



UNIVERSITAT JAUME I

ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES EXPERIMENTALS

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

***Diseño de una huerta solar fotovoltaica
con conexión a red***

TRABAJO FIN DE GRADO

AUTOR/A

David Aranda Villalba

DIRECTOR/A

Hector Beltran San Segundo

Castellón, julio de 2020

Documento 1. Memoria

Índice

1 Objeto y alcance	5
2 Antecedentes	5
2.1 irradiación Y Efecto fotovoltaico	5
2.1.1 Concepto de irradiancia y irradiación	5
2.1.2 El efecto fotovoltaico	5
2.2 Tipos de células y paneles fotovoltaicos	6
2.2.1 Silicio monocristalino	6
2.2.2 Silicio policristalino	8
2.2.3 Amorfos o de capa fina	9
2.2.4 Módulos fotovoltaicos y componentes	10
2.4 Tipos de soporte.....	11
2.5 Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas	12
2.5.1 Instalación aislada de red	12
2.5.1 Instalación de conexión a red	13
2.6 Tipos de inversores	14
2.6.1 Inversor Centralizado	15
2.6.2 Inversor descentralizado	15
2.6.3 Algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia	16
2.7 Perspectivas de futuro para la solar fotovoltaica	17
3 Normativa y referencia aplicables	18
4 Entorno y requisitos de diseño	19
5 Análisis de componentes de la instalación	21
5.1 Descripción general de la instalación fotovoltaica.....	21
5.2 Módulo fotovoltaico	21
5.4.1 Especificaciones eléctricas	21
5.4.2 Comportamiento de un panel o campo de paneles	23
5.4.3 Panel seleccionado	24
5.3 Estructuras de soporte.....	25
5.4 Inversor	26
5.5 Protecciones.....	27
5.5.1 Protecciones en corriente continua	27
5.5.2 Protecciones en corriente alterna	28
5.6 Cableado de la instalación	29

5.6.1 Cableado de Baja tensión	29
5.6.2 Cableado de Media tensión	29
5.7 Puesta a tierra	30
5.8 Centro de transformación	31
5.8.1 celdas de media tensión	31
5.8.1 transformador	35
6 Planificación del proyecto	35
6.1 Fase administrativa	35
6.2 Fase de construcción	36
6.3 Fase de explotación	37
6.4 Plan de Mantenimiento	37
6.5 Vida útil y desmantelamiento	38
7 Bibliografía	39

1 OBJETO Y ALCANCE

El presente proyecto tiene como finalidad la descripción y el diseño de una instalación solar fotovoltaica sobre suelo conectada a red de media tensión, concretamente a 20 kV y con punto de enlace en subestación eléctrica de la localidad de Villena. El huerto solar consta de una potencia instalada de 10.608 kWp, proporcionada por los paneles fotovoltaicos y una producción estimada de 17.356.956 kWh anuales, que evitará durante su funcionamiento la emisión a la atmósfera de unas 5399 toneladas de CO₂ al año. Por tanto, este proyecto contribuye a la influencia energética europea de disminuir la generación de energía eléctrica procedente de fuentes de energía con materia prima no renovable.

El proyecto se basa en la autorización administrativa a entregar al organismo correspondiente, de obligado cumplimiento, para la obra y puesta en marcha del proyecto. Así mismo, también tiene como objetivo académico la realización del trabajo final de grado del alumno redactor del proyecto.

2 ANTECEDENTES

2.1 IRRADIACIÓN Y EFECTO FOTOVOLTAICO

2.1.1 CONCEPTO DE IRRADIANCIA Y IRRADIACIÓN

La irradiancia solar es la potencia de radiación incidente por unidad de superficie sobre un plano. Se expresa en W/m² y proviene de la radiación solar. Podemos dividir la irradiación global en tres componentes:

- **Irradiancia directa:** Irradiancia de la radiación solar que llega a una superficie en la misma dirección del Sol. Si el plano es perpendicular a esta línea, la irradiancia solar recibida se llama directa normal.
- **Irradiancia difusa:** Es la que se ve modificada su trayectoria al chocar con las partículas y los componentes de la atmósfera.
- **Irradiancia reflejada:** Es la radiación que incide sobre la superficie terrestre procedente de la reflexión con los elementos del entorno. No se considera a efectos de cálculos.

La irradiación solar es la energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado. Se expresa en MJ/m² o kWh/m².

2.1.2 EL EFECTO FOTOVOLTAICO

La tecnología fotovoltaica busca convertir directamente la radiación solar en electricidad. Basada en el efecto fotoeléctrico, se aprovecha la capacidad de algunos semiconductores, como el silicio, para generar energía eléctrica cuando se exponen a la radiación solar. Esta conversión de la

radiación solar en energía eléctrica tiene lugar en la célula fotovoltaica, que es el elemento base del proceso de transformación de la radiación solar en energía eléctrica.

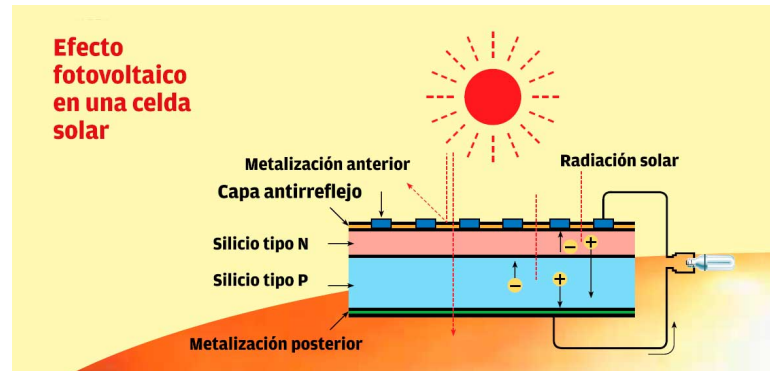


Figura 1. El efecto fotovoltaico

El efecto se produce gracias a que la luz está formada por fotones, que son partículas que transportan la energía y que poseen diferentes niveles de energía en función de su longitud de onda, estos pueden ser reflejados o absorbidos. Los distintos tipos de radiación electromagnética causan diferentes niveles de excitación en las células debido a su frecuencia. Esto hace que la respuesta a la radiación sea distinta para diferentes tipos de materiales que forman la célula.

