgos específicos

Se hará referencia a los riesgos propios de actividades concretas que afectan solo al personal que realiza trabajos en la misma.

Este personal estará expuesto a los riesgos generales antes relacionados, más los específicos de su actividad.

En consecuencia, analizamos a continuación las actividades más significativas.

1.4.1.2. Albañilería y pintura

En la realización de estos trabajos, además de los generales, pueden darse los siguientes riesgos añadidos:

- Aumento de posibilidades de caídas de altura, de materiales o personas, a causa de la continua movilidad del trabajo.
- Intoxicación por inhalación de vapores tóxicos.
- Salpicaduras, principalmente a los ojos, de productos irritantes
- Incendios de vapores combustibles.

1.4.1.3. Transporte de materiales y equipos dentro de la obra

En esta actividad, además de los riesgos generales, anteriormente descritos, son previsibles los siguientes:

- Desprendimiento y caída de la carga, o de una parte, por ser ésta excesiva o estar mal sujeta.
- Golpes contra partes salientes de la carga.
- Atropellos de personas.
- Vuelcos.
- Choques contra otros vehículos o máquinas.
- Golpes de la carga contra instalaciones.

1.4.1.4. Trabajos de ferralla

Los riesgos más comunes, que además de los generales, se prevenen en la manipulación y montaje de ferralla son:

- Caída de barras durante el izado y transporte de los paquetes-
- Cortes y heridas en el manejo de las barras o alambres.
- Atrapamiento durante las operaciones de carga y descarga de paquetes de barras o en la colocación de las mismas.
- Torceduras de pies, tropiezos y caídas al mismo nivel al caminar sobre las armaduras.
- Roturas eventuales de barras durante el doblado o estirado.

1.4.1.5. Montajes electromecánicos de equipos y de accesorios

Además de los riesgos generales, son previsibles los siguientes:

- Caída de materiales por mala ejecución de maniobras de elevación y acoplamiento de los mismos o fallo mecánico de los equipos.
- Caída de los materiales.
- Caída de personas desde escaleras de mano o desde tuberías o estructuras.
- Explosiones o incendios debido al uso de gases en trabajos con soplete.

1.4.2. Riesgos derivados del uso de máquinas y medios auxiliares

Se analizará en este apartado los riesgos que, además de los generales, pueden presentarse en el uso de la maquinaria las herramientas eléctricas o mecánicas y los medios auxiliares.

Con el fin de que este plan sea lo más operativo posible, se analizarán los riesgos previsibles en estos medios auxiliares de ejecución clasificándolos en los siguientes grupos:

1.4.2.1. Máquinas fijas, herramientas y cuadros eléctricos

Los riesgos más significativos son:

- Los característicos de trabajos en elementos con tensión eléctrica en los que pueden producirse accidentes por contactos tanto directos como indirectos.
- Lesiones por uso inadecuado, o malas condiciones, de máquinas giratorias o de corte.
- Proyecciones de partículas
- Cortes en manos por manipulación de material residual.

1.4.2.2. Medios de elevación

Consideramos como riesgos específicos de estos medios, los siguientes:

- Caída de la carga por deficiente estrobo.
- Rotura de cable, gancho, estrobo, grillete o cualquier otro medio auxiliar de elevación.
- Golpes o aplastamientos por movimientos incontrolados de la carga.
- Vuelco de la grúa.
- Exceso de carga con la consiguiente rotura, o vuelco, del medio correspondiente.
- Fallo de elementos mecánicos o eléctricos.

- Caída de personas a distinto nivel durante las operaciones de movimiento de cargas.
- Atrapamiento de cualquier cuerpo durante las operaciones de estrobo o colocación de la carga.

1.4.2.3. Medios de transporte

Se refiere en este apartado a los medios de transporte interno de materiales, tales como plataformas, camiones, etc. y a los riesgos previsibles tales como:

- Los ya mencionados en el punto "Transporte de materiales y equipos dentro de la obra".
- Cualquier accidente o incidente que pudiera producirse por fallo de frenos, dirección señalización de maniobras, etc.

1.4.2.4. Andamios, plataformas y escaleras

Son previsibles los siguientes riesgos:

- Caídas de personas a distinto nivel.
- Vuelcos de andamios por fallos de la base o faltas de arriostramiento.
- Derrumbamiento de andamios por fallo de los soportes de sujeción.
- Vuelcos o deslizamiento de escaleras.
- Caída de materiales o herramientas desde el andamio.

1.4.2.5. Equipos de soldadura y corte

- Incendios.
- Quemaduras.
- Explosión de botellas de gases.
- Proyecciones incandescentes.

1.5. MEDIDAS DE PROTECCION Y PREVENCION

1.5.1. Medidas preventivas colectivas y de carácter general

Se adoptaran las medidas preventivas propias de la obra, como son:

- Andamios metálicos.
- Redes: Se colocarán redes a lo largo de toda la nave, encima de la cubierta existente, de manera que se impida la caída de personas a distinto nivel.
- Líneas de vida: Se colocarán líneas de vida para cada diente de la nave industrial. Todos los trabajadores deberán estar unidos en todo momento a dichas líneas de vida mientras trabajen sobre la cubierta.

- Escaleras de mano.

- Plataformas de trabajo

Las generales de la obra a prevenir por el contratista constructor y las específicas del trabajo de instalación eléctrica prevista.

En las fases de ayudas se tendrá un especial interés en arreglar las superficies de tránsito y evacuar los escombros.

El montaje de aparatos eléctricos siempre se realizará con personal especializado.

La iluminación con luces portátiles se hará mediante portalámparas estanco con mango aislante y reja de protección de la bombilla, alimentado a 220 V.

No se podrán establecer conexiones de conductores en los cuadros provisionales de obra sin enchufes macho-hembra.

Las escaleras de mano serán del tipo tijera, con zapatillas antideslizantes y cadena limitadora de la abertura.

Se prohíbe expresamente la formación de andamios utilizando escaleras de mano

No se podrán utilizar escaleras de mano o andamios de capitel en lugares con riesgo de caídas desde una altura, si antes no se han instalado las redes o protecciones de seguridad correspondientes.

Las herramientas a utilizar estarán protegidas con material aislante normalizado contra contactos con energía eléctrica.

Se retirarán inmediatamente las herramientas con el aislamiento defectuoso, cambiándolas con otras en buen estado.

Las pruebas de funcionamiento de la instalación eléctrica se anunciarán por escrito antes de que empiecen a todo el personal de la obra, para así poder evitar posibles accidentes.

Antes de conectar la instalación eléctrica se hará una revisión en profundidad de las conexiones de mecanismos, protecciones y uniones de todos los cuadros eléctricos y aparatos.

Antes de la operación anterior se comprobará la existencia real en las salas del centro de transformación, del taburete y de las perchas de maniobra, extintores de polvo seco, carteles avisadores y botiquín. Los operarios tendrán que llevar los equipos de protección personal.

1.5.2. Medidas preventivas personales

Se indica la indumentaria para la protección personal, siendo su utilización más frecuente en esta fase de la obra.

- Casco de polietileno homologado para utilizarlo dentro de la obra de forma permanente.
- Botas aislantes. (CONEXIONES)
- Botas de seguridad.
- Guantes aislantes.
- Ropa de trabajo.
- Faja elástica para la sujeción de la cintura.
- Banqueta de maniobra aislante.
- Comprobadores de tensión.
- Herramientas aislantes.

2. Pliego de condiciones

2.1. Disposiciones legales aplicables

Serán de obligado cumplimiento las disposiciones que están dentro de las siguientes reglamentaciones:

- Estatuto de los trabajadores.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo (O.M.9.3.71) (B.O.E. 16.3.71).
- Plan Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo (O.M.9.3.71) (B.O.E. 11.3.71)
- Comités de Seguridad e Higiene en el trabajo (Decreto 432/71 11.3.71) (B.O.E. 16.3.71).
- Reglamento de Seguridad e Higiene en la industria de la construcción (O.M. 20.5.52) (B.O.E.15.6.52).
- Reglamento de los servicios Médicos de Empresa (O.M.21.11.59) (B.O.E.27.11.59)
- Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M.28.8.70) (B.O.E. 5/7/8/9/9.70)
- Homologación de los medios de protección personal de los trabajadores (P.M.17.5.74) (B.O.E.29.5.74)
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (O.M. 20.9.73) (B.O.E. 9.10.73).
- Reglamento de aparatos elevadores para obras (O.M.23.5.77) (B.O.E 14.6.77).
- Convenio Colectivo Provincial de la Construcción.
- Obligatoriedad de la inclusión de un Estudio de Seguridad e Higiene en el trabajo, en los proyectos de edificación y obras públicas (Real Decreto 555/1986, 21.2.86) (B.O.E.21.3.86).

- Ley de prevención de riesgos laborales (LEY 31/1995,8.11.95).
- Reglamento de Alta Tensión (R.D.3275/1982,1.12.1982).

2.2. Condiciones para los medios de protección

Todas las piezas de protección personal y los elementos de protección colectiva tendrán un período de vida útil. Una vez finalizado este elemento se sustituirá por otro nuevo.

Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido de lo previsto en una determinada pieza o equipo, será repuesto inmediatamente, será rehusado y sustituido inmediatamente.

Se sustituirán las piezas y los equipos que a causa del uso se hayan deformado y no tengan la forma que recomienda el fabricante.

El uso de una pieza o de un equipo de protección, nunca representará un riesgo en sí mismo.

2.2.1. Protecciones personales

A continuación, se describen las características de la indumentaria de protección personal más usual:

- Casco

El casco ha de ser de uso personal y obligado en las obras de construcción.

Tiene que ser homologado de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.1. (Resolución de la D.G. De Trabajo de 14/12/74, B.O.E. 312 DEL 30.12.74).

Las principales características son:

- Clase N: se puede hacer servir en trabajos de riesgo eléctrico, a tensiones inferiores o iguales a 1000 V.
- Peso: no ha de sobrepasar de 450 gramos.

Los que hayan sufrido impactos violentos o que tengan más de 10 años, aunque no hayan sido utilizados, han de ser sustituidos por unos de nuevos.

En casos extremos los podrán utilizar diversos trabajadores, siempre que se cambien las partes interiores en contacto con la cabeza.

- Botas

Debido a que los trabajadores del ramo de la construcción están sometidos al riesgo de accidentes, y que hay posibilidad de perforación de las suelas por clavos, es obligado el uso de calzado de seguridad (botas, zapatos o sandalias)

homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.5. (Resolución de la D.G. De Trabajo del 31.01.08, B.O.E. Núm. 37 del 12.02.80).

Las características principales son:

- Clase III: calzado con puntera y plantilla.
- Peso: no sobrepasaran los 800 gramos.

Cuando se trabaje en tierras húmedas donde se puedan recibir salpicaduras de agua o mortero,

las botas serán de goma, Norma Técnica Reglamentaría M.T.27, Resolución de la D.G. De Trabajo del 03.12.81, B.O.E. núm. 305 del 22.12.81, Clase E.

- **Guantes**

Para evitar agresiones en las manos de los trabajadores (dermatosis, cortes, arañazos, picaduras,

etc.) se utilizarán guantes. Pueden ser de diferentes materiales como por ejemplo:

- Algodón punto: trabajos ligeros
- Cuero: manipulación en general
- Malla metálica: manipulación de chapas cortantes.
- Lona: manipulación de maderas, etc.

Para la protección contra las agresiones químicas, han de estar homologados según la Norma Técnica Reglamentaría M.T.11 (Resolución de la D. G. de trabajo del 06.05.77) B.O.E núm. 158 del 04.07.77.

Para los trabajos en los que pueda haber riesgos de electrocución, se utilizarán guantes homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaría M.T.4 (Resolución de la D.G. de Trabajo del 28.07.75. B.O.E. núm. 2111 del 03.11.75).

- **Cinturones de seguridad**

Cuando se trabaje en un lugar alto y con peligro de caídas eventuales, es preceptivo el uso de cinturones de seguridad homologados de acuerdo con las Normas Técnicas Reglamentarias siguientes:

M.T.13. (Resolución de la D.G. De trabajo del 08.06.77, B.O.E. núm. 210 del 02.09.77)

M.T. 21 (Resolución de la D.G. De trabajo del 21.02.81, B.O.E. núm.654 del 16.03.81)

M.T. 22 (Resolución de la D.G. De Trabajo del 23.02.81, B.O.E. núm. 65 del 17.03.81)

Las características principales son:

- **Clase A: cinturón de sujeción.**

Se utilizarán cuando el trabajador no tenga que desplazarse o cuando sus desplazamientos sean limitados. El elemento de enganche estará siempre tirante para impedir caída libre.

- **Clase B: cinturón de suspensión.**

Se utilizará cuando el trabajador pueda quedar suspendido, pero solo con la posibilidad de esfuerzos estáticos (peso del trabajador), nunca existirá la posibilidad de caída libre.

- **Clase C: cinturón de caída.**

Se utilizará cuando el trabajador pueda desplazarse y exista la posibilidad de caída libre. Se tiene que vigilar de forma especial la seguridad del punto de anclaje y su resistencia.

- **Dispositivos contra caídas**

Cuando los trabajadores hagan operaciones de elevación y descenso, se usarán dispositivos contra caídas según la clasificación, regulada a la Norma Técnica Reglamentaría M.T.28

(Resolución a la D.G. De trabajo del 25.09.82, B.O.E.núm. 229 del 14.12.82).

- **Clase A:** El trabajador hará operaciones de elevación y descenso y necesita libertad de movimientos.

- **Clase B:** Para operaciones de descenso o en las ocasiones en que haga falta una evacuación rápida de personas.

- **Clase C:** Para trabajos de duración corta y sustituyendo andamios.

- **Protectores auditivos**

Cuando los trabajadores estén en un lugar o área de trabajo con un nivel de ruido superior a los 80 dB (A), es obligatorio el uso de protectores auditivos que siempre son de uso individual.

Estos protectores estarán homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaría M.T.2.

(Resolución de la D. G. de TRABAJO DEL 28.07.85 B.O.E.. núm.209 del 01.09.75).

Los protectores auditivos pueden ser: tapones, orejeras o cascos contra el ruido.

Según los valores de atenuación se clasifican en las categorías A,B,C,D,E.

– Protectores de la vista

Cuando los trabajadores están expuestos a la proyección de partículas, polvo y humo, salpicaduras de líquidos, radiaciones peligrosas o deslumbramientos, se tendrán que proteger la vista con gafas de seguridad y /o pantallas. Las gafas y oculares de protección han de estar homologadas de acuerdo con las Normas Técnicas Reglamentarias M.T.16 (Resolución de la D.G. de Trabajo del 28.06.78, B.O.E. núm.216 del 09.09.78)

Las pantallas contra la proyección de cuerpos físicos han de ser de material orgánico, transparente, libre de estrías, rayas o deformaciones.

En el caso de pantallas de soldador se ajustarán a las homologaciones recogidas en las Normas Técnicas Reglamentarias M.T.3 (Resolución de la D.G. De Trabajo del 28.07.70) y M.T.18 (Resolución de la D.G. De trabajo del 19.01.79, B.O.E..núm...33 del 07.09.70) y M.T.19 (Resolución de la D.G. De Trabajo del 24.05.79, B.O.E.núm.148 del 27.06.79)

Las gafas protectoras tendrán el cristal doble; será oscuro y retráctil para facilitar que las partículas no las rallen o piquen.

Estas pantallas pueden ser de mano, con arnés propios para que los trabajadores se las ajusten a la cabeza, o acopladas al casco de seguridad.

– Protectores de las vías respiratorias

Se considerará como más frecuentes en este sector la inhalación de polvo en las operaciones de corte con disco de piezas cerámicas o de prefabricados de hormigón. Para proteger las vías respiratorias de los trabajadores dedicados a este trabajo, se harán servir caretas con filtro mecánico homologado de acuerdo con las Normas Técnicas Reglamentarias M.T.7.

(Resolución de la D.G. de Trabajo del 28.07.75.B.O.E. núm. 215 de 08.09.75) y M.T.9 (Resolución de la D.G. de trabajo del 28.08.75. B.O.E. núm. 216 de 09.09.75)

- Ropa de trabajo

Los trabajadores utilizarán ropa de trabajo facilitada gratuitamente por la empresa. La ropa será de un tejido ligero y flexible, ajustada al cuerpo, sin elementos adicionales y fáciles de limpiar.

- Herramientas manuales para trabajos eléctricos en B.T.

Si se han de hacer trabajos eléctricos e instalaciones de B.T., las herramientas manuales utilizadas, como destornilladores, alicates, tenazas, etc. Han de estar homologadas de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaría M. T. 26 (Resolución de la D.G. de trabajo del 03.09.81.B.O.E. núm. 243 de 10.10.81.

- Barandillas

Han de estar colocadas alrededor del perímetro de los agujeros donde trabajan los instaladores eléctricos o mecánicos en los que hay peligro se que caigan las personas. Las otras las suministrará el constructor de la obra civil como ya se ha explicado al inicio de este estudio.

Tendrán una altura de 90 cm. Con una barra intermedia de rodapiés.

Estarán ancladas y dimensionadas de forma que garanticen la retención de las personas, sin deformación permanente ni fractura.

- Redes perimétricas de forjado y verticales de escalera

Se entiende las proveerá el Contratista de la obra civil en las condiciones señaladas al principio de este estudio.

- Plataformas de trabajo

- Variedades: Andamios de capitel, castillos de hormigón, plataformas móviles voladas, plataformas móviles (con ruedas), etc.