Cuando un fotón con suficiente energía golpea la célula, es absorbido por los materiales semiconductores y libera un electrón. Este electrón, una vez libre, deja en su lugar una carga positiva denominada "hueco". Por lo tanto, cuanto mayor sea la cantidad de fotones que golpean la célula, mayor será el número de electrones-hueco producidos por efecto fotovoltaico y a su vez, más elevada será la cantidad de corriente eléctrica producida.

2.2 TIPOS DE CÉLULAS Y PANELES FOTOVOLTAICOS

Una célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico formado por una unión pn de material semiconductor, que hace posible que se genere una barrera potencial para producir el efecto fotovoltaico.

La tecnología que abarca la gran mayoría del mercado es el módulo fotovoltaico compuesto por células de silicio. A continuación, vamos a clasificar los paneles según la estructura interna de este material:

2.2.1 SILICIO MONOCRISTALINO

Las células monocristalinas están constituidas por un único cristal de silicio con una estructura uniforme, obtenido gracias al método Czochralski, el método de crecimiento de cristales más utilizado en la actualidad. Este permite la obtención de silicio monocristalino en forma de lingotes cilíndricos.

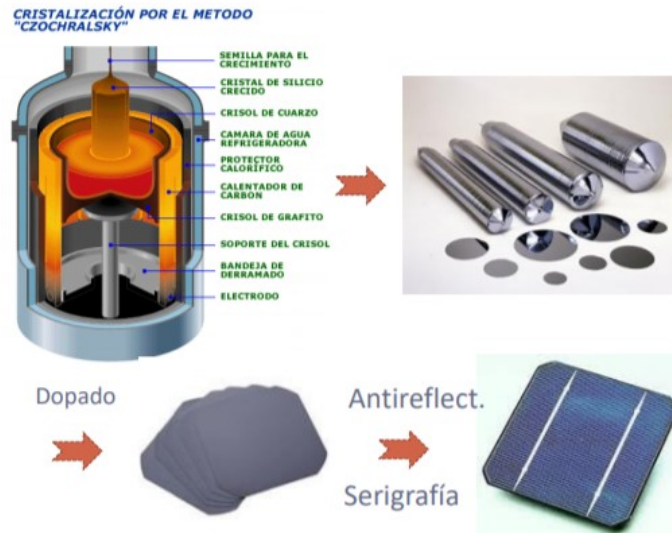


Figura 2. Método Czochralky

El silicio con estructura monocristalina es un material de alta pureza que garantiza un rendimiento superior a las tecnologías rivales. Esto se debe porque los átomos de silicio están perfectamente alineados, facilitando así la conductividad. Su proceso de fabricación requiere un elevado gasto energético y coste, sin embargo, la madurez de esta tecnología ha supuesto que en los últimos años mejoren los procesos productivos, reduciendo costes e incrementando la eficiencia del módulo.

Estas células son reconocibles por tener un color homogéneo azul oscuro y de forma octogonal, tal y como se muestra en la siguiente figura:



Figura 3. Módulo de silicio monocristalino

Ventajas

- Mayor rendimiento, 18-25 %.
- Mayor vida útil.
- Funcionan mejor con baja radiación solar.

Desventajas

- Peor coeficiente térmico, es decir, bajan más el rendimiento con el incremento de temperatura ambiente.
- Son más caros y su proceso de fabricación es más lento y costoso.
- Peor comportamiento de una instalación en caso de sombras parciales.
- Hay un gran derroche de silicio en el proceso de fabricación.

2.2.2 SILICIO POLICRISTALINO

La estructura policristalina se obtiene mediante un proceso de solidificación direccional, donde el silicio policristalino se funde dentro de un recipiente de cuarzo, generalmente con forma cúbica, y se deja enfriar de forma controlada. Al solidificar, se forman múltiples cristales con orientaciones cristalográficas diferentes, de tamaño en torno a uno o varios milímetros, formando el silicio policristalino. Este proceso consume menos energía que el método Czochralski y es más económico.

La estructura atómica no es tan ordenada como en el silicio monocristalino, por tanto, esto le hace perder rendimiento. Estas células son reconocibles por tener una superficie y color irregular además de ser células totalmente cuadradas tal y como se puede observar en la siguiente imagen:

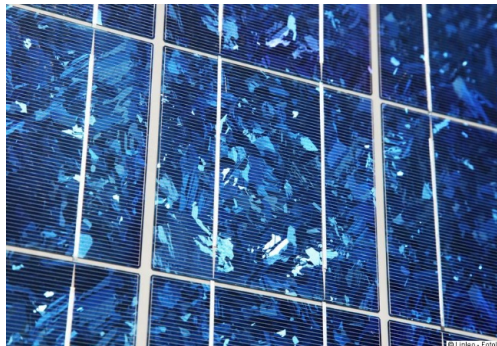


Figura 4. Módulo de silicio policristalino

Ventajas

- Proceso de fabricación más sencillo y económico que los monocristalinos.
- Se desperdicia menos silicio.
- Mejor coeficiente térmico, es decir, mejor comportamiento frente al incremento de temperatura.