- Materiales: plataforma generalmente de madera (excepto en casos especiales de ambientes donde hay peligro de combustión).

- Los castillos pueden ser indistintamente de madera o metálicos. Los segundos son más manejables que los primeros. Las plataformas voladas pueden ser de madera o metálicas, pero los sistemas de fijación serán metálicos.

- Uso prácticamente durante la ejecución de la obra de estructuras, cerramientos interiores, cerramientos exteriores reculados, fase de acabado e instalaciones, etc. Condiciones constructivas; están definidas en el artículo 20 del O.G.S.H.T.

- Uso prácticamente durante la ejecución de la obra de estructuras, cerramientos interiores, cerramientos exteriores reculados, fase de acabado e instalaciones, etc.

- “Las plataformas de trabajo fijas o móviles, estarán hechas de materiales sólidos, su estructura y resistencia serán proporcionadas a las cargas fijas o móviles que hayan de soportar”.
- “Los pisos y pasillos de las plataformas de trabajo serán antideslizantes, manteniéndolos libres de obstáculos y estarán provistos de un sistema de drenaje que permita la eliminación de productos resbaladizos”.
- “Las plataformas que ofrezcan peligro de caídas desde más de 2 metros de altura estarán protegidas en todo su alrededor con barandillas y zócalos, atendiendo a las condiciones que se señalan en el artículo 23”.
- “Cuando se trabaje sobre plataformas móviles se utilizarán dispositivos de seguridad que eviten el desplazamiento o caídas.”
- Estas condiciones se complementan con el artículo incluido en la subsección 2a. “Andamios” de la Ordenanza Laboral de la Construcción.

Art. 206

“Los tablones que formen la plataforma de los andamios se dispondrán de tal forma que no se pueda mover ni tampoco bascular, deslizarse o hacer cualquier movimiento peligroso”.

Art. 212

“Hasta 3 m. de altura se pueden utilizar andamios de caballetes metálicos fijos, sin trabas. Entre 3 y 6 metros de altura máxima permitida para este tipo de andamios se harán servir caballetes metálicos armados de bastidores metálicos trabados”. Tendrán un mínimo de 60 cm. de ancho y estarán sujetos sólidamente a los puntos de anclaje, de tal manera que no puedan resbalarse ni volcarse.

Las plataformas que estén situadas a dos o más metros de altura, tendrán barandillas perimétricas completas de 90 cm. De altura, formadas por pasamanos, barra intermedia y rodapiés.

Solo podrán estar sin barandilla los lados de la plataforma o andamios situados de manera permanente a 30 cm. o menos de un parámetro vertical sólido.

-Cables de fijación de los cinturones de seguridad y puntos fuertes de anclaje

Tendrán una resistencia suficiente para poder resistir los esfuerzos que puedan recibir como consecuencia de su función de protección.

- Escaleras de mano**Tipos:**

Sencilla: Para superar alturas que no sobrepasen los 5 metros.

Reforzada: Para superar alturas que no sobrepasen los 7 metros.

Extensible: No se utilizan en el ramo de la construcción.

De tijera: Para trabajos puntuales.

Materiales:

De hierro: No se hacen servir para trabajar en presencia de corriente eléctrica, solo se utilizan para la función principal (desplazamientos).

De aluminio: Son ligeras y manejables.

De madera: Son las más recomendables para la industria de la construcción, tanto por su función principal como por la secundaria.

Uso:

Durante toda la obra y especialmente en las fases de estructura y acabado.

Condiciones constructivas: Definidas en el artículo 19 de la O.G.S.H.T.

- "La escalera de mano tendrá siempre las garantías que hagan falta por lo que hace a solidez, estabilidad y seguridad, y si es el caso, de aislamiento e incombustión".

- "Cuando los montantes son de madera serán de una sola pieza y sus escalones estarán bien encajados y no solamente enclavados".

- "Las escaleras de mano solamente se podrán pintar con barniz y no con pintura, debido a que con ésta pueden quedar escondidos posibles defectos".

- "Se prohíbe empalmar escaleras" (exceptuando las extensibles que están garantizadas por los respectivos fabricantes).

- "Han de estar provistas de tacones, puntas de hierro, grapas y otros mecanismos antideslizantes en los pies, o de ganchos de sujeción en la parte superior". Los diferentes elementos de fijación serán en función del terreno donde se aguanten.

- Ejemplos: superficies pintadas con tendencia a deslizamiento (talones de goma, arena o tierra, puntas metálicas), tierra irregular: grapas con soporte de goma articuladas.

- Herramientas portátiles

Teniendo en cuenta la importancia y duración del uso que de estas herramientas tienen para los trabajos de instalaciones, describimos seguidamente un estudio específico extraído de la publicación "Seguridad en la construcción. Guía para la

ampliación del R.D. 555/1986 de la Generalitat de Catalunya, Departamento de Trabajo”.

Hay cuatro tipos, basándose en la fuente de alimentación.

- Herramientas portátiles eléctricas.
- Herramientas portátiles neumáticas.
- Herramientas portátiles de combustión.
- Herramientas manuales propiamente llamadas.

Herramientas portátiles eléctricas:

De corte: Trepadoras.

De abrasión: De abrasión.

Por calentamiento: Soldaduras.

Solo comentaremos los peligros que tienen las herramientas en sí mismas, y no tendremos en cuenta los que se derivan de las superficies de trabajo, los andamios, etc., que se usan para trabajar con estas herramientas portátiles.

Análisis de los riesgos:

- Contacto eléctrico directo.
- Contacto eléctrico indirecto.
- Cortes y erosiones.
- Enganches.
- Proyección de partículas (incandescentes o no).
- Golpes o cortes por rebotes violentos de las herramientas.
- Quemaduras.
- Ambiente con polvo.

Medidas preventivas:

- Los cables eléctricos de alimentación tendrán aislamientos en un estado de conservación correcto. Si se hacen servir prolongaciones serán con conectores adecuados y nunca se empalmarán provisionalmente aunque se haga servir cinta aislante como protector.
- Las herramientas portátiles tendrán los siguientes sistemas de seguridad: doble aislamientos, toma de tierra de las masas (PTM) o utilización con transformador de seguridad o separación de circuitos.
- Se llevará ropa ajustada, no se llevará anillos o cadenas ni nada que conlleve la posibilidad de engancharse o pillarse.

- Se utilizarán estas herramientas con cuidado, especialmente las de abrasión, que tienen una velocidad de rotación muy alta. Un contacto accidental de la carcasa o del mango mientras se trabaja, un engancho ligero o una parada pueden hacer que la herramienta rebote de repente y con violencia, llegando a cortar o a erosionar la parte del cuerpo que encuentre en su trayectoria.
- No se tocarán las brocas, discos, etc. Inmediatamente después de que hayan trabajado, porque están muy calientes. El caso de los soldadores es especial, ya que se pondrán en un soporte especial una vez desconectados, para evitar quemaduras.
- Teniendo en cuenta que la emisión de polvo es puntual, cuando se trabaje se llevarán caretas.
- Al trabajar se utilizará herramientas con mucho cuidado, con las brocas y los discos bien apretados, manteniendo las trayectorias de corte bien perpendiculares a la superficie de trabajo y con un centrado correcto del punto de trabajo, etc.

Herramientas portátiles neumáticas:

- Que actúan por percusión: Martillo picador.
- Que actúan por impacto: Pistola clavadora, grapadora, etc.

Análisis de los riesgos:

- Golpes por rotura de la manguera.
- Golpes, cortes y perforación en general.
- Estrés sonoro.
- Vibraciones.
- Proyecciones de partículas.

Medidas preventivas:

- Revisar las mangueras de alimentación de aire, cambiar inmediatamente las que estén resquebrajadas o con fisuras, y en general todas las que hayan perdido elasticidad al doblarlas.
- Colocar válvulas de seguridad (por desahogo de presión) con la finalidad de evitar latigazos cuando se rompan las mangueras.
- No se pondrá ninguna parte del cuerpo en el mismo lado del punto de operación en general ni en la trayectoria de las pistolas clavadoras en particular.
- Se utilizarán protectores de las orejas cuando el nivel de ruido supere los 80 dB (A) tanto si es seguido como si es intermitente (por impacto).

- Se utilizarán antivibratorios cuando se trabaje con martillos picadores.
- Se utilizará calzado de seguridad con puntas metálicas para evitar golpes en los pies.
- También y como norma los trabajadores llevará gafas de seguridad y cuando haya emanaciones de polvo caretas.
- Todos los trabajos que se realicen con estas herramientas exigen el uso de guantes de cuero.

Herramientas portátiles de combustión

Básicamente son los sopletes:

Análisis de riesgos:

- Quemaduras
- Incendios.

Medidas preventivas:

- Todos los trabajos que se realicen con estas herramientas exigen el uso de guantes de cuero.
- Controlar que el soplete esté en buen estado y correctamente fijado al depósito de combustible, ya que actualmente lo más frecuente es que sean bombonas de butano.
- Controlar que la manguera de conexión esté en buen estado.
- Regular adecuadamente la presión el quemador para que la llama no sea demasiado larga.
- No trabajar cerca de materias combustibles.
- Tener una buena ventilación en locales cerrados.
- Hacer servir gafas o pantallas de protección o guantes.

Herramientas manuales:

Son muy variadas, tanto por su función como por su utilización.

Tipos más comunes:

- Punzantes: Escarpa.
- De percusión: Martillos
- De cortes: Sierras y cizallas
- Otras: Destornilladores, pata de cabra, etc.

Análisis de riesgos:

- Golpes, cortes, pinchazos.

- Proyección de partículas

Medidas preventivas:

- Correcto estado de conservación de las herramientas, mangueras, etc.
- Conocimiento y uso adecuado por parte de los familiares de los que las usen.
- Limpieza y conservación, tanto en el almacén como en el trabajo, manteniéndolas limpias y en buen estado de uso.
- Control periódico de su estado (comprobación y mantenimiento).
- Uso de la indumentaria para la protección personal con referencia al riesgo: gafas de seguridad, botas, protectores de las manos, etc.

Pistola clavadora

Realmente es una herramienta portátil, pero por sus características puede ser considerada un arma de fuego, por este motivo hay que extremar las precauciones cuando se use.

Análisis de riesgos:

- Heridas punzantes por: rebotes, proyecciones o perforaciones.

Medidas preventivas:

- Hacer servir la carga adecuada según las instrucciones que el fabricante. Solo con esto quedan eliminados un importante número de perforaciones y rebotes.
- Hacer servir una campana protectora incluso con los martillos clavadores, en los que la velocidad de salida es menor que en las pistolas.
- Nunca se ha de clavar en: esquinas (habrá una distancia mínima de 10 cm.) en superficies curvadas, materiales fácilmente perforables, materiales elásticos o muy duros o muy frágiles.

Su uso comporta:

- No apuntar a nadie.
- No tenerla cargada en la mano.
- Transportarla boca abajo y descargada.
- Efectuar el disparo desde detrás de la herramienta y nunca de lado.
- Mantener la herramienta en un estado de conservación adecuado.
- Hacer servir siempre casco y gafas de seguridad.

Extintores:

Será de polvo seco polivalente, de 5 Kg. Y 10 Kg.

2.3. Servicios de prevención

Servicio técnico de seguridad y salud.

El instalador tendrá un servicio de asesoramiento para los temas de seguridad y salud.

Servicio médico

El instalador tendrá un Servicio Médico de Empresa propio o compartido.

2.4. Instalaciones médicas

Se revisará el botiquín mensualmente, reponiendo el material gastado.

3. Puesta en práctica seguimiento y control

El coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra tendrá que llevar a cabo la puesta en práctica, el seguimiento y del control de manera integrada con la dirección facultativa y siguiendo las pautas del coordinador durante el proyecto de los elementos de seguridad y salud.

De todas las tareas asignadas será necesario describir un manual estandarizado de las normas de seguridad a seguir para cada tarea en concreto, y habrá que hacer un seguimiento para verificar su cumplimiento.

Se redactarán unos panfletos a completar por el encargado o responsable de cada trabajo donde se escriba el seguimiento de cada una de las pautas de seguridad seguidas, y que tendrá que firmar el mismo responsable.

También se prevé la creación de unos cursos para concienciar y educar a los trabajadores en materia tanto de seguridad como de salud. Aquí se expondrán los métodos de trabajo y los riesgos que estos pueden ocasionar, juntamente con las medidas de seguridad que habrá que usar para evitarlos. A estos cursos o charlas tendrán que asistir todos los trabajadores de forma periódica.

También se impartirá un curso de socorrismo y primeros auxilios.

Se prevé la promoción de iniciativas y actuaciones de cualquier persona de la obra para que pueda plantear los posibles problemas o impedimentos a la aplicación de las medidas de seguridad, así como la existencia de riesgos innecesarios, circunstancias especiales y su resolución.

Es necesario remarcar por último que para llevar a cabo todas estas normas hace falta una buena organización, un control exhaustivo de todas las actividades y una descripción clara de los deberes y de cada nivel del personal, fomentando la

cooperación y la instrucción de todos los agentes incluidos en la construcción, explotación y mantenimiento de las instalaciones descritas en el proyecto.

Referencia:

[2] Carlos Fernández Maldonado. ANEXO DE SEGURIDAD Y SALUD:

<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/7170/ANEXO%20D-SEGURIDAD%20Y%20SALUD.pdf?sequence=5>



5.PRESUPUESTO

En este apartado se expondrá el coste estimado de la instalación.

Este ha sido realizado gracias a la herramienta Arquímedes aportada por Cype, que facilita la realización de presupuestos de proyectos de ingeniería y arquitectura.

Se han tomado ciertos criterios para la realización del mismo, ya que, los gastos de mano de obra se incluyen en cada uno de los elementos.

Cabe añadir que algunos de los precios son estimados mediante comparativa con otros productos similares del mercado.

Se incluyen en todos los precios el pequeño material, conexionado y mano de obra necesaria.



Obra: PROYECTO TFG

Presupuesto

% C.I. 3

Código	Tipo	Ud	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)
PROYECTO TFG	Capítulo				1.536.220,30	1.536.220,30
01	Capítulo		OBRA CIVIL		139.788,79	139.788,79
0101	Partida	Ha	Desbrozamiento y preparación del terreno. Procedimiento de extracción de elementos de caracter vegetal o geológico que puedan interferir en la ejecución de la instalación. Se procederá con elementos mecánicos para fluidez de operación.	240,000	100,00	24.000,00
0102	Partida	m2	Viales para tráfico Firme rígido para tráfico pesado T2 sobre explanada E3, compuesto de capa de 15 cm de espesor de hormigón magro vibrado, resistencia 15 MPa y capa de 23 cm de espesor de HF-4,5.	1.800,000	49,32	88.776,00
0103	Partida	m	Zanjas para Rejiband 35 x 100	4.000,000	0,08	320,00
0104	Partida	m	Zanjas para Rejiband 35 x 150	12,000	0,12	1,44
0105	Partida	m	Zanjas para Rejiband 35 x 150 Zanjas para rejiband 35 x 200	240,000	0,16	38,40
0106	Partida	m	Zanjas para rejiband 35 x 200 Zanja para cables entubados MT	220,000	14,00	3.080,00
0107	Partida	Ud	Zanja para cables entubados MT de 0,8 x 0,8 m (a x h) Zanja para arquetas	3,000	33,65	100,95
0108	Partida	m	Zanja para arquetas de tipo Iberdrola 1x1,2x1,2m Zanja para cobre desnudo Zanja para la colocación del cable de 25 mm de puesta a tierra de la instalación. De 1m de profundidad y 0,7 m de ancho.	1.440,000	16,30	23.472,00
			01		139.788,79	139.788,79
02	Capítulo		MÓDULOS FOTOVOLTAICOS		1.044.140,00	1.044.140,00
0201	Partida	Ud	Módulo Trina Solar Vertex DE20 605 Wp Panel Fotovoltaico Trina Solar Vertex DE20 monocristalino de 120 células 605 Wp.	3.320,000	210,00	697.200,00
0202	Partida	Ud	Estructura Soporte Paneles. Estructura para la fijación y unión en strings de los paneles, fabricada con Acero AISI 304 y cumpliendo con la solicitudes pertinentes.	1.826,000	150,00	273.900,00
0203	Partida	Ud	Zapatatas de Hormigón Zapatatas de hormigón para el anclaje de la estructura de las placas con espárragos integrados de M20. Facilitadas por la empresa Frupesa.	7.304,000	10,00	73.040,00
			02		1.044.140,00	1.044.140,00
03	Capítulo		EQUIPOS ELÉCTRICOS		220.537,57	220.537,57
0301	Capítulo		EQUIPOS DE INVERSIÓN Y TRANSFORMACIÓN.		142.012,53	142.012,53

030101	Partida	Ud	Inversor Jema Energy IFX2	3,000	35.007,51	105.022,53
			Inversor solar para conversión DC a AC de 700 kW.			
030102	Partida	Ud	Transformador de Aceite WEG 750 kVA 24,2/0,38 kV	3,000	12.330,00	36.990,00
			Transformador de aceite WEG, con un voltaje máximo en el devanado primario de 380 V y hasta 24,2 kV en el secundario. Potencia nominal 750 kVA.			
0301					142.012,53	142.012,53
0302	Capítulo	EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL DC			8.049,42	8.049,42
030201	Partida	Ud	Cuadro DC Schneider Electric AB08-160	1,000	319,56	319,56
			Cuadro de protección y agrupación de strings Schneider Electric de 8 polos, con una corriente máxima de output de 160 A.			
030202	Partida	Ud	Fusibles tipo gPV 10 x 38	166,000	7,29	1.210,14
			Fusibles correspondientes para la instalación en Cuadro DC de Nivel I. Tipo gPV 10x38 con una intensidad de corte de 20 A. Se incluye mano de obra de electricista.			
030203	Partida	Ud	Cuadros DC Nivel II Circutor	3,000	619,56	1.858,68
			Cuadro de protección de las agrupaciones de strings provenientes de los Cuadros de Nivel I.			
030204	Partida	Ud	Fusibles tipo gPV NH1	21,000	25,00	525,00
			Fusibles correspondientes a instalar en cuadro DC de nivel II. Corriente de 160 A. Poder de corte 30 kA.			
030205	Partida	Ud	Vigilancia de Aislamiento ISO-CHECK PV 1000	6,000	179,56	1.077,36
			Relé de vigilancia para posibles problemáticas por defectos en el aislamiento en la instalación para la protección de la misma y de operarios. Protección hasta 1000 VDC.			
030206	Partida	Ud	Interruptor de Corte Telergon	3,000	1.019,56	3.058,68
			Interruptor de Corte de protección a la entrada del Inversor Telergon S5-12502EC0. 1500 VDC pico. Corriente máxima de corte de 1250 A.			
0302					8.049,42	8.049,42
0303	Capítulo	EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL AC			70.475,62	70.475,62
030301	Partida	Ud	Interruptor de protección Schneider Electric Compact NS1250N 3P	3,000	3.519,56	10.558,68
			Interruptor de protección Schneider Electric Compact NS1250N 3P con la capacidad de cortocircuitar en presencia de sobrecorrientes con tal de proteger la instalación. Equipado con sistema de control Micrologic 6.0.			
030302	Partida	Ud	Celdas MT Ormazábal cgm.3-l	6,000	6.374,38	38.246,28
			Celdas MT Ormazábal cgm.3-l con el objetivo de actuar como línea para la continuidad del circuito.			
030303	Partida	Ud	Celdas MT Ormazábal cgm.3-p	4,000	3.574,38	14.297,52
			Celdas MT Ormazábal cgm.3-p con el objetivo de realizar de las labores de protección de la instalación.			
030304	Partida	Ud	Celdas MT Ormazábal cgm.3-v	1,000	3.174,38	3.174,38
			Celdas MT Ormazábal cgm.3-v con el objetivo de realizar función de interruptor automático.			
030305	Partida	Ud	Celdas MT Ormazábal cgm.3-s	1,000	1.774,38	1.774,38
			Celdas MT Ormazábal cgm.3-s con seccionador para el corte de la continuidad en necesidad de ello por posibles problemáticas.			

030306	Partida	Ud	Celdas MT Ormazábal cgm.3-m	1,000	2.274,38	2.274,38
030307	Partida	Ud	Celdas MT Ormazábal cgm.3-m dedicadas a la medida de los parámetros de derivación a red de distribución. Vigilancia de Aislamiento AC ISO-CHECK IT	1,000	150,00	150,00
			Relé de vigilancia para posibles problemáticas por defectos en el aislamiento en la instalación para la protección de la misma y de operarios en corriente alterna. Protección hasta 400 VAC.			
			0303		70.475,62	70.475,62
			03		220.537,57	220.537,57
04	Capítulo		CABLEADO		40.027,42	40.027,42
0401	Capítulo		CABLEADO DC		32.824,32	32.824,32
040101	Partida	m	Cables de Cu PRYSUN H1Z2Z2-K de 4mm	4.752,000	1,33	6.320,16
040102	Partida	m	Cables de cobre PRYSMIAN PRYSUN H1Z2Z2-K XLPE de sección 4 mm para tramo entre módulos y cuadros DC de nivel I. Cables de Cu PRYSUN H1Z2Z2-K de 6mm	8.712,000	2,08	18.120,96
040103	Partida	m	Cables de cobre PRYSMIAN PRYSUN H1Z2Z2-K XLPE de sección 6 mm para tramo entre módulos y cuadros DC de nivel I. Cables de Cu PRYSUN H1Z2Z2-K de 95mm	240,000	25,66	6.158,40
040104	Partida	m	Cables de cobre PRYSMIAN PRYSUN H1Z2Z2-K XLPE de sección 95 mm para tramo entre cuadros DC de nivel I y cuadros DC de nivel II. Cables de Cu PRYSUN H1Z2Z2-K de 3 x 240mm	12,000	185,40	2.224,80
			Cables de cobre PRYSMIAN PRYSUN H1Z2Z2-K XLPE de sección 3 x 240 mm para tramo entre cuadros DC de nivel II y el inversor.			
			0401		32.824,32	32.824,32
0402	Capítulo		CABLEADO AC		4.084,00	4.084,00
040201	Partida	m	Cables de Cu PRYSUN H1Z2Z2-K de 4x185mm	6,000	193,00	1.158,00
040202	Partida	m	Cables de cobre PRYSMIAN PRYSUN H1Z2Z2-K XLPE de sección 4 x 185 mm para tramo entre el inversor y el transformador. Cables de Al PRYSMIAN AL HEPZR1 de 50 mm2	220,000	13,30	2.926,00
			Cables para la línea de alta tensión de 20 kV de 50mm2 de sección por fase.			
			0402		4.084,00	4.084,00
0403	Capítulo		ELEMENTOS PUESTA A TIERRA		3.119,10	3.119,10
040301	Partida	m	Cable de cobre desnudo de 25 mm2	1.440,000	1,72	2.476,80
040302	Partida	Ud	Cable de cobre desnudo de 25 mm2 de General Cable para malla de puesta a tierra. Electrodos tipo pica	30,000	21,41	642,30
			Electrodos de puesta a tierra en formato de picas de acero cobreado. Dimensiones: 14mm sección y 2,5m de longitud.			
			0403		3.119,10	3.119,10
			04		40.027,42	40.027,42
05	Capítulo		EDIFICACIÓN Y ESTRUCTURAS MODULARES		47.243,22	47.243,22
0501	Partida	Ud	Módulo prefabricado de Módulos Arco I	3,000	3.760,00	11.280,00
0502	Partida	Ud	Módulo prefabricado con ventilación, estructuración y materiales aptos para la instalación de los cuadros de protección DC de nivel I. Módulo prefabricado de Módulos Arco Tipo II	3,000	3.760,00	11.280,00

0504	Partida	Ud	Módulo de recubrimiento de hormigón preparado Ormazábal PFU 66-27 para la instalación de Cuadros de nivel II, equipos de protección e Inversor	2,000	5.848,98	11.697,96
			Módulo Ormazábal PFU-4 con Transformador			
0503	Partida	Ud	Módulo para situación del Transformador de Aceite WEG y las Celdas MT de Fase I, específicamente 2 de línea y 1 de protección.	1,000	6.492,63	6.492,63
			Módulo Ormazábal PFU-3 con Transformador			
0505	Partida	Ud	Módulo para situación del Transformador de Aceite WEG y las Celdas MT de Fase I, específicamente 1 de línea y 1 de protección.	1,000	6.492,63	6.492,63
			Módulo Ormazábal PFU-4 sin Transformador			
			Módulo sin zócalo para el transformador de Aceite WEG, dedicado especialmente para las Celdas de MT de Fase II para derivar directamente a red de distribución.			
			05		47.243,22	47.243,22
06	Capítulo		CANALIZACIONES		44.483,30	44.483,30
0601	Partida	m	Rejiband 35 x 100	4.000,000	8,22	32.880,00
			Rejiband 35 x 100 de Pensa con Electrozincado y resistencia a la corrosión de Nivel 3.			
0602	Partida	m	Rejiband 35 x 150	12,000	11,69	140,28
			Rejiband 35 x 150 de Pensa con Electrozincado y resistencia a la corrosión de Nivel 3.			
0603	Partida	m	Rejiband 35 x 200	240,000	12,17	2.920,80
			Rejiband 35 x 200 de Pensa con Electrozincado y resistencia a la corrosión de Nivel 3.			
0604	Partida	Ud	Complementos y anclajes Rejiband	1,000	7.188,22	7.188,22
			Complementos y anclajes Rejiband como uniones y anclajes, se establecerá como el 20% del equivalente en Rejiband.			
0605	Partida	m	Tubo corrugado 50 mm	220,000	0,70	154,00
			Tubo corrugado para el paso de cables subterráneos de MT 20kV.			
0606	Partida	Ud.	Arquetas Tipo Iberdrola	3,000	400,00	1.200,00
			Arquetas fabricadas por la empresa Prefabricados Alberdi, con homologación Iberdrola de hormigón HM-35.			
			06		44.483,30	44.483,30
			PROYECTO TFG		1.536.220,30	1.536.220,30

EL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL ASCIENDE A LAS EXPRESADAS UN MILLÓN QUINIENTOS TREINTA Y SEIS MIL DOSCIENTOS VEINTE EUROS CON TREINTA CÉNTIMOS.

RESUMEN DE PRESUPUESTO:

<u>CAPÍTULO.....</u>	<u>IMPORTE</u>
Capítulo 01. OBRA CIVIL -----	139.788,79 €
Capítulo 02. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS -----	1.044.140,0 €
Capítulo 03. EQUIPOS ELÉCTRICOS -----	220.537,57 €
Capítulo 04. CABLEADO -----	40.027,26 €
Capítulo 05. EDIFICACIÓN Y ESTRUCTURAS MODULARES-----	47.243,22 €
Capítulo 06. CANALIZACIONES -----	44.483,30,58 €
TOTAL DE PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL -----	1.536.220,30 €

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de UN MILLÓN QUINIENTOS TREINTA Y SEIS MIL DOSCIENTOS VEINTE UROS CON TREINTA CÉNTIMOS.

13,00 % de Gastos Generales -----	199.708,6 €
6,00 % de Beneficio Industrial-----	92.173,218€
SUMA 1.828.102,118 €	
21,00 % IVA -----	383.901,44 €
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA 2.212.003.56 €	

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de DOS MILLONES DOSCIENTOS DOCE MIL TRES EUROS CON CINCUENTA Y SEIS CÉNTIMOS.

6.PLANOS

En este apartado se adjuntan los planos de diferentes elementos que forman parte de la instalación siendo realizados mediante los programas Autodesk AutoCAD y Autodesk Inventor.

ÍNDICE DE PLANOS:

1.1. Plano de situación nacional.

1.2. Plano situación específico

1.3. Plano de vial específico

1.4. Plano de sección de vial específico.

1.5. Planos generales central:

1.5.1. Plano base central

1.5.2. Plano cableado BT casetas.

1.5.3. Plano de Puesta a Tierra

1.6. Esquema Cableado Casetas

1.7. Planos para zanjas:

1.7.1. Rejiband 35x100

1.7.2. Rejiband 35x100 (240 mm2)

1.7.3. Rejiband 35x150

1.7.4. Rejiband 35x200

1.7.5. Plano de cableado entubado 20 kV

1.8. Esquema unifilar conjunto.

1.9. Planos de módulos prefabricados:

1.9.1. Plano de conjunto orientativo Módulos Arco (DC I)

1.9.2. Plano de medidas orientativo Módulos Arco (DC I)

1.9.3. Plano de conjunto orientativo Módulos Arco (DC II-Inversor)

1.9.4. Plano de medidas orientativo Módulos Arco (DC II-Inversor)

1.9.5. Plano orientativo caseta PFU-3 (Conjunto 3)

1.9.6. Plano orientativo caseta PFU-4 (Conjunto 1 y 2)

1.9.7. Plano orientativo caseta PFU-4 (Celdas MT-Red)

1.10. Planos estructura del panel:

1.10.1. Plano apoyo panel

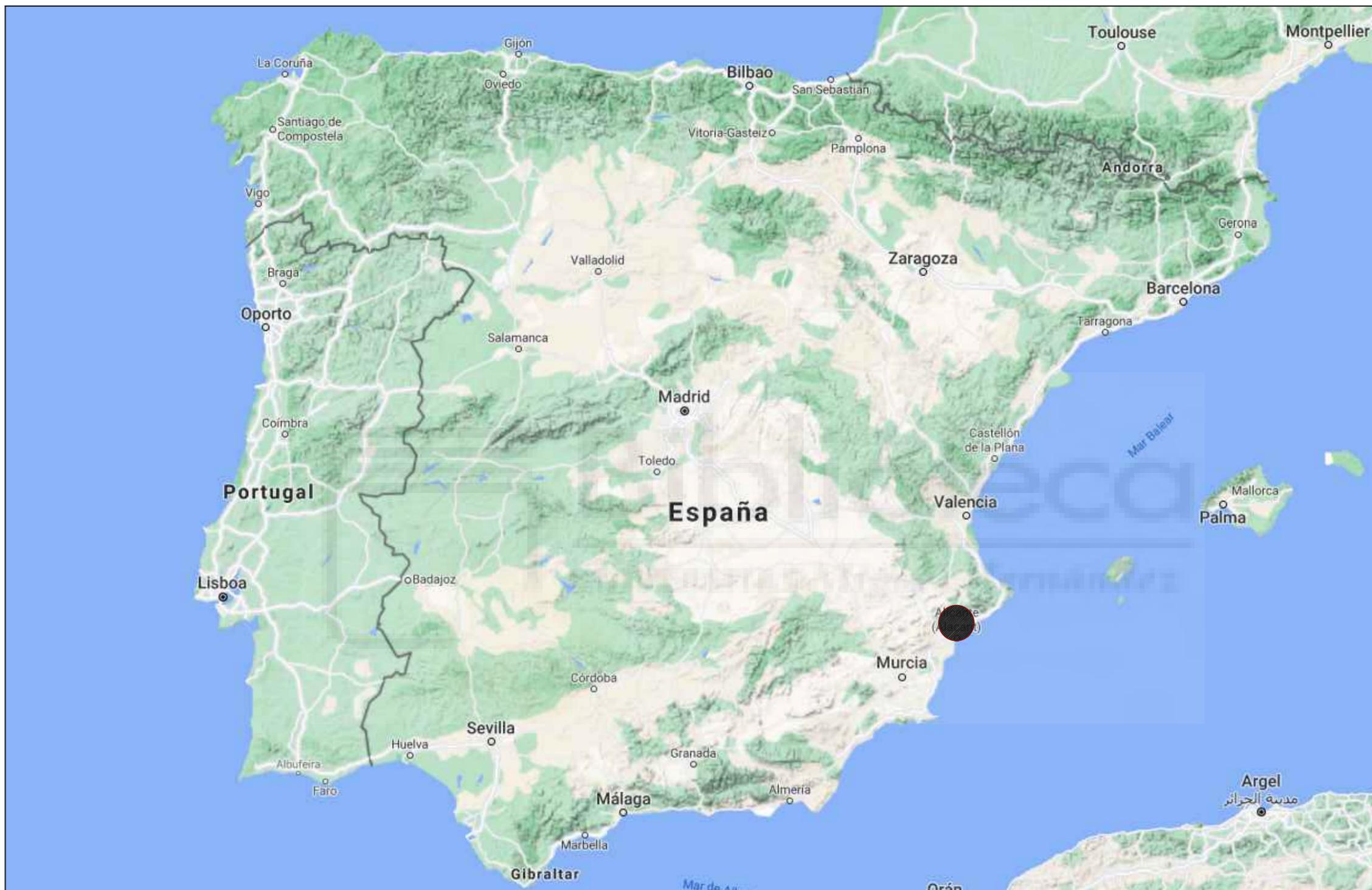
1.10.2. Pilar delantero estructura.

1.10.3. Pilar trasero estructura.

1.10.4. Plano de conjunto unión zapata.

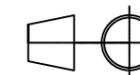
1.10.5. Plano dimensional zapata de hormigón.





AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

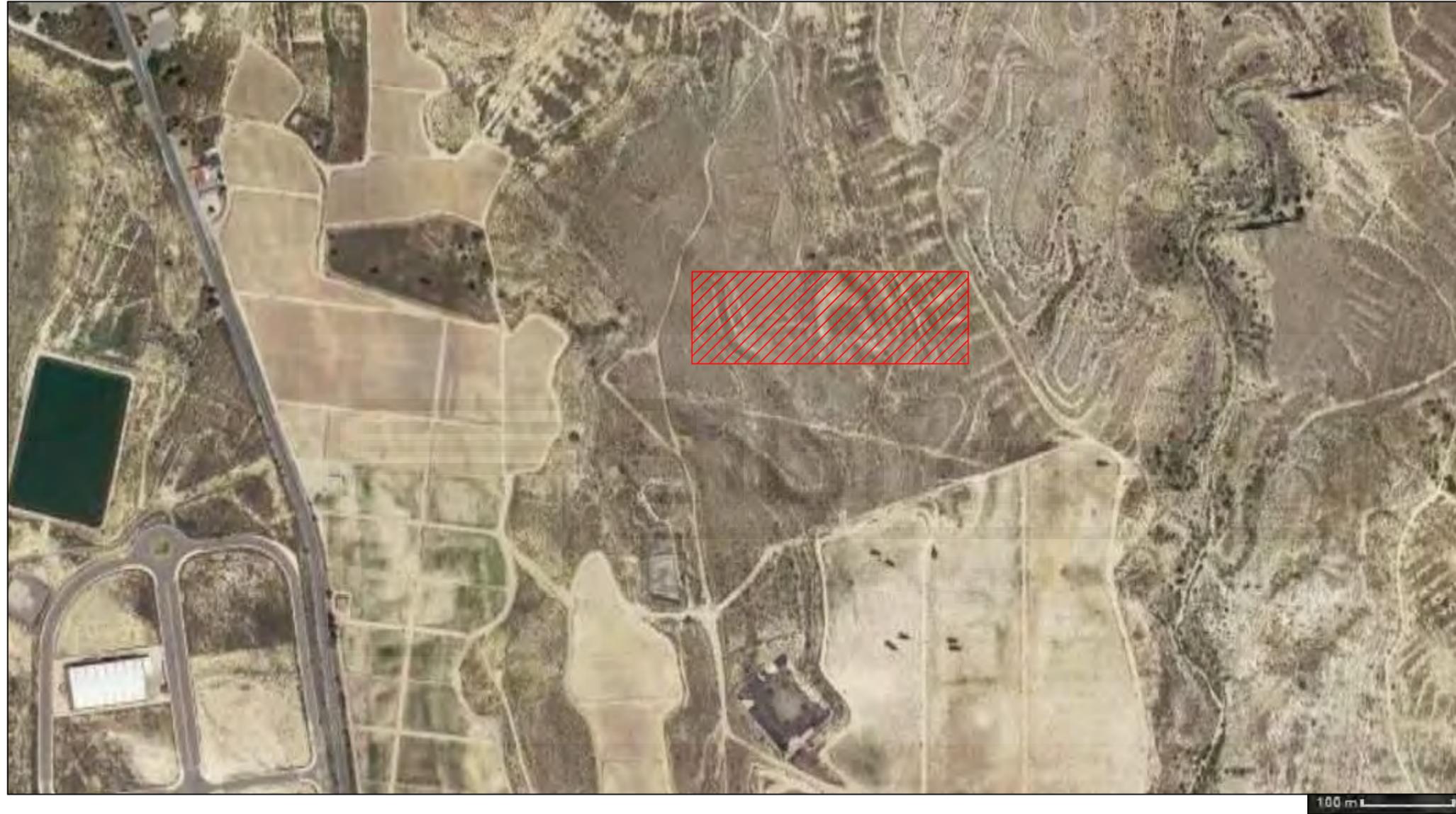
FECHA: 13/07/2021



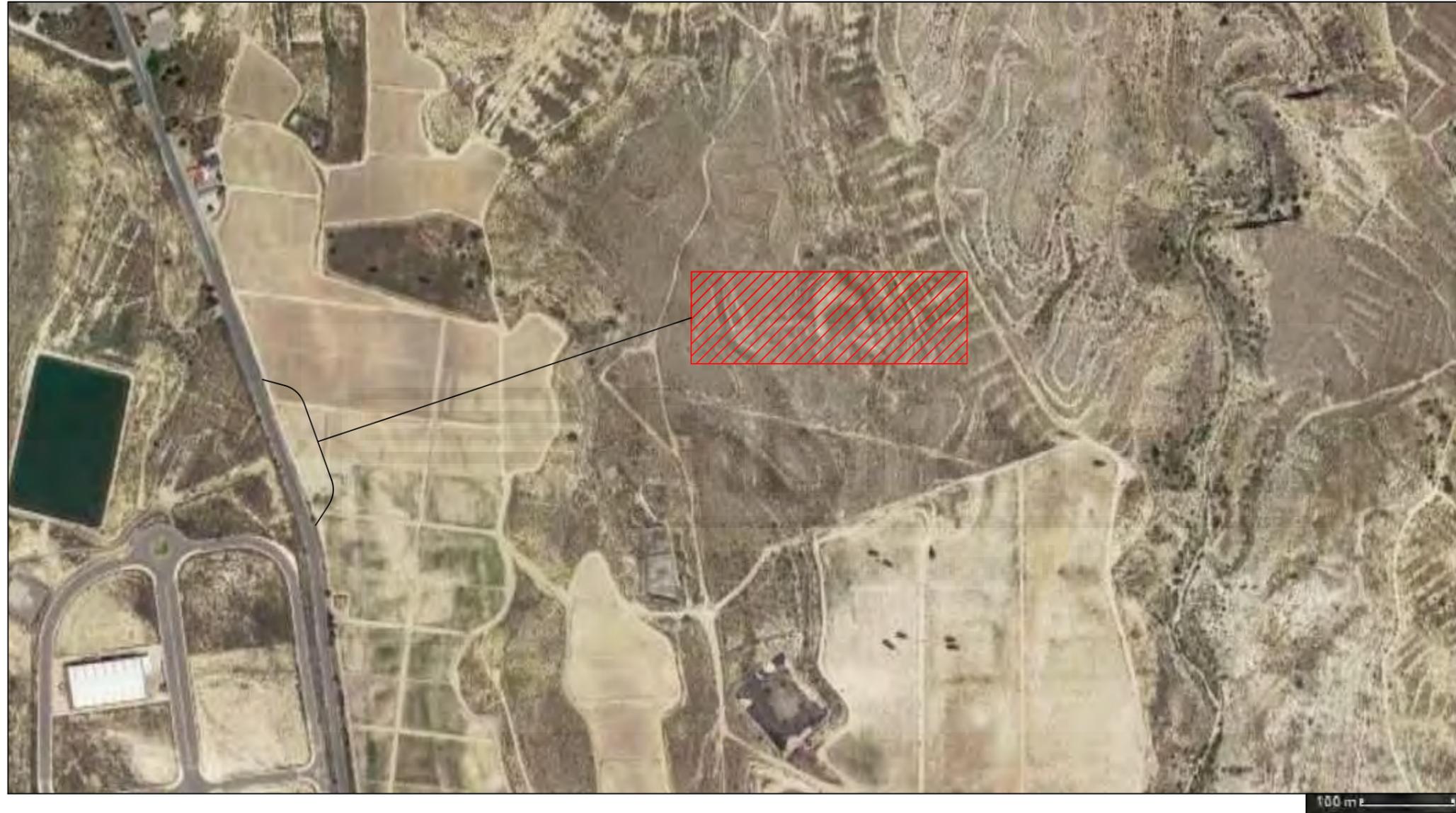
PLANO DE SITUACIÓN
NACIONAL

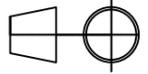
PLANO:
1.1

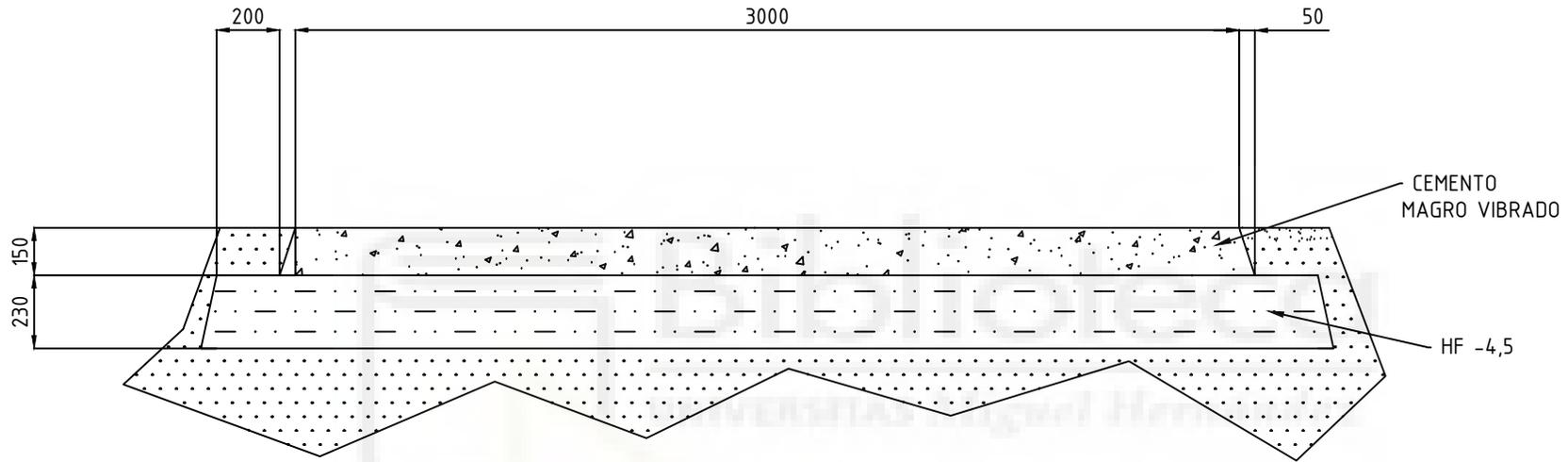
ESCALA:
--



AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA		FECHA: 13/07/2021	
	PLANO DE SITUACIÓN ESPECÍFICO		PLANO: 1.2
			ESCALA: 1:40



<p>VIAL</p>  <p>INSTALACIÓN</p>	AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA	FECHA: 13/07/2021	
		PLANO DE VIAL ESPECÍFICO	PLANO: 1.3



AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

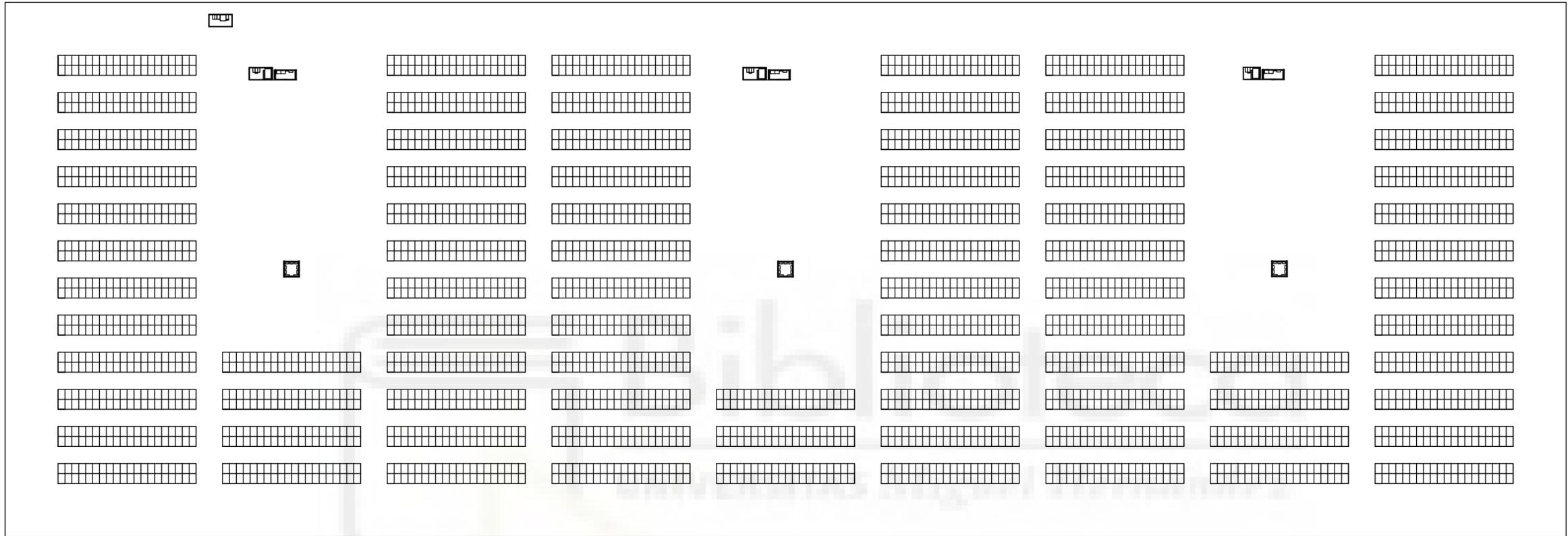
FECHA: 13/07/2021

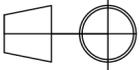


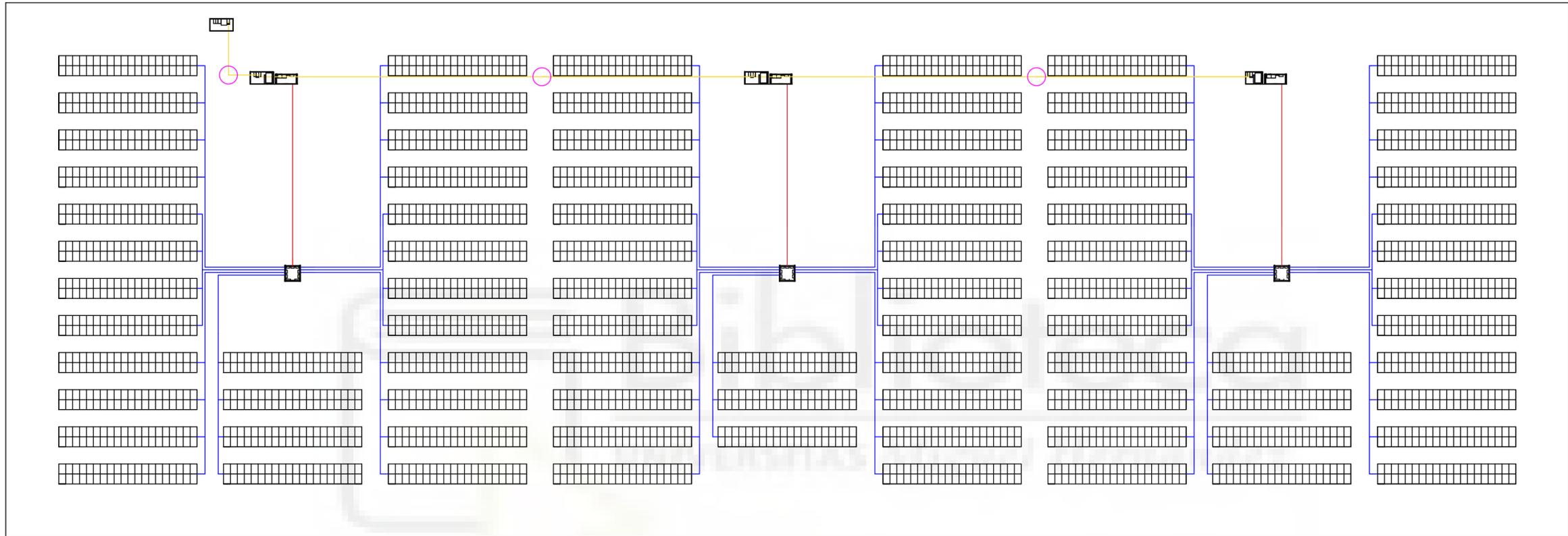
PLANO DE SECCIÓN
VIAL ESPECÍFICO

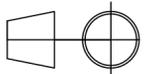
PLANO:
1.4

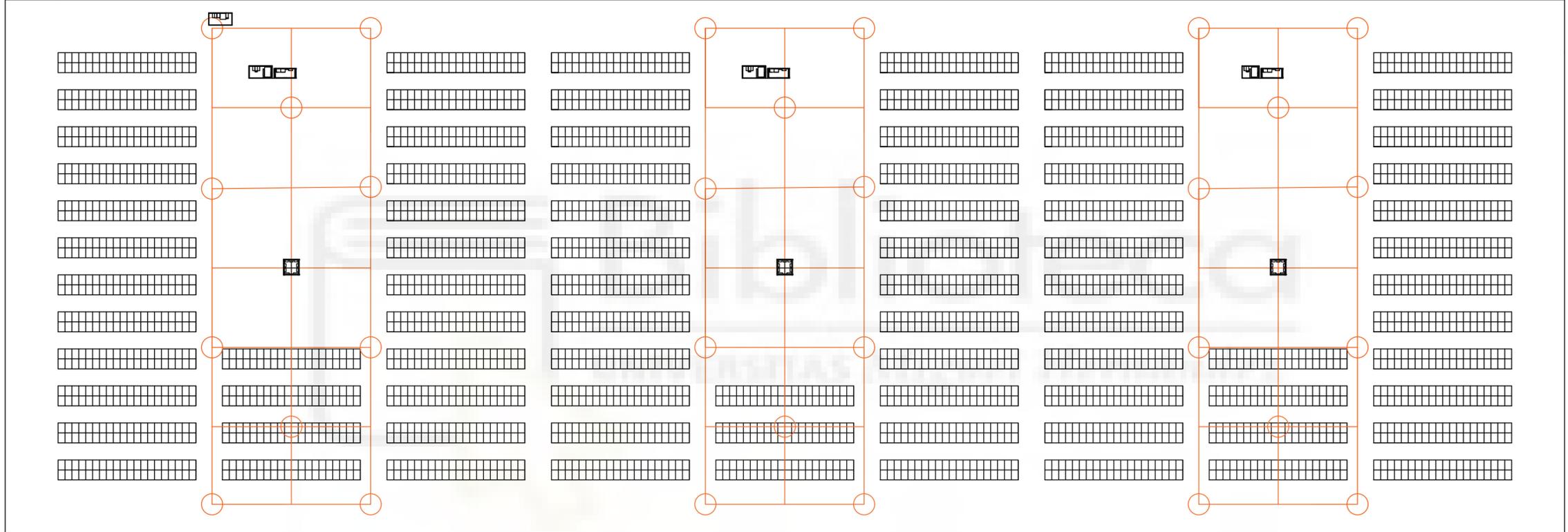
ESCALA:
1:20



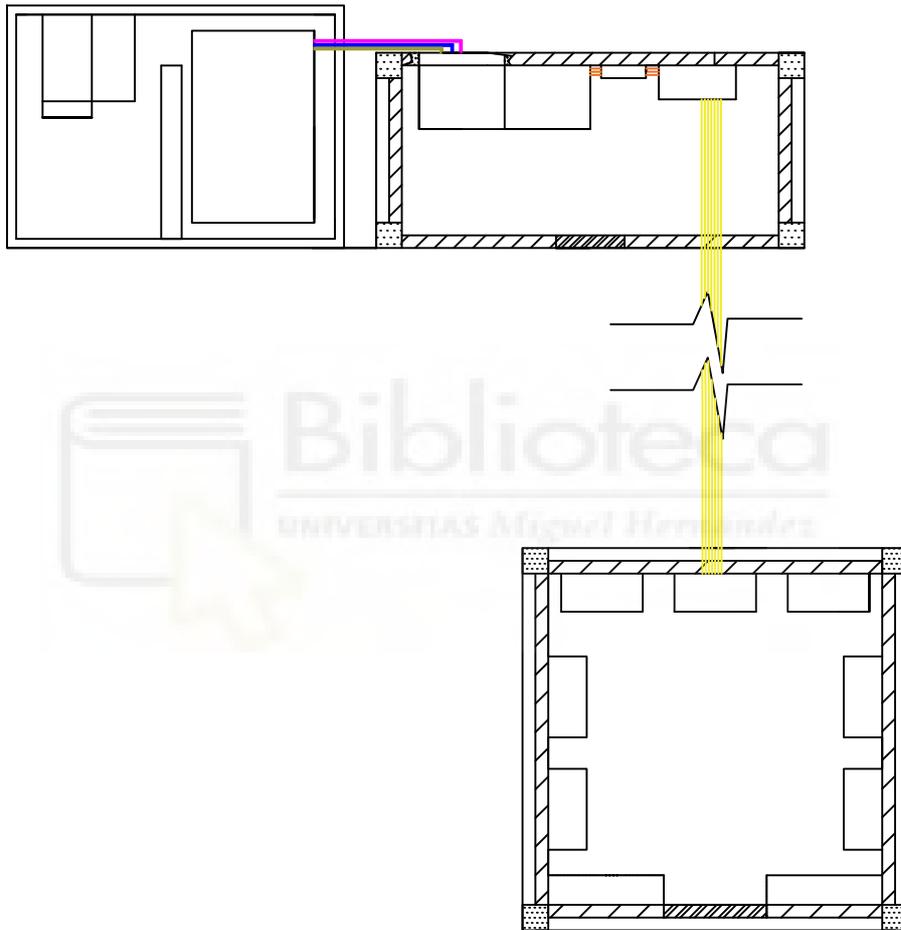
AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA		FECHA: 13/07/2021	
 UNIVERSITAS <i>Miguel Hernández</i>	PLANO BASE CENTRAL		PLANO: 1.5.1
			ESCALA: 1:600



 Arquetas MT 20 kV	 Cableado Módulos - Cuadro DC  Cableado 3F Bajo Tubo (20kV)  Cableado Cuadro DC - Inversor	 Cuadros DC Niv. I  Conjunto DC-AC	 Trafo-MT PFU 4  Trafo-MT PFU 3  Celdas MT RED PFU 4	AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA	FECHA: 13/07/2021	
 UNIVERSITAS <i>Miguel Hernández</i>				<h1 style="margin: 0;">PLANO CABLEADO BASE CENTRAL</h1>		PLANO: 1.5.2 ESCALA: 1:600

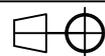


<p>  Cableado Puesta a Tierra  Electrodo tipo pica </p>	<p>AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA</p>	<p>FECHA: 13/07/2021</p>	
		<p>PLANO DE PUESTA A TIERRA</p>	<p>PLANO: 1.5.3 ESCALA: 1:600</p>



AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

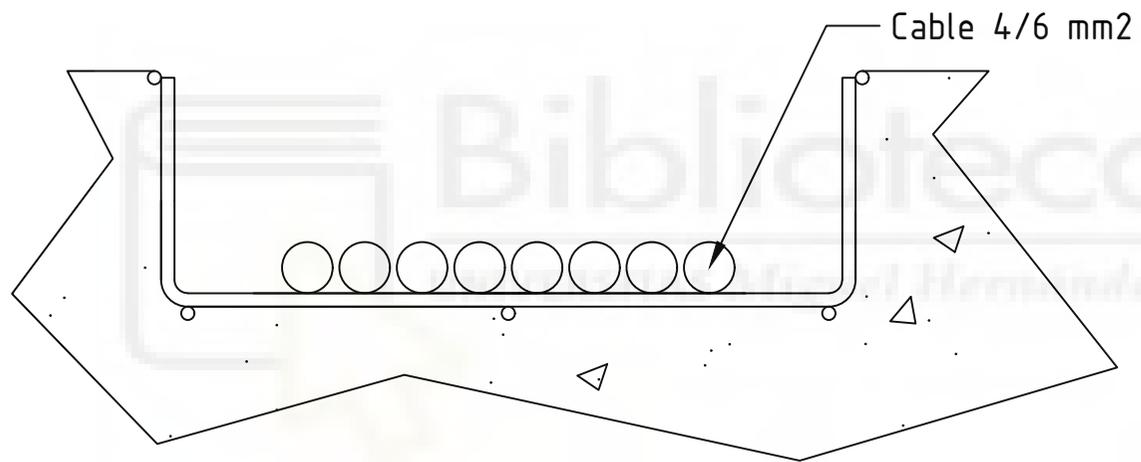
FECHA: 13/07/2021



ESQUEMA CABLEADO BT
CASSETAS (DCI-DCII-INV-TRAF0)

PLANO:
1.6

ESCALA:
1:50



AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

FECHA: 13/07/2021

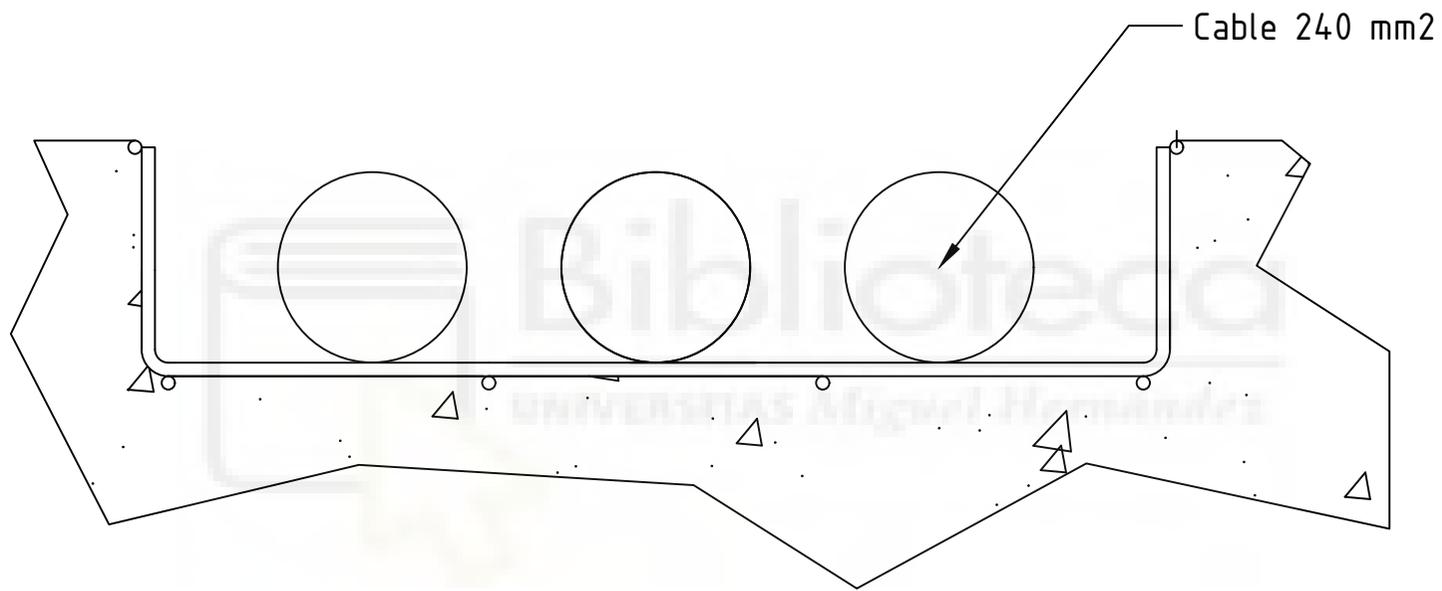


UNIVERSITAS
Miguel Hernández

PLANO REJIBAND
35 x 100 mm² (8 x 4/6 mm²)

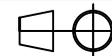
PLANO:
1.7.1

ESCALA:
1:1



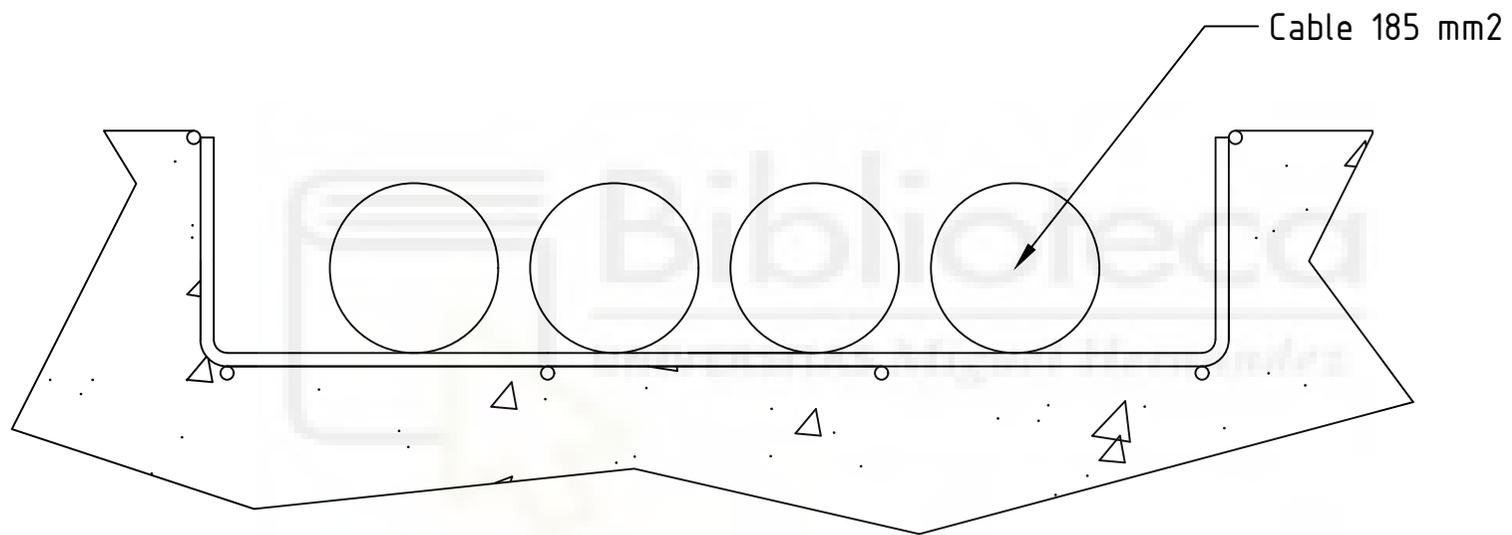
AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

FECHA: 13/07/2021



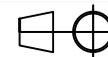
PLANO REJIBAND
35 X 100 mm (3 x 240 mm²)

PLANO:
1.7.2
ESCALA:
1:1



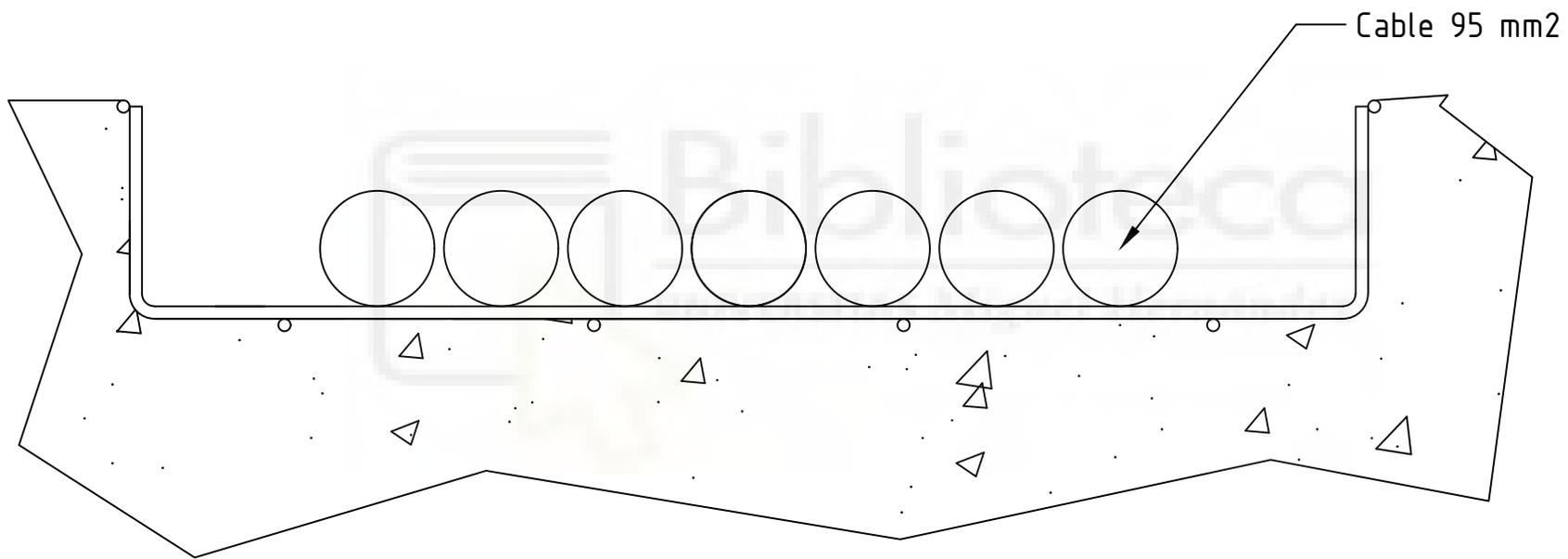
AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

FECHA: 13/07/2021



PLANO REJIBAND
35 X 150 mm (4 x 185 mm²)