Desventajas

- Menor rendimiento, 16-20 %.
- Necesitan disponer de más superficie para una misma potencia debido a su menor rendimiento.
- Peor rendimiento que el monocristalino en condiciones de baja radiación solar.

Hasta ahora se han detallado las características de la primera generación de paneles, sin embargo, existe una segunda y tercera generación. Se caracterizan por la poca cantidad de material fotovoltaico que utilizan, y por ello se denominan de película o de capa fina. Consisten básicamente en la deposición del sustrato sobre varias capas de material portante rígido o flexible. Posteriormente se realiza un recubrimiento de este con una película protectora que permita el paso de la luz solar facilitando así el efecto fotovoltaico.

Se utiliza esta tecnología para la fabricación otros tipos de paneles:

- **Telurio de Cadmio:** Rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8%.
- **Arseniuro de Galio:** Uno de los materiales más eficientes. Presenta unos rendimientos del 25,7% siendo los comerciales del 20%.
- **Diseleniuro de Cobre en Indio:** Con rendimiento en laboratorio próximos al 18% y en módulos comerciales del 9%.

2.2.3 AMORFOS O DE CAPA FINA

A diferencia de la mayoría de las células monocristalinas, los módulos de capa delgada no disponen de una rejilla de metal para el contacto eléctrico superior. En su lugar, utilizan una delgada capa de óxido conductor transparente como por ejemplo el óxido de estaño. Estos óxidos son muy transparentes y conducen muy bien la electricidad.

Los paneles solares de capa delgada de silicio, "thin-film", se producen mediante la formación de una película de silicio amorfo (a-Si) sobre un sustrato de vidrio. Aquí, la cantidad de silicio requerido es muy pequeña, una centésima o menos de la cantidad de las células fotovoltaicas cristalininas (a base de silicio a granel), ya que solo una fina capa delgada de silicio se deposita sobre un sustrato de vidrio de 1.1 m x 1.4m. Una de las principales ventajas de este tipo de celda es que pueden fabricarse no solamente celdas sino módulos en un proceso continuo.

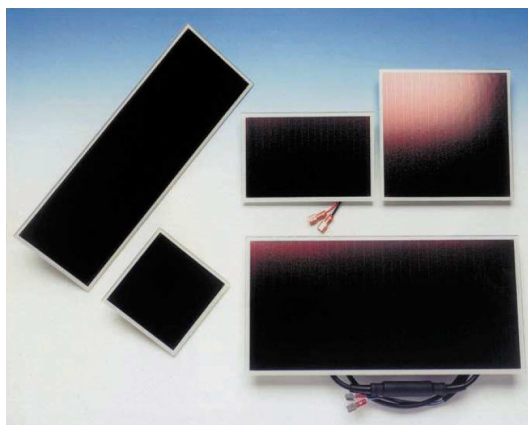


Figura 5. Módulo de silicio amorfo

Ventajas

- Proceso de fabricación más sencillo y económico que los policristalinos.
- Buena apariencia debido a su homogeneidad.
- Se pueden fabricar sobre distintas superficies, lo que permite una mejor integración arquitectónica.

- Pueden fabricarse flexibles, lo que permite que se adapten fácilmente a cualquier superficie.
- Tiene buen comportamiento frente a las sombras parciales e incrementos de temperatura.

Desventajas

- Bajo rendimiento, 10-15 %.
- Necesitan disponer de más superficie y material auxiliar (estructura, cableado, etc.) para una misma potencia debido a su menor rendimiento.
- Tienen menor vida útil y al ser más nuevos están menos testeados.

Finalmente, cabe destacar la existencia de los llamados paneles tándem que combinan dos tipos de materiales semiconductores distintos. Debido a que cada tipo de material aprovecha sólo una parte del espectro electromagnético de la radiación solar, mediante la combinación de dos o tres tipos de materiales es posible aprovechar una mayor parte de este. Con este tipo de paneles se ha llegado a lograr rendimientos del 35%.

2.2.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y COMPONENTES

También denominada como “placa fotovoltaica” o “panel fotovoltaico” es un conjunto completo, medioambientalmente protegido, de células solares interconectadas y montadas entre dos láminas de vidrio. Estas células pueden conectarse entre sí en serie y/o paralelo para obtener un determinado voltaje deseado.

Los paneles o módulos fotovoltaicos se caracterizan por el parámetro denominado “Potencia pico”, siendo aquella potencia máxima del panel fotovoltaico expresada en CEM.

Su estructura está conformada por los siguientes elementos:

- **Encapsulante**, constituido por un material que debe presentar una buena transmisión a la radiación y una degradabilidad baja a la acción de los rayos solares.
- **Cubierta exterior de vidrio templado**, que, aparte de facilitar al máximo la transmisión luminosa, debe resistir las condiciones climatológicas más adversas y soportar cambios bruscos de temperatura.
- **Cubierta posterior**, constituida normalmente por varias capas opacas que reflejan la luz que ha pasado entre los intersticios de las células, haciendo que vuelvan a incidir otra vez sobre éstas.
- **Marco de metal**, normalmente de aluminio, que asegura rigidez y estanqueidad al conjunto, y que lleva los elementos necesarios para el montaje del panel sobre la estructura soporte.
- **Caja de terminales**: incorpora los bornes para la conexión del módulo.

- **Diodo de protección:** impiden daños por sombras parciales en la superficie del panel.

Tipos de paneles en función de su forma:

- **Paneles con sistemas de concentración.** Mediante una serie de superficies reflectantes concentra la luz sobre los paneles fotovoltaicos.
- **Paneles de formato “teja o baldosa”.** De pequeño tamaño, concebidos para combinarse en gran número y por tanto cubrir grandes superficies de los tejados de las viviendas. Aptos para cubrir grandes demandas energéticas en los que se necesita una elevada superficie de captación.
- **Paneles bifaciales.** Basados en un tipo de panel capaz de transformar en electricidad la radiación solar que le recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar convenientemente esta cualidad, se coloca sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel.

2.4 TIPOS DE SOPORTE

Existen tres tipos de soporte para los colectores solares:

- **Colocación sobre soporte estático.** Soporte sencillo sin movimiento. Dependiendo de la latitud de la instalación y de la aplicación que se quiera dar, se dotan a los paneles la inclinación más adecuada para captar la mayor radiación solar posible. Es el sistema más habitual que se encuentra en las instalaciones.
- **Sistemas de seguimiento solar de 1 eje.** Estos soportes realizan un cierto seguimiento solar. La rotación del soporte se hace por medio de un solo eje, ya sea horizontal, vertical u oblicuo. Este tipo de seguimiento es el más sencillo y el más económico resultando sin embargo incompleto ya que sólo podrá seguir o la inclinación o el azimut del Sol, pero no ambas a la vez. Existen dos tipos de seguidores solares a un eje:
 - **Monofila.** Cada fila de módulos constituye un seguidor. No están interconectados mecánicamente entre ellos y el movimiento de seguimiento se controla por un pequeño motor independiente.
 - **Multifila.** Disponen de un eje central que conecta varias filas de módulos, cuyo movimiento vendrá controlado por un único motor central que se alimenta de la línea de servicios auxiliares.

- **Sistemas de seguimiento solar de dos ejes.** Con este sistema ya es posible realizar un seguimiento total del sol en altitud y en azimut, y siempre se conseguirá que la radiación solar incida perpendicularmente obteniéndose la mayor captación posible. Existen tres sistemas básicos de regulación del seguimiento del sol por dos ejes:
 - **Sistemas mecánicos.** El seguimiento se realiza por medio de un motor y de un sistema de engranajes. Dado que la inclinación del Sol varía a lo largo del año es necesario realizar ajustes periódicos, para adaptar el movimiento del soporte.
 - **Mediante dispositivos de ajuste automático.** El ajuste se realiza por medio de sensores que detectan cuando la radiación no incide perpendicular al panel, corrigiéndose la posición por medio de motores.
 - **Dispositivos sin motor.** Sistemas que, mediante la dilatación de determinados gases, su evaporación y el juego de equilibrios logran un seguimiento del Sol.

2.5 TIPOS DE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

2.5.1 INSTALACIÓN AISLADA DE RED

Una instalación solar fotovoltaica aislada es un tipo de instalación generadora de energía eléctrica, que nos permite dar suministro eléctrico en sitios donde no llega la red eléctrica o, donde el coste de hacerlo posible es mayor que realizar este tipo de instalación.

Una de las características principales comunes en todas las instalaciones aisladas es la necesidad de introducir sistemas de almacenamiento de la energía, ya que, al no estar conectada a red, no es posible abastecerse en momentos donde no se produce energía.

Algunos de los principales usos de esta tipología son: instalaciones rurales, iluminación de áreas aisladas, telecomunicaciones, balizas o boyas de señalización, bombeo de agua etc.



Figura 6. Sistema aislado

2.5.1 INSTALACIÓN DE CONEXIÓN A RED

En este tipo de instalaciones la energía proporcionada por la instalación es vertida a la red de distribución eléctrica, es vendida al organismo o empresa encargada de la gestión de las redes eléctricas en nuestro país REE (Red eléctrica española). A diferencia de las instalaciones aisladas no es obligatorio un sistema de almacenamiento, sino que dependiendo del uso de la instalación precisará de un apoyo con baterías o no.

Se distinguen varios tipos:

- **Huertas solares:** es la instalación en la que se basa el presente documento. Son recintos con una vallado perimetral y estructuras situadas sobre terreno. El promotor y el titular de la instalación tienen como objetivo vender la mayor energía posible producida por los paneles fotovoltaicos para producir excedentes económicos previo acuerdo retributivo. La energía vendida puede estar a nombre de una persona, sociedad o empresa y cada instalación tiene su propietario, donde todas sus huertas tienen la misma dirección.



Figura 7. Huerta solar.

- **Edificios fotovoltaicos:** es una nueva aplicación desarrollada recientemente y una tipología de instalación prematura, pero con una gran perspectiva de futuro gracias a la rápida evolución de su tecnología. La finalidad de un edificio fotovoltaico es ejercer de elemento arquitectónico y producir electricidad para consumos cercanos.
- **Autoconsumo de conexión a red:** son instalaciones conectadas a una red eléctrica de consumo y también a la red eléctrica de transporte y distribución. La finalidad de la instalación es solapar las curvas de demanda de los consumos con la energía producida por el sistema fotovoltaico.



Figura 8. Autoconsumo

2.6 TIPOS DE INVERSORES

Los inversores fotovoltaicos son un tipo de conversor electrónico de potencia que transforma la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna para su distribución o consumo. La mayoría funcionan con técnicas de modulación que se aplican sobre interruptores IGBT/MOSFET y están controlados por medio de sistemas basados en DSP's.

Los inversores fotovoltaicos presentan generalmente dos tipos de onda de corriente:

- Inversores de onda cuadrada: son los que normalmente se utilizan para alimentar consumos en instalaciones aisladas. Se caracterizan por tener una baja eficiencia, alta distorsión armónica total y tienen poca potencia nominal.
- Inversores de onda senoidal: son utilizados para las instalaciones de conexión a red debido a que aseguran un porcentaje de distorsión armónica total mínimo y presentan una eficiencia muy elevada. El intervalo de potencias que abarcan los inversores con este tipo de ondas va desde bajas potencias hasta potencias del orden de MWn, como es el caso de los inversores centrales.