PLANO:
1.7.3
ESCALA:
1:1



AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

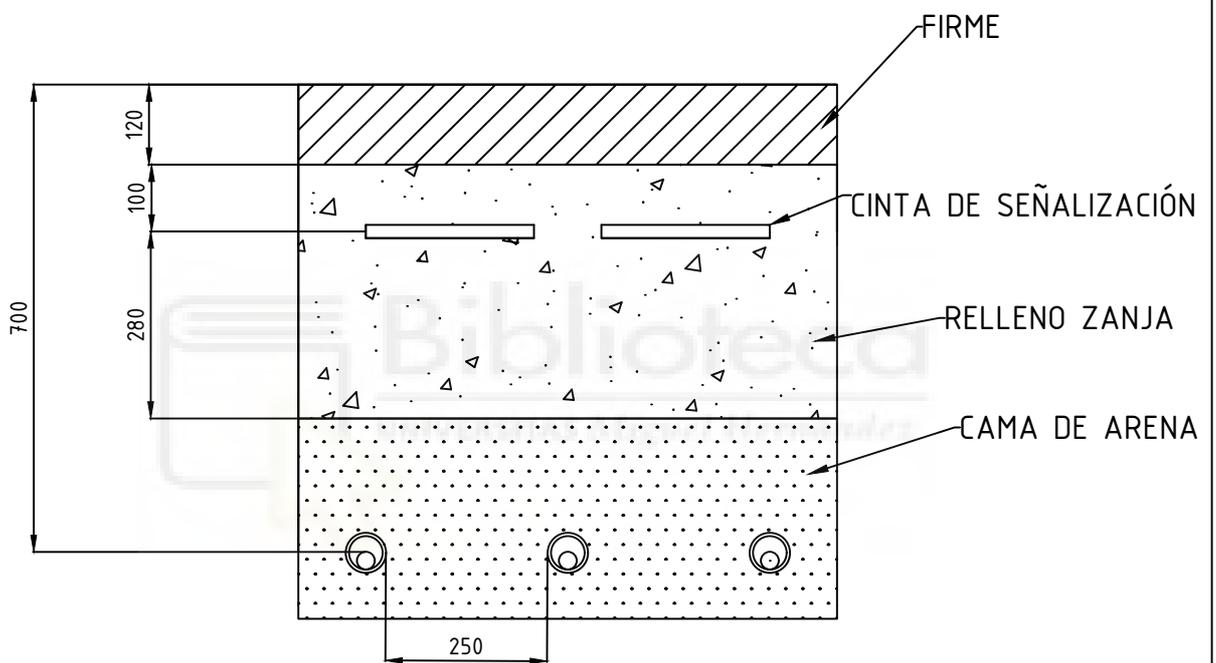
FECHA: 13/07/2021



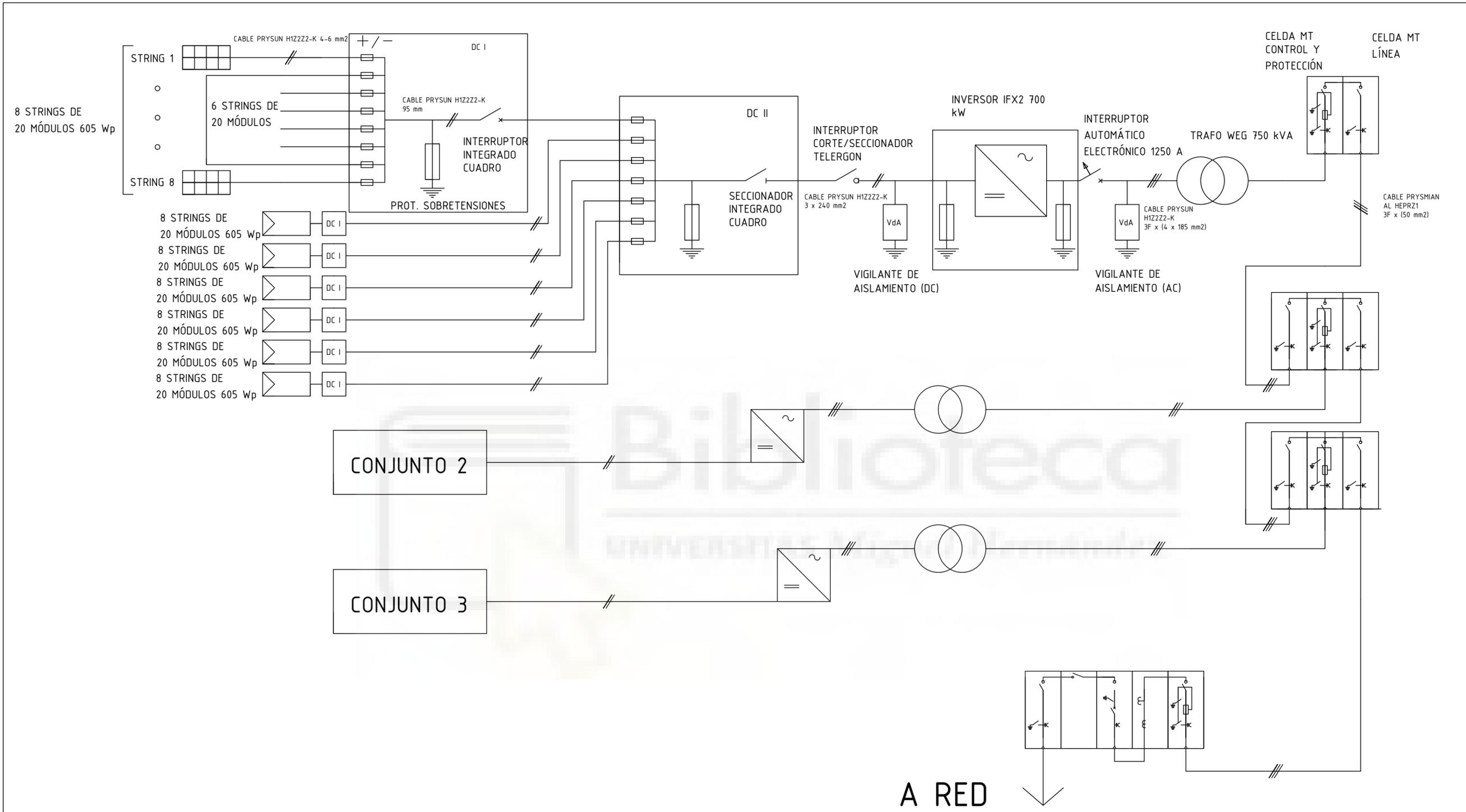
PLANO REJIBAND
3 x 200 mm (7 x 95 mm²)

PLANO:
1.7.4

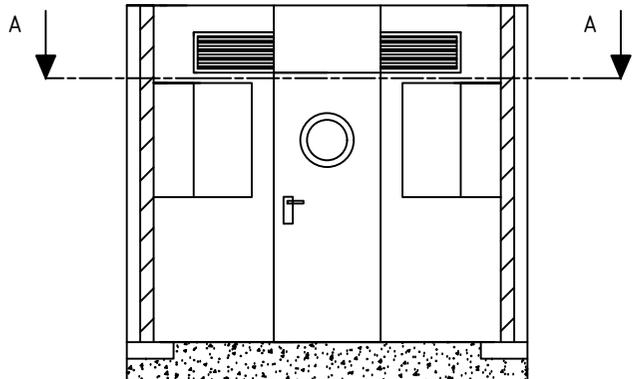
ESCALA:
1:1



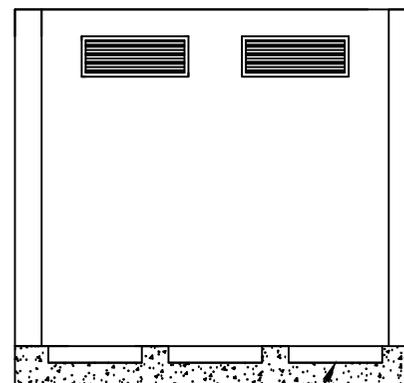
AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA		FECHA: 13/07/2021	
 UNIVERSITAS Miguel Hernández	PLANO CABLEADO ENTUBADO 20 kV		PLANO: 1.7.5
			ESCALA:



AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA		FECHA: 13/07/2021	
UNIVERSITAS Miguel Hernández	ESQUEMA UNIFILAR CONJUNTO		PLANO: 1.8
			ESCALA: --

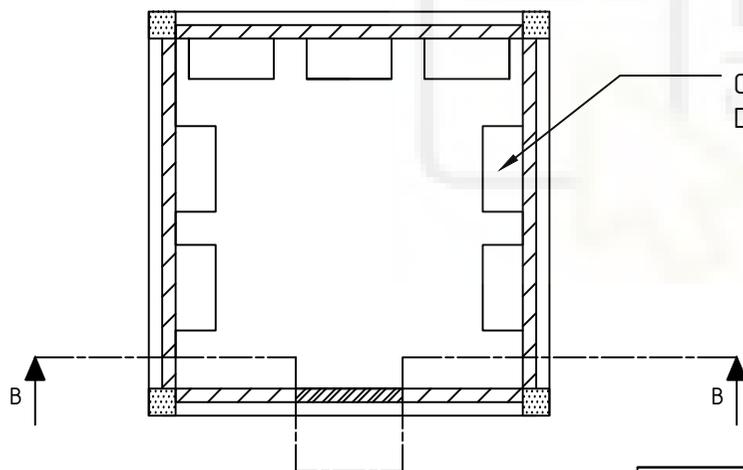


B-B



ENTRADA/SALIDA CABLEADO

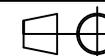
CUADROS DE PROTECCIÓN
DE NIVEL I



A-A

AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

FECHA: 13/07/2021

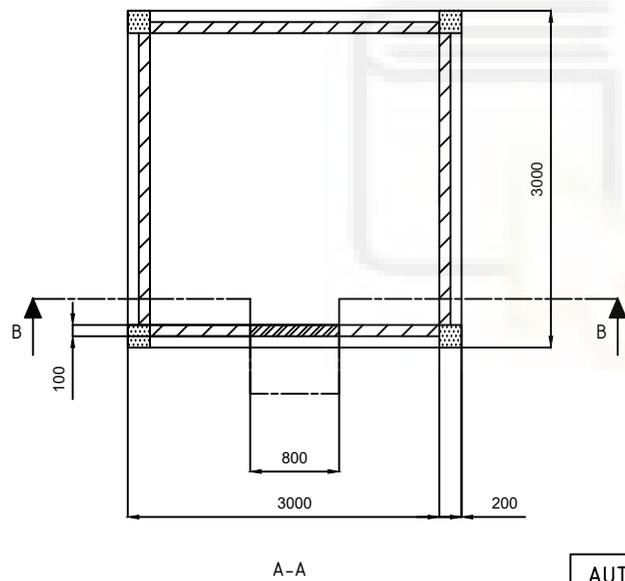
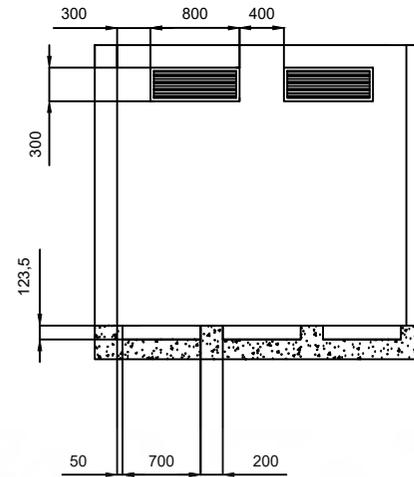
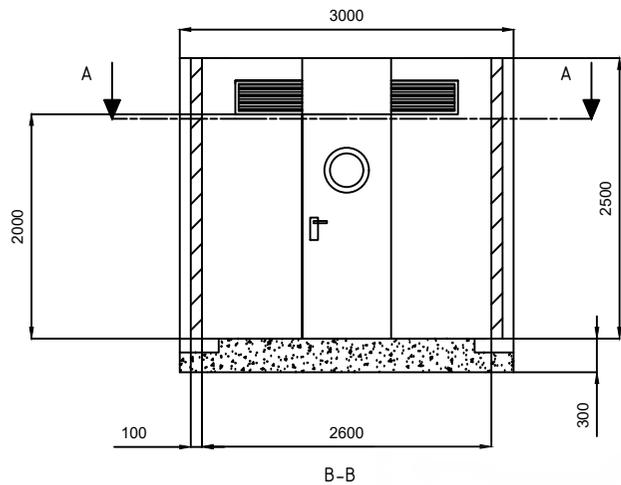


UNIVERSITAS
Miguel Hernández

PLANO CONJUNTO ORIENTATIVO
MODULOS ARCO (DC I)

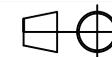
PLANO:
1:9.1

ESCALA:
1:40



AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

FECHA: 13/07/2021

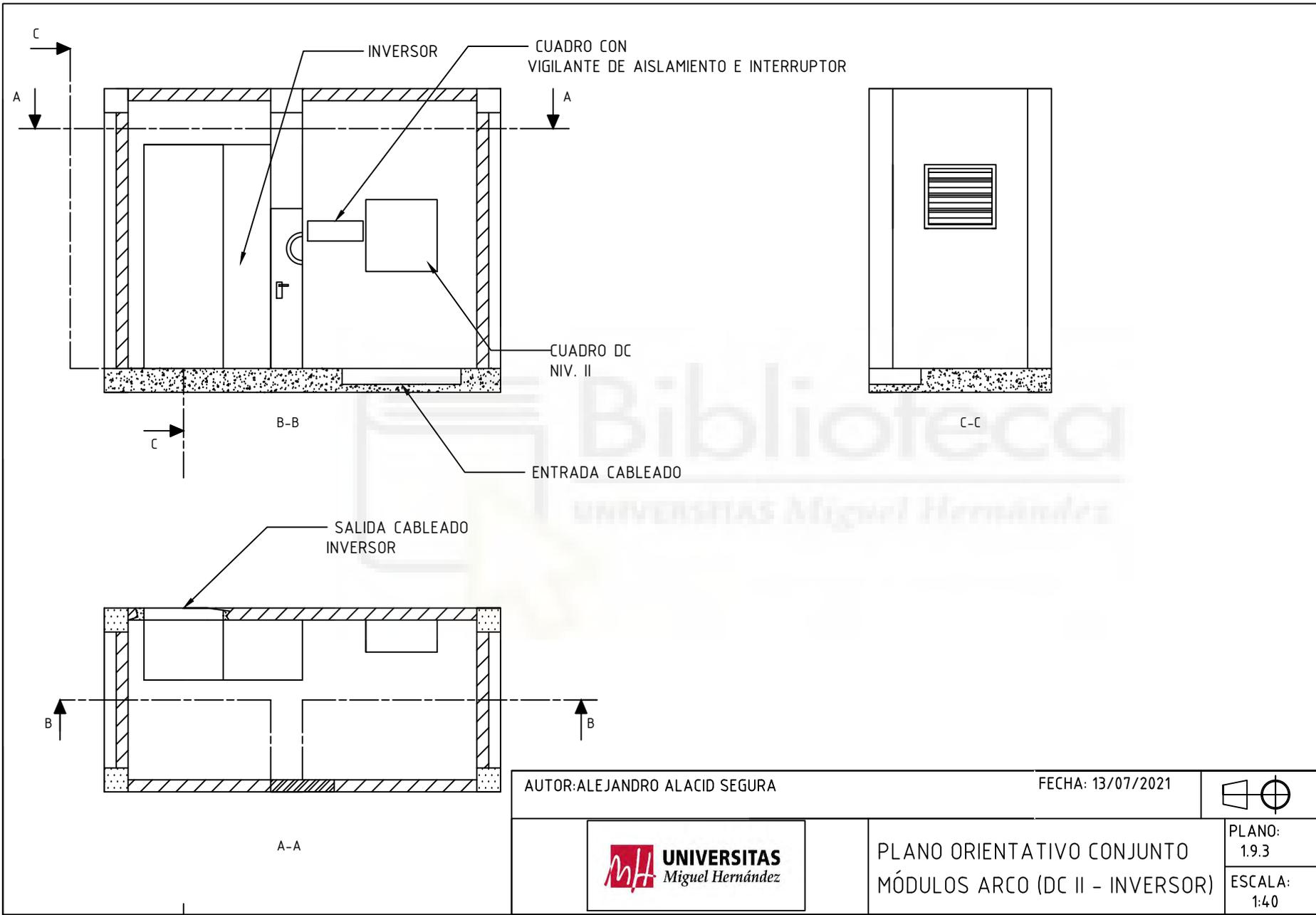


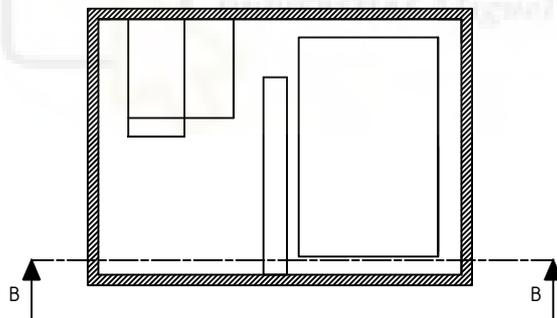
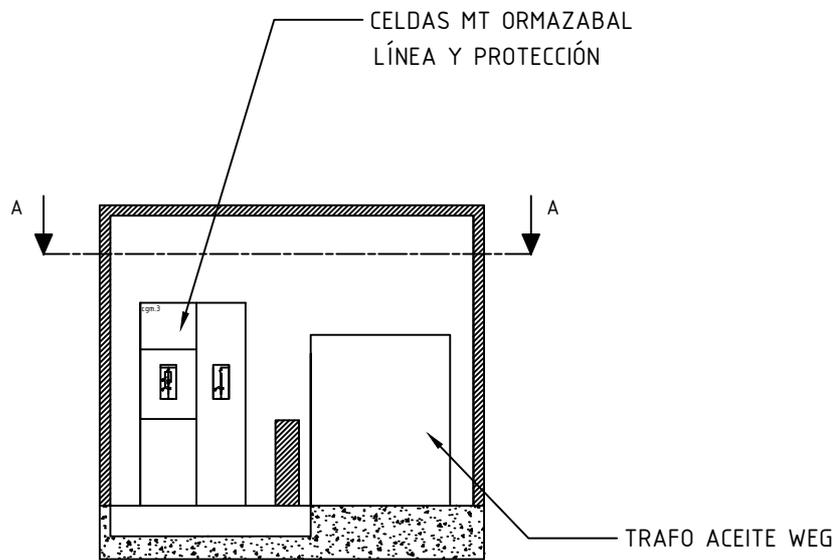
UNIVERSITAS
Miguel Hernández

PLANO MEDIDA ORIENTATIVO
MODULOS ARCO (DC I)