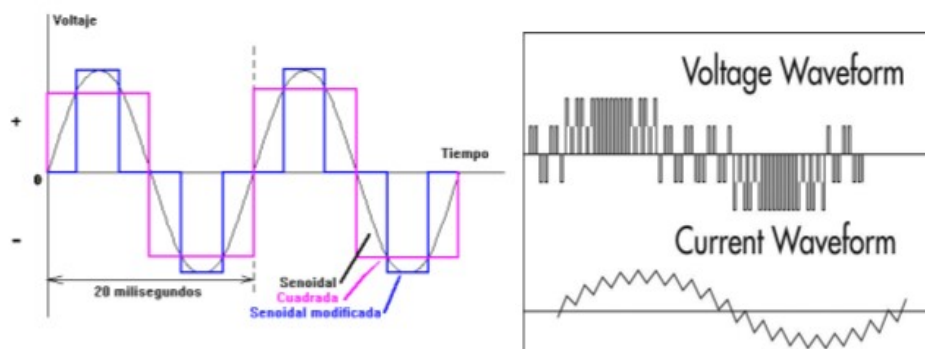


Figura 9. Tipos de ondas en inversores fotovoltaicos

Se clasifican ahora los principales tipos de inversores para las instalaciones fotovoltaicas.

2.6.1 INVERSOR CENTRALIZADO

Los inversores centralizados son convertidores de potencia con usos normalmente asociados a las instalaciones de conexión a red y grandes potencias nominales. Este tipo de inversores se caracteriza por la posibilidad de centralizar un gran sistema de potencia fotovoltaico, cuyos subsistemas se congregan en el inversor centralizado. Algunas de las ventajas que ofrece esta tipología son:

- Presentan un alto rendimiento para potencias nominales muy elevadas (>98%)
- Sistemas de monitorización SCADA de alto nivel.
- Alta fiabilidad por riesgo de averías.
- Relación calidad/precio muy competitiva.
- Funciones de gestión de la red avanzadas.



Figura 10. Inversor centralizado.

2.6.2 INVERSOR DESCENTRALIZADO

Los inversores por string tienen la peculiaridad de estar normalmente situados en la propia estructura que soporta los paneles. Tienen una gran variedad de usos dependiendo de cuales sean las características de la instalación fotovoltaica.

La configuración de inversor descentralizado o por string se suele realizar cuando en una misma instalación existen zonas de paneles con orientaciones, inclinaciones distintas o sombras que no se pueden evitar. Se pretende que el conjunto de string asociados a cada inversor trabaje de manera independiente, de tal forma que las zonas con una misma irradiancia puedan ajustar su punto de máxima potencia de forma adecuada sin afectar al resto de la instalación.



Figura 11. Inversor por string o ramales

2.6.3 ALGORITMO DE SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA.

La potencia que puede dar un panel o campo de paneles fotovoltaico depende, como veremos en apartados posteriores, en gran parte a las condiciones de temperatura y irradiancia a los que se somete la instalación en cada momento.

Las variaciones de temperatura que afectan a las características eléctricas del panel, (la corriente y la tensión aunque en su mayoría a la tensión del panel) casi no ofrecen cambios respecto a grandes gradientes de temperatura. Sin embargo, los cambios frente a variaciones en la irradiancia son mucho más significativas y dinámicamente más rápidas. Por ello, se muestra en la figura siguiente la evolución del valor de potencia máxima de un panel fotovoltaico (o de un campo de paneles) para una temperatura determinada y diferentes niveles de radiación:

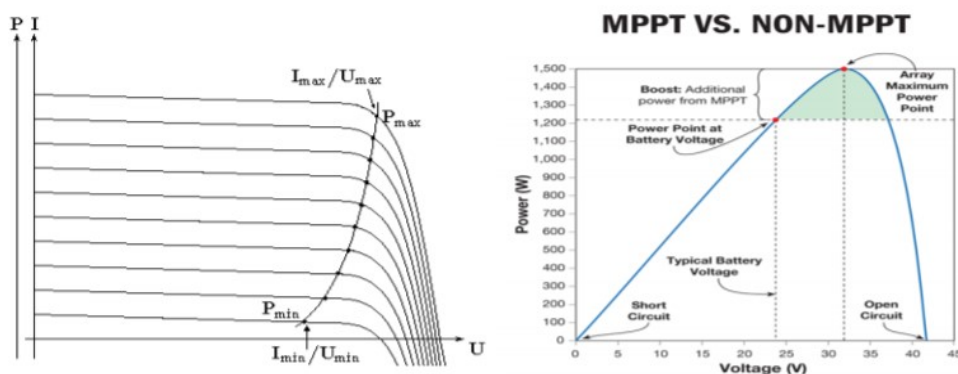


Figura 12. Seguimiento del punto de máxima potencia

La curva mostrada en la gráfica (P_{\max} - P_{\min}) es la que se debe de seguir ya que, en caso contrario, se está perdiendo rendimiento en la instalación.

El algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (PMP o MPPT) se incorpora en los inversores fotovoltaicos para que varíe la dinámica en el punto de trabajo del campo de paneles. De esta forma se consigue operar siempre en el punto de potencia máxima del panel bajo las condiciones del entorno.

Existen diferentes algoritmos MPP que se pueden implementar en los modelos de inversores comerciales disponibles y destacan:

- Algoritmo de definición de voltaje constante.
- Algoritmo de barrido de corriente.
- Algoritmo de modificar y observar.
- Algoritmo de conductancia incremental.

2.7 PERSPECTIVAS DE FUTURO PARA LA SOLAR FOTOVOLTAICA

Según datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) en su último informe de mercado, la energía solar fotovoltaica va a crecer de forma espectacular en los próximos cinco años.

El informe prevé que la capacidad total de energía renovable del mundo crecerá en un 50% entre 2019 y 2024, acaparando la solar fotovoltaica el 60% de dicho incremento. Esto será posible gracias a la reducción de costos y a los esfuerzos de los gobiernos. De este modo, la participación de las renovables en la generación mundial de electricidad pasará del 26% actual al 30% en 2024.

Dentro del panorama español encontramos El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), en donde se recogen, entre otras cosas, los objetivos para las energías renovables en el horizonte de 2030. Donde la eólica duplicará su aportación actual, para situarse en 50 GW (ahora 23 GW), pero la que más crecerá proporcionalmente será la solar fotovoltaica, para la que se proyectan 37 GW (en torno a 6 GW actuales). La energía nuclear seguirá presente en el mix de dentro de una década, pero con menos fuerza. Las medidas contempladas en el Plan tendrán una importante repercusión en la creación de empleo, ya que se estima que la inversión en renovables será la principal causa de creación de puestos de trabajo.

La menor importación de combustibles fósiles (en especial, petróleo y carbón) y la progresiva penetración de las energías renovables en el mix energético nos hará menos dependientes de la energía del exterior, lo que además de fortalecer la seguridad energética nacional tendrá un impacto muy favorable en la balanza comercial de nuestro país.

También cabe destacar que la mejora de la eficiencia de algunas de las células solares y la inversión en I+D que se está realizando ahora mismo, mejorará, todavía más si cabe, el panorama actual de la energía solar fotovoltaica.

3 NORMATIVA Y REFERENCIA APLICABLES

Esta memoria técnica ha sido elaborada de acuerdo con la normativa nacional y autonómica vigente que regula esta actividad y otras que puedan afectar a la misma. La normativa es la siguiente:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- 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.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- MT 2.31.01, noviembre 2018, Proyecto tipo de línea subterránea de AT hasta 30 kV.
- Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT), 2010.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), 2002.

4 ENTORNO Y REQUISITOS DE DISEÑO

El terreno propuesto para la instalación de la planta de generación de energía solar fotovoltaica se encuentra en el término municipal de Villena. Está situado al oeste del casco urbano del municipio, a poco más de 1,5 km, y al sur del polígono industrial “El Rubial”, quedando enmarcado por la CV-81 al Norte, la CV-813 al Sur y Este, y por el AVE Valencia-Alicante al Oeste.

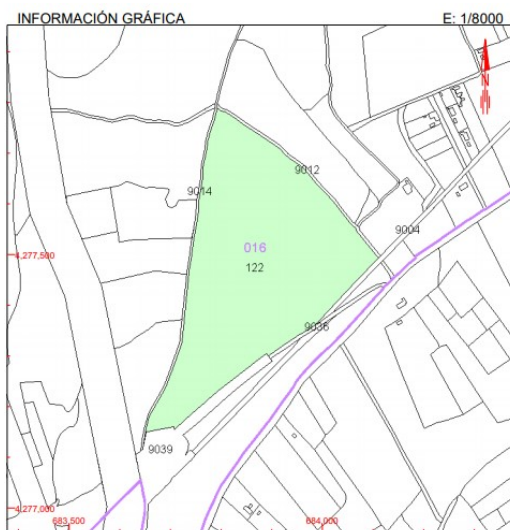
La parcela afectada tiene una superficie total de 132.909 m². Linda por el Noreste con el Camino de Tiro, por el Oeste con el Camino de San Bartolomé y por el Sureste por la Carretera de las Virtudes.

A su vez, se emplaza en la partida de Los Cabezos del polígono 16, parcela 122 de Villena y de ella se muestra la información más relevante a continuación:

REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE
03140A016001220000WZ

PARCELA CATASTRAL

SITUACIÓN		
Polígono 16 Parcela 122		
LOS CABEZOS. VILLENA [ALICANTE]		
SUPERFICIE CONSTRUIDA [m ²]	SUPERFICIE GRÁFICA PARCELA [m ²]	TIPO DE FINCA
0	132.909	--



Para establecer el emplazamiento de la instalación se ha realizado una primera búsqueda de terrenos, teniendo en cuenta factores del entorno parcelario y algunos requisitos de diseño tales como:

- Que el terreno tenga el menor desnivel posible, para evitar costes a la hora de contratar a una empresa constructora externa que realice la obra de adecuación del terreno. En cualquier caso, se tendrá en la partida inicial del presupuesto del pro-

yecto la adecuación del terreno, en la que se contempla el desbroce y el nivelado del mismo en los parámetros óptimos para la instalación.