PLANO:
1.9.2

ESCALA:
1:60





AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

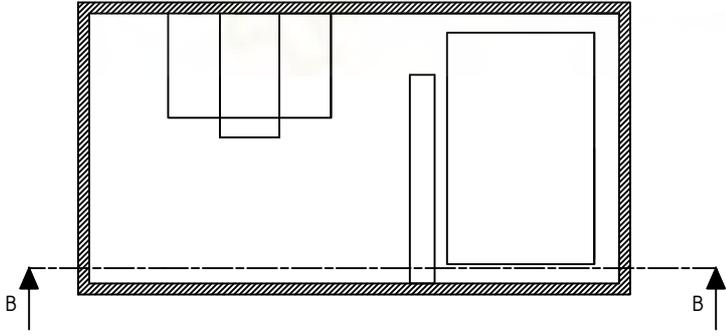
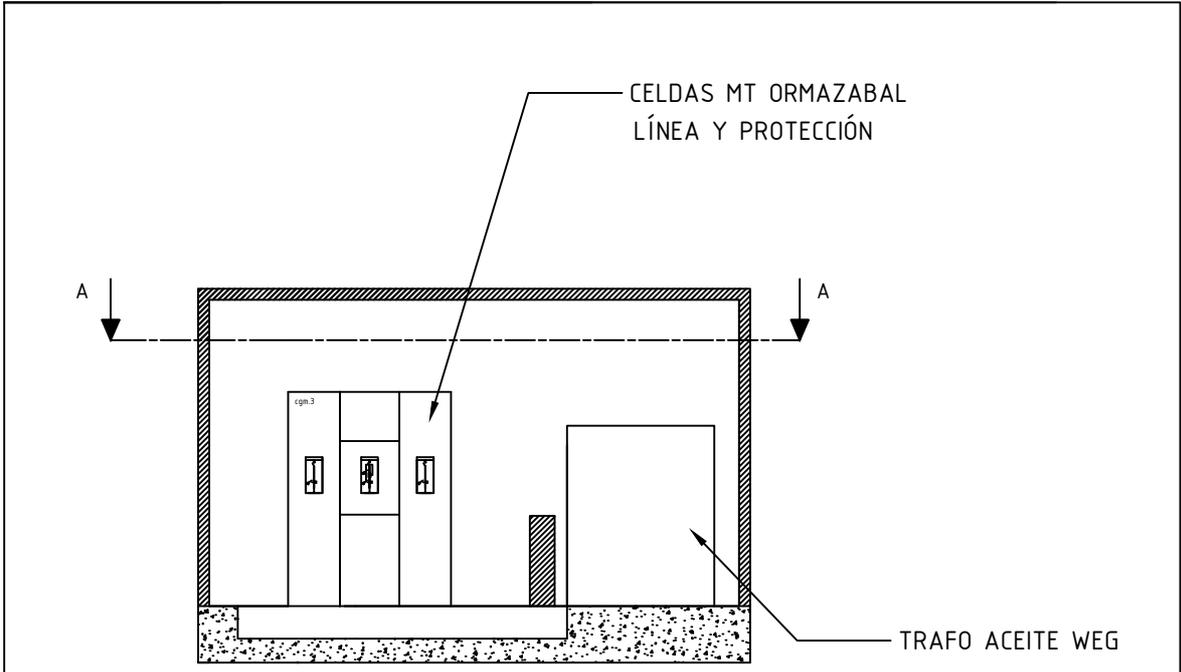
FECHA: 13/07/2021



PLANO ORIENTATIVO
CASETA PFU-3 (C3)

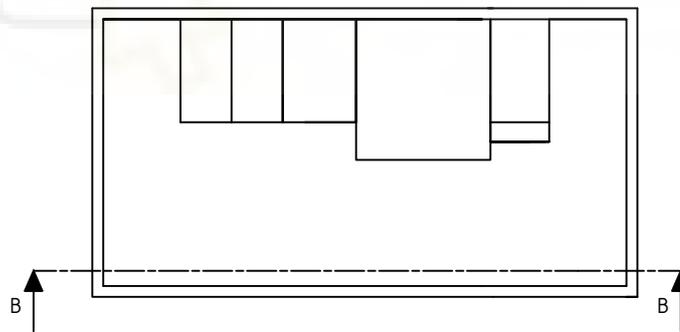
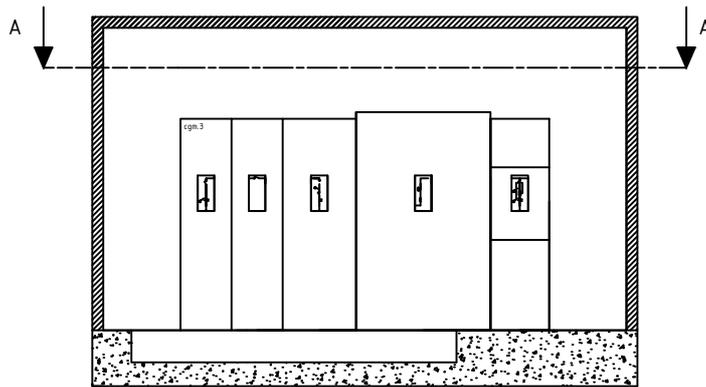
PLANO:
1:9.5

ESCALA:
1:50



×C1 Y C2 SE CORRESPONDE CON CONJUNTO 1 Y 2

AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA	FECHA: 13/07/2021	
	PLANO ORIENTATIVO CASETA PFU-4 C1 Y C2(x)	PLANO: 1.9.6 ESCALA: 1:50



AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

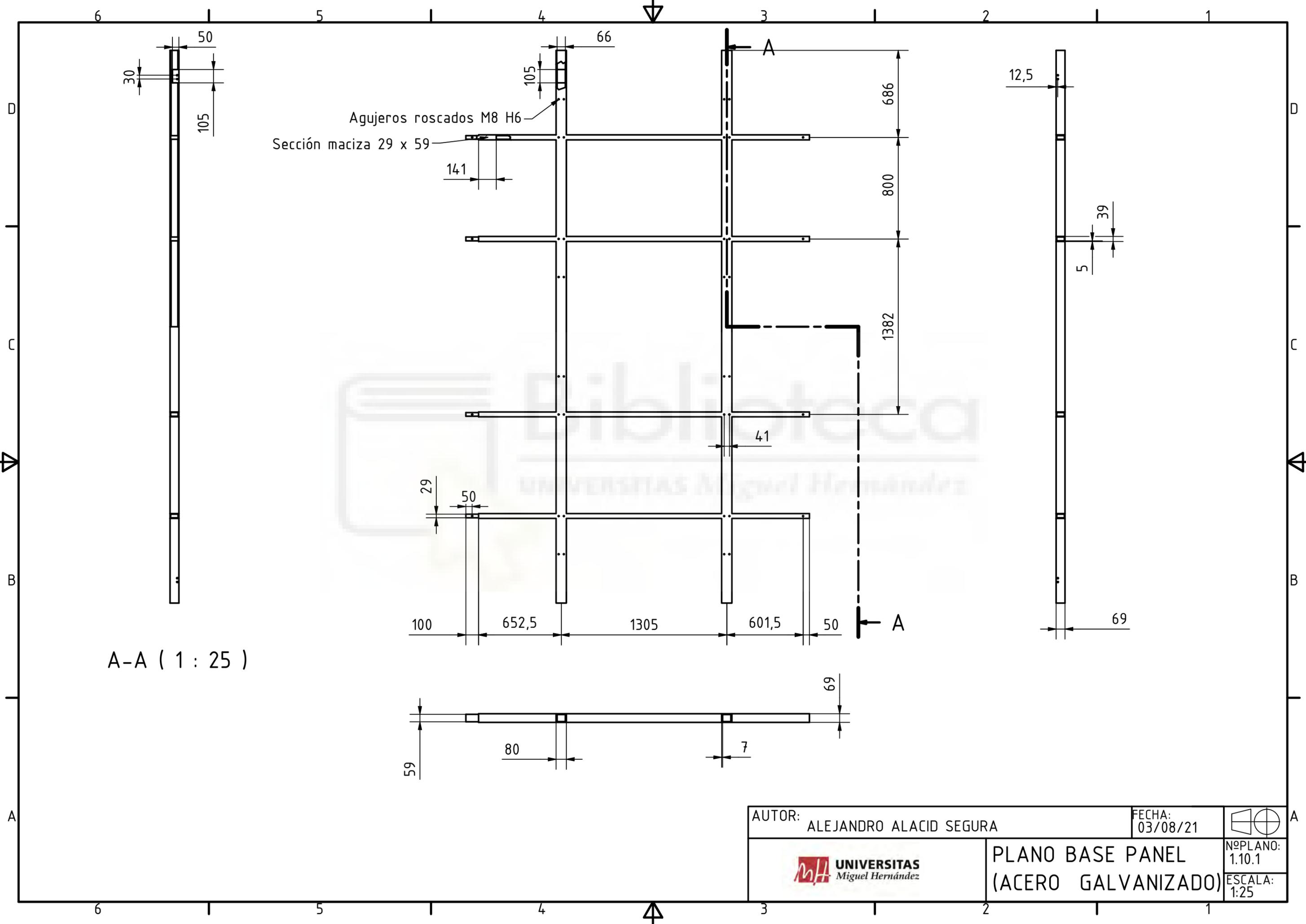
FECHA: 13/07/2021



PLANO ORIENTATIVO
CASETA PFU-4 (MT-RED)

PLANO:
1.9.7

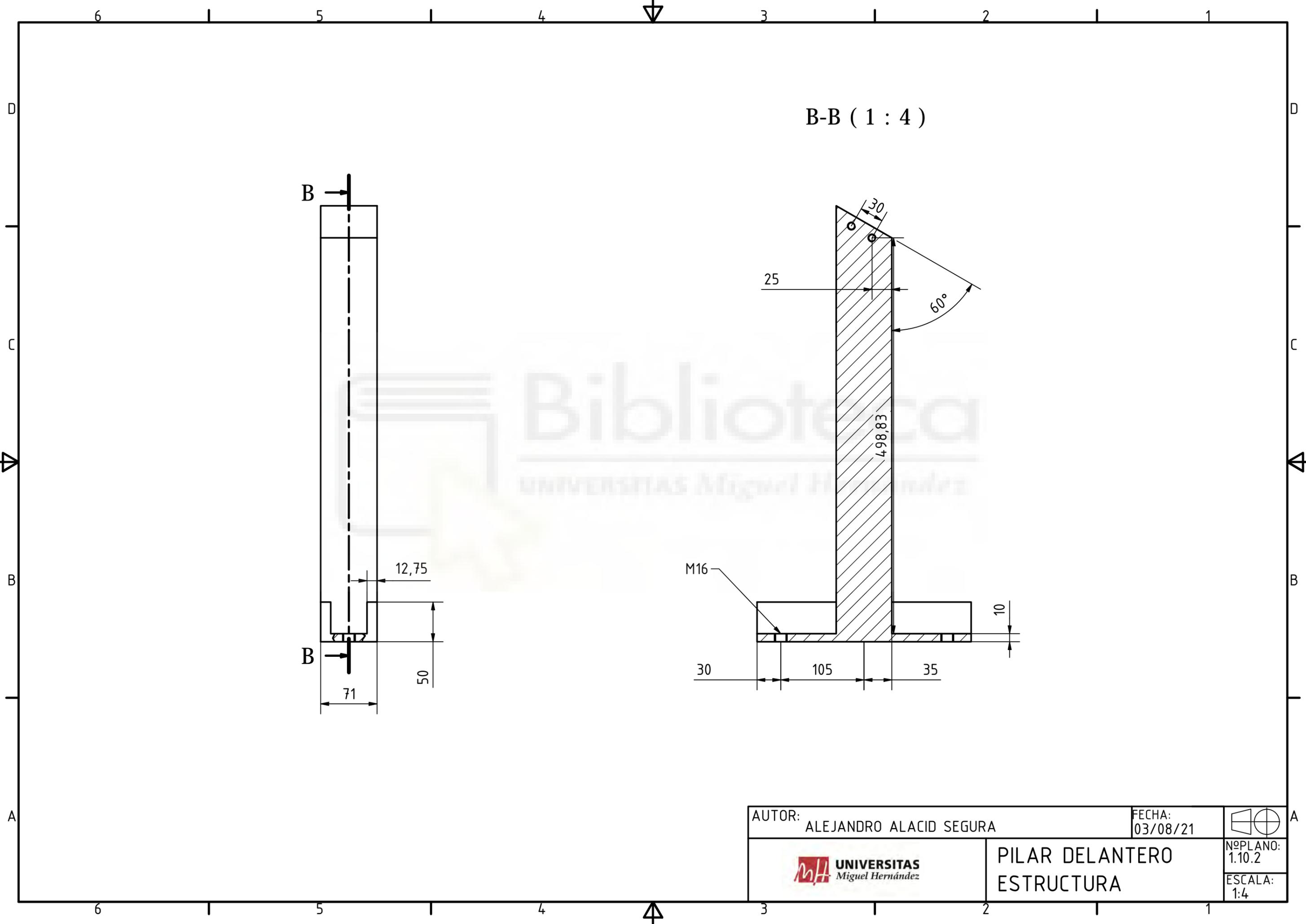
ESCALA:
1:50



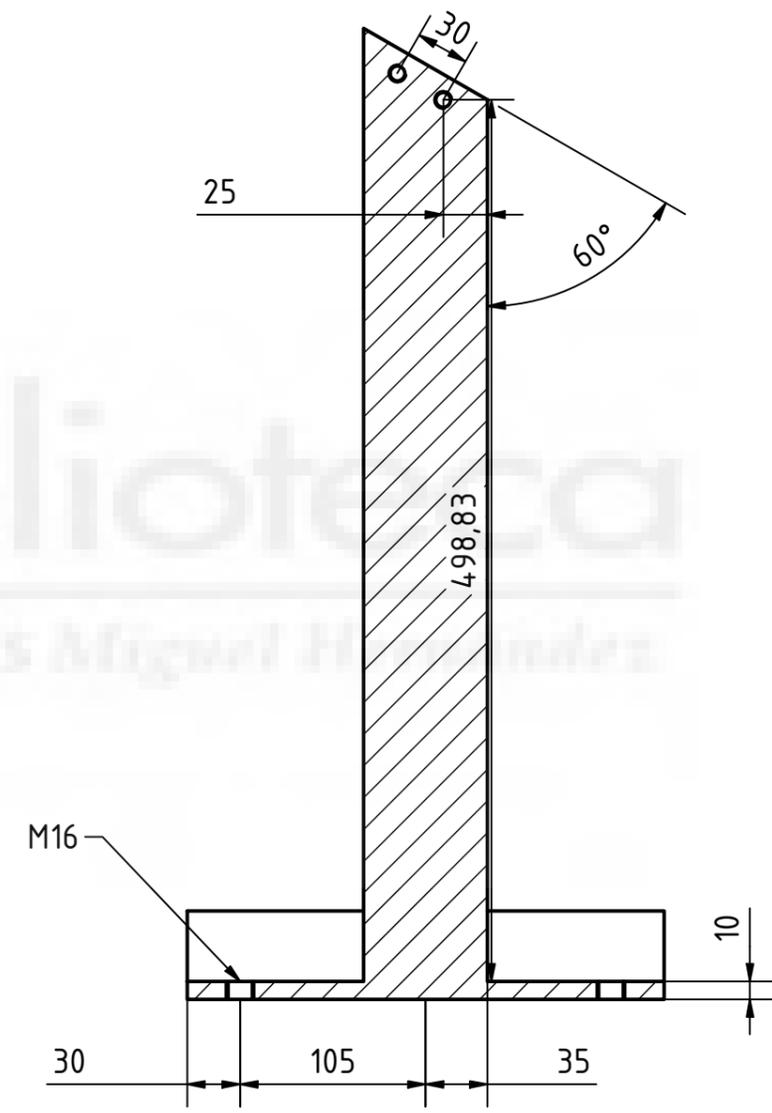
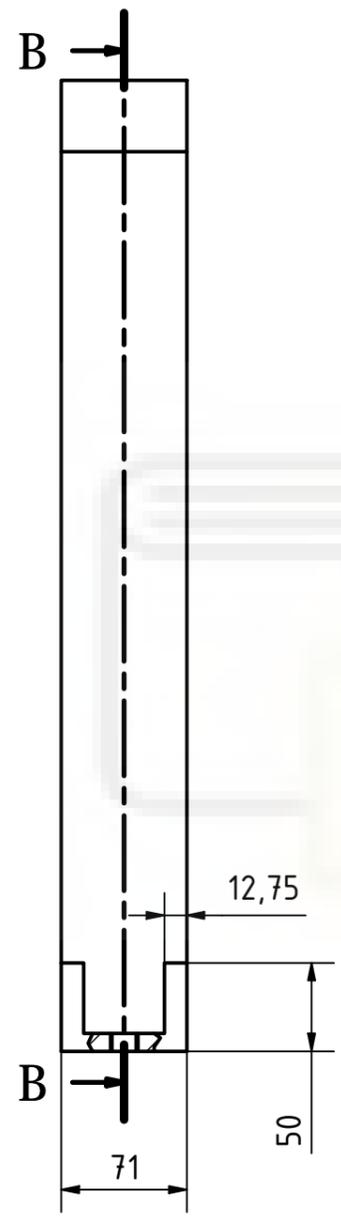
Agujeros roscados M8 H6
 Sección maciza 29 x 59

A-A (1 : 25)