- La posibilidad de compra de la parcela donde se situará la instalación, evitando así sobrecostes en el presupuesto del proyecto con arrendamientos o alquileres.
- La necesidad de ubicación en suelo no urbanizable según el planeamiento urbanístico vigente de Villena (Plan General de Ordenación Urbana de Villena de 1992). Este tipo de instalaciones solares fotovoltaicas de gran envergadura tienen unos requerimientos particulares, como puede ser la necesidad de una gran superficie de terreno en el cual no se produzcan sombras para aprovechar al máximo las horas de sol, por lo que se promueven en suelo rural.
- Tener en cuenta la superficie aprovechable de la parcela, considerando las posibles afecciones que puedan restringir la superficie a ocupar por los elementos de la instalación, de acuerdo con el plano general de ordenación urbana correspondiente o en su defecto, las normas subsidiarias. Adicionalmente, se facilitarán viarios interiores para facilitar las labores de mantenimiento de la instalación en la fase de explotación y en una fase de montaje, para facilitar el transporte y colocación de los elementos.
- La disponibilidad de los materiales de la instalación que necesiten de plazos de entrega elevados, como la máquina estática de transformación, o que sean muy numerosos como los módulos fotovoltaicos. Intentaremos obtener siempre materiales de proveedores de reconocido prestigio con catálogos homologados, para asegurar la calidad, el cumplimiento de la normativa y la fiabilidad de sus productos.
- La proximidad de un posible punto de conexión con la red de distribución, solicitado previo estudio de huerto solar a la compañía Iberdrola Distribución Eléctrica. Intentaremos que la línea de evacuación hasta el punto de conexión traspase el mínimo número de parcelas posibles, ya sea vía subterránea o vía aérea, para evitar problemas con los propietarios de las parcelas afectadas a los cuales habría que pedir permisos. Además, evaluamos las diferentes alternativas para la línea de evacuación, teniendo en cuenta el aumento del presupuesto según la distancia y la forma de transporte de la energía.

5 ANÁLISIS DE COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El sistema generador fotovoltaico está formado por 26 módulos Jinko Solar JKM400M-72-V conexiónados en serie. Cada conjunto en serie, denominado como string, se agrupa en 22 o 21 entradas en paralelo a una caja, 12 de ellas por inversor, con salida única hacia el inversor centralizado Power Electronics FS2445K 690V. A continuación, se eleva la tensión hacia el voltaje requerido para el punto de conexión, mediante un transformador de 2600 kVA de 0,69 a 20 kV, y se protege a través de celdas. Estas estarán conexiónadas desde el primer centro de transformación hasta el último, que alberga el sistema de medición indirecta y protección principal monitorizada, para evacuar la energía mediante cableado aéreo-subterráneo hasta el pórtico de la subestación.

La potencia pico proporcionada por la instalación será de 10.608 kW y la nominal de la instalación proporcionada por los inversores, 10.120 kW. El número total de módulos generadores será de 26520. Además, consta de 4 centros de transformación con sus respectivas máquinas estáticas y un último centro de entrega.

La descripción gráfica de la instalación se puede observar en el plano Esquema Unifilar general del documento Planos.

5.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico es el elemento de la instalación que normalmente mayor porcentaje de inversión inicial supone en instalaciones de gran potencia. También es el elemento generador del sistema y, por tanto, es importante entrar en detalle en las características eléctricas y mecánicas que nos ofrecen los fabricantes.

5.4.1 ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS

Los parámetros eléctricos vienen definidos para cada modelo de panel en las hojas técnicas de características que proporcionan los fabricantes. Estos proporcionan los datos en base a dos tipos de condiciones de medida del panel:

- STC o CEM: Irradiancia normal 1000W/m², Temperatura de la célula de 25 °C y espectro de la radiación AM 1,5.



Irradiance 1000W/m²



Cell Temperature 25°C



AM=1.5

- TONC: Irradiancia 800W/m², Temperatura ambiente de 20 °C, espectro de la radiación AM 1,5 y velocidad del viento de 1m/s.



Irradiance 800W/m²



Ambient Temperature 20°C



AM=1.5



Wind Speed 1m/s

Module Type	JKM380M-72		JKM385M-72		JKM390M-72		JKM395M-72		JKM400M-72	
	JKM380M-72-V	JKM380M-72-V	JKM385M-72-V	JKM385M-72-V	JKM390M-72-V	JKM390M-72-V	JKM395M-72-V	JKM395M-72-V	JKM400M-72-V	JKM400M-72-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V
Maximum Power Current (Imp)	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V
Short-circuit Current (Isc)	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A
Module Efficiency STC (%)	19.16%		19.42%		19.67%		19.92%		20.17%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

Figura 13. Especificaciones del panel

Los parámetros fundamentales de un panel y que definen sus curvas características se definen a continuación:

- **Isc:** corriente de cortocircuito. Es la máxima corriente que puede entregar un módulo bajo condiciones de tensión nula, y, por consiguiente, de potencia nula.
- **Voc:** tensión de circuito abierto. Es la máxima tensión que puede producir el módulo fotovoltaico en condiciones de corriente nula, y, por consiguiente, de potencia nula.
- **Pmp:** potencia en el punto de máxima potencia. Máximo valor de potencia que nos puede entregar el módulo fotovoltaico y que corresponde con el producto de la tensión en el punto de máxima potencia (Vmp) y la corriente en el punto de máxima potencia (Imp).
- **Rendimiento:** representa la eficiencia con la que el panel convierte la energía procedente del sol en energía eléctrica. Cuanto mayor sea este parámetro, mayor cantidad de kWh de energía por vatio de potencia será capaz de generar la placa.
- **Factor forma:** se define como el cociente entre la potencia máxima (Pmp) que puede liberar a una carga, el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito.

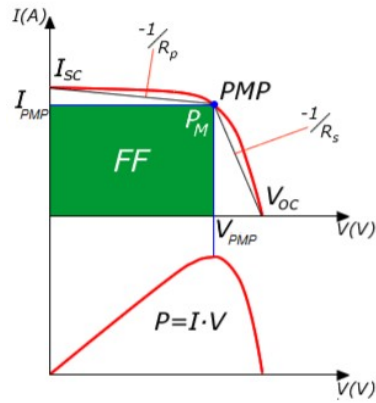


Figura 14. Comportamiento eléctrico.