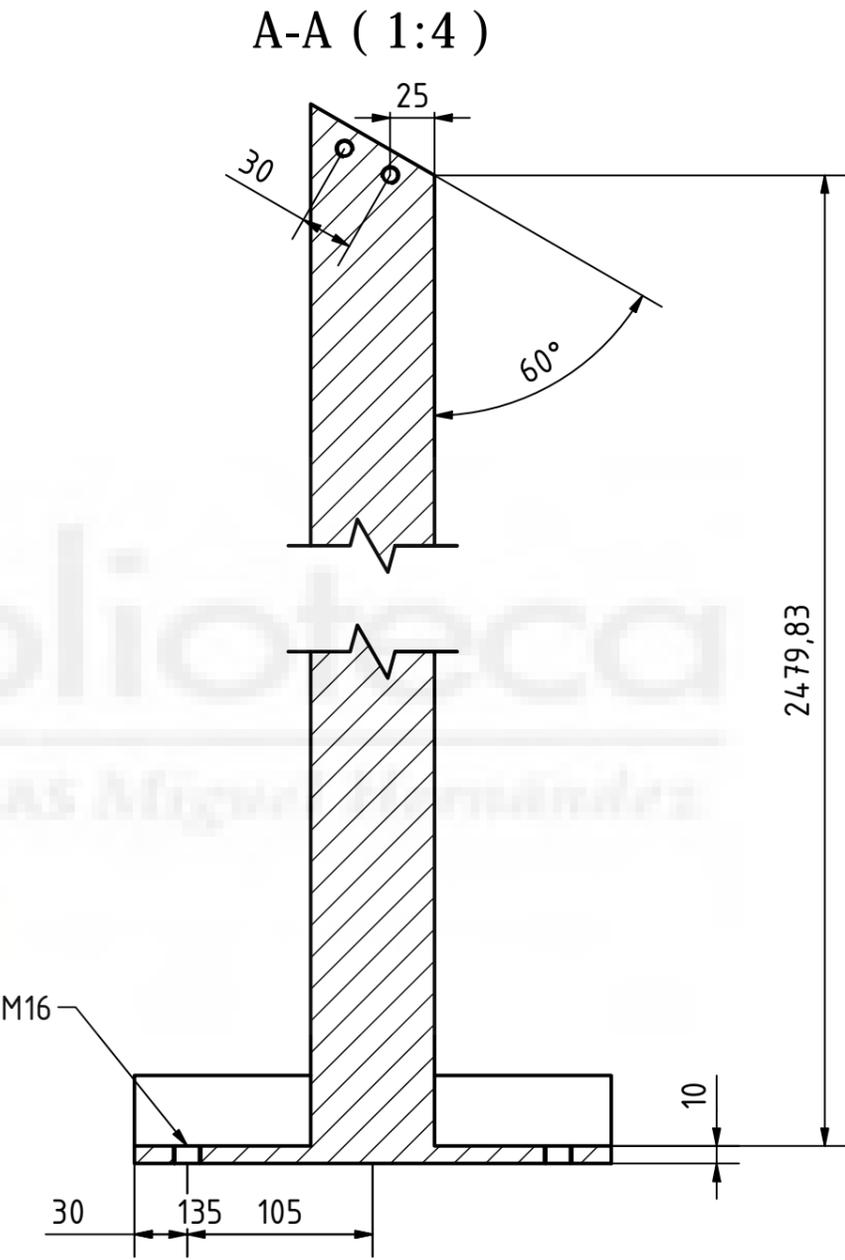
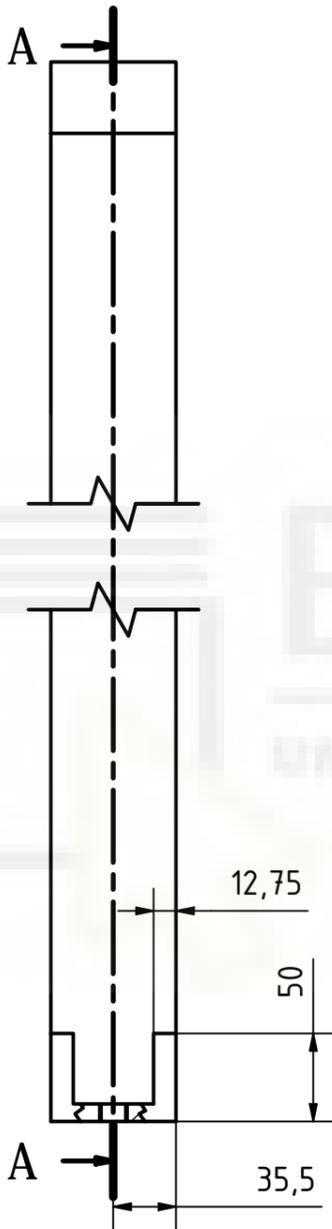
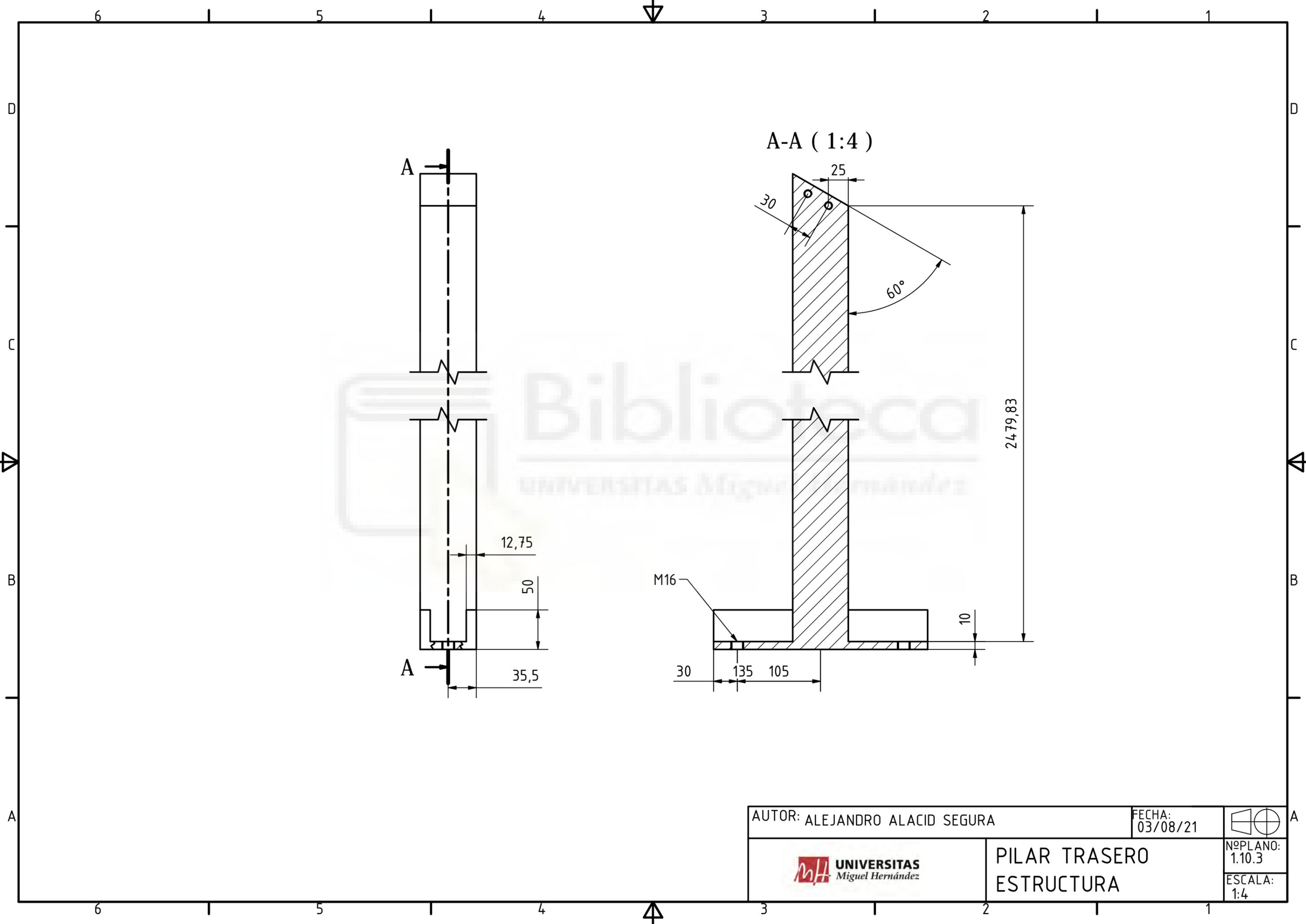
AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA	FECHA: 03/08/21	
	PLANO BASE PANEL (ACERO GALVANIZADO)	Nº PLANO: 1.10.1 ESCALA: 1:25



B-B (1 : 4)

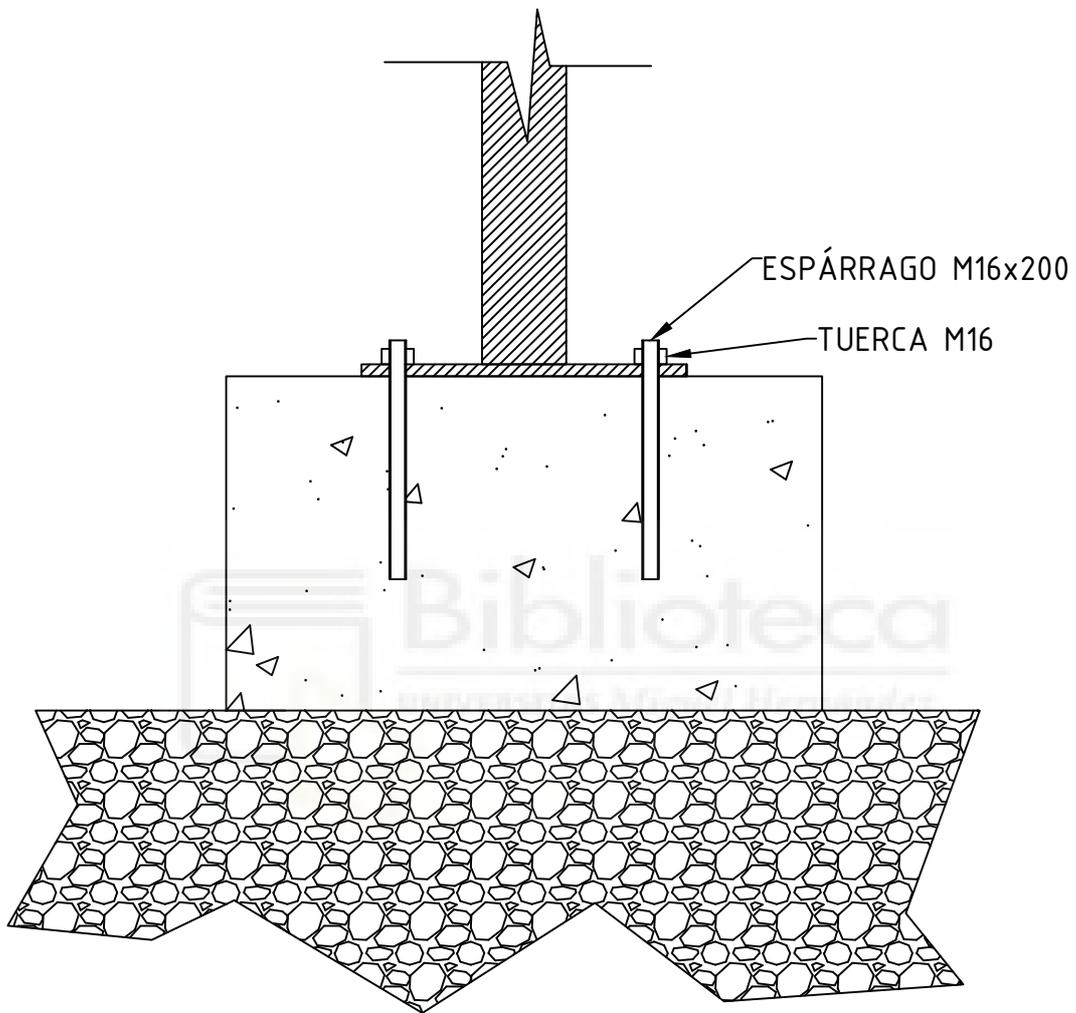


AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA	FECHA: 03/08/21	
	PILAR DELANTERO ESTRUCTURA	Nº PLANO: 1.10.2 ESCALA: 1:4



AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA		FECHA: 03/08/21	
 UNIVERSITAS Miguel Hernández		Nº PLANO: 1.10.3 ESCALA: 1:4	

PILAR TRASERO
ESTRUCTURA



AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

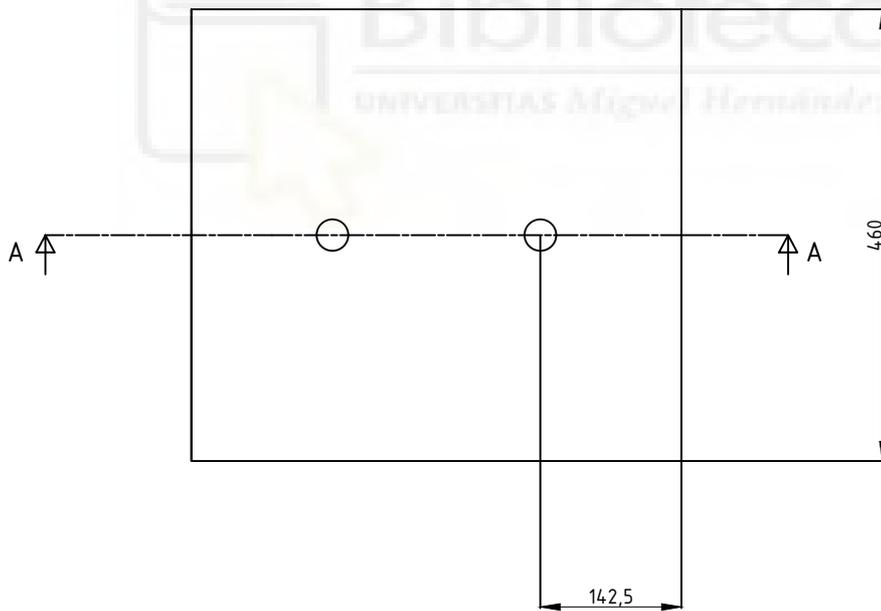
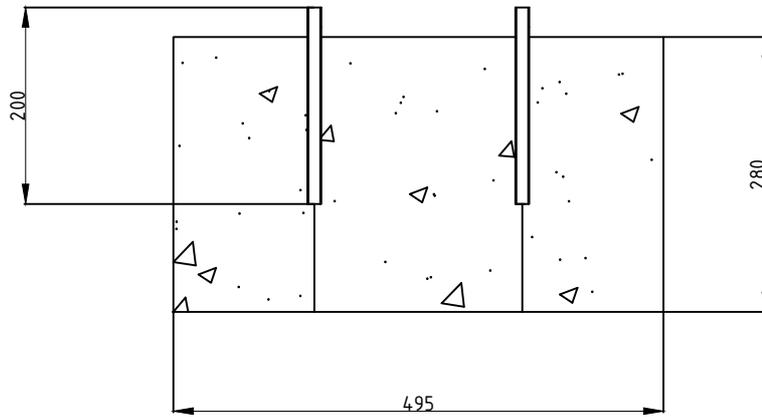
FECHA: 13/07/2021



PLANO CONJUNTO
UNIÓN ZAPATA

PLANO:
1.10.4

ESCALA:
1:5



AUTOR: ALEJANDRO ALACID SEGURA

FECHA: 13/07/2021



PLANO DIMENSIONAL
ZAPATA DE HORMIGÓN

PLANO:
1:10.5

ESCALA:
1:6

PÁGINAS DE CONSULTA:

Schneider Electric. www.se.es

Ormazábal. www.ormazabal.com

Trina Solar. www.trinasolar.com/es

Iberdrola. www.iberdrola.es

Telergon. www.telergon.es

Red Eléctrica Española. www.ree.es

SMA Solar Technology AG. www.sma.de/es/

Frupesa. www.frupesa.com

Soportes Solares S.L. www.soportessolares.com

JEMA Energy (Grupo Irizar). www.jemaenergy.com

ENF Solar. es.ensolar.com

Circutor. circutor.es/es

PRYSMIAN Group. es.prysmiangroup.com

Pemsa Rejiband. www.pemsa-rejiband.com/catalog/es/p/W_RJB

WEG. www.weg.net/institutional/ES/es/

Cirprotec. www.cirprotec.com

Ormazábal. www.ormazabal.com/es

Boletín Oficial del Estado. www.boe.es

SMA. files.sma.de

Ingesco. www.ingesco.com

General Cable. www.generalcable.com

IngeLibre. ingelibreblog.wordpress.com

Power and Cables. www.powerandcables.co

MATERIAL DE CONSULTA ESPECÍFICO:

Wikipedia. "El Panel Fotovoltaico".

https://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico

Wikipedia. "Energía Solar Fotovoltaica".

https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica

Educa Madrid. "Partes de la Central Solar".

<http://www.educa.madrid.org/web/ies.federicamontsen.fuenlabrada/documentos/comunidad%20educativa/profesores/tecnologia/3A-Web2013/Lucia%20Robles/Sitio%20web/Partes%20de%20la%20central.html>

Red Eléctrica Española. "Las renovables alcanzan el 43,6% de la generación de energía eléctrica en 2020, su mayor cuota desde que existen registros".

<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2020/12/las-renovables-alcanzan-el-43-6-por-ciento-de-la-generacion-de-2020-su-mayor-cuota-desde-existen-registros>

Instalaciones industriales. "Norma MIE RAT 13". www.instalacionesindustriales.es

José Samuel Ramírez Castaño y Eduardo Antonio Cano Plata. "SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA. Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF".

(https://www.researchgate.net/profile/Jose-Ramirez-Castano/publication/281538199_SISTEMAS_DE_PUESTA_A_TIERRA_Disenado_con_IEEE-80_y_evaluado_con_MEF/links/55ed0f9808ae65b6389f4148/SISTEMAS-DE-PUESTA-A-TIERRA-Disenado-con-IEEE-80-y-evaluado-con-MEF.pdf)

SMA. "Factor de calidad". Coeficiente de rendimiento.

<https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-es-11.pdf>

Boletín Oficial del Estado. "Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión".

<https://www.boe.es>

Boletín Oficial del Estado. "ITC RAT 13".

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6084>

IEEE." IEEE Std 80-2000". <https://www.powerandcables.com/wp-content/uploads/2017/12/IEEE-Guide-for-Safety-In-AC-Substation-Earthing-Grounding.pdf>

Ingelibre. "Inclinación óptima de placas fotovoltaicas".
<https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/09/inclinacion-optima-de-placas-fotovoltaicas/>

Eliseo Sebastián. "Distancia entre paneles fotovoltaicos"
<https://eliseosebastian.com/distancia-entre-paneles-fotovoltaicos/>