5.4.2 COMPORTAMIENTO DE UN PANEL O CAMPO DE PANELES.

Curva de tensión-corriente: es la representación más extendida del comportamiento de un módulo fotovoltaico. Esta curva viene dada por la relación entre la corriente y la tensión a las que puede trabajar el módulo a ciertas condiciones de radiación y temperatura. La otra curva que se suele incluir en los catálogos es la de P-V, que relaciona la potencia con la tensión.

Efecto de la intensidad de radiación solar: El efecto producido por un cambio de la intensidad de radiación solar es una variación en la intensidad en bornes del panel, independientemente de la tensión de salida. Mientras la corriente varía casi proporcionalmente con la radiación, la tensión se mantiene constante.

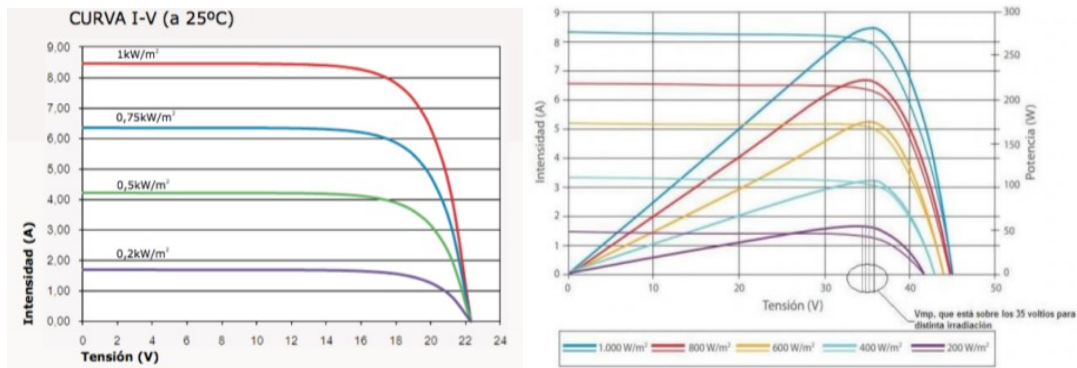


Figura 15. Curvas I-V y P-V a diferentes niveles de radiación (W/m^2).

Efecto de la temperatura: El aumento de la temperatura de un panel supone una reducción de la tensión de forma directamente proporcional, produciendo un ligero aumento de la intensidad. De la misma forma, el rendimiento y el factor forma también disminuyen.

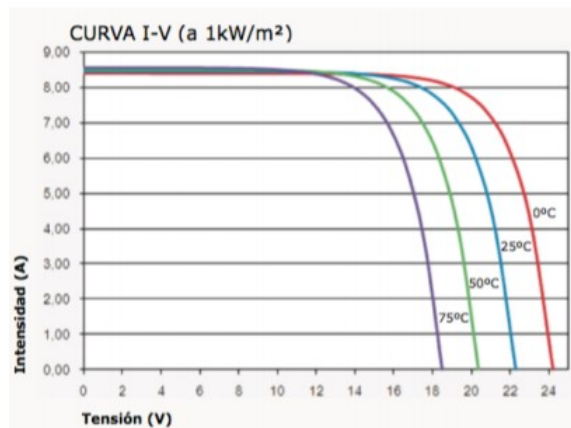


Figura 16. Curva I-V a irradiancia constante y temperatura variable.

Se podría describir el comportamiento de un panel como el de una pila, en la que se genera cierto voltaje entre el borne (polo) positivo y el negativo. Encontramos dos comportamientos eléctricos en función del conexionado de los paneles:

Conexión en serie de paneles: Uniendo el polo positivo de un panel con el negativo de otro se realiza la conexión de las células fotovoltaicas, la corriente que pasa por un panel es la misma que pasa por todos los que se conecten mientras que la tensión se suma.

Conexión en paralelo de paneles: se realizan asociaciones combinadas de ramas en paralelo de unos cuantos paneles en serie, logrando la misma tensión para cada rama y corrientes mayores cuanto mayor número de ramas.

5.4.3 PANEL SELECCIONADO.

El módulo fotovoltaico seleccionado es el Cheetah MONO PERC de 72 células y 400 Wp, de estructura monocristalina, del fabricante Jinko Solar y modelo JKM400M-72-V. Es un panel solar de larga durabilidad y gran eficiencia gracias a la tecnología de sus células PERC.

La tecnología de células PERC (Passivated Emitter Rear Cell) ha supuesto un gran desarrollo dentro del sector fotovoltaico, en gran parte gracias al aumento de rendimiento de los módulos fotovoltaicos, tanto monocristalinos como policristalinos.

PERC consiste en colocar una capa reflectante (Dielectric Layer) para aprovechar al máximo la radiación. Es el proceso que añade una capa adicional en la parte trasera del panel solar. Dicha capa permite reflejar de nuevo hacia la célula parte de los fotones que atraviesan la célula, aumentando así la eficiencia total del panel.

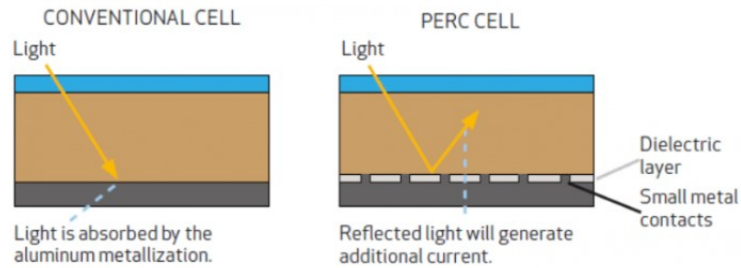


Figura 17. Tecnología células PERC

Por tanto, en los paneles solares que han sido fabricados con esta tecnología, las células disponen de una capa posterior que ayuda a captar más irradiación solar y una lámina que hace que la luz solar sobrante rebote dentro de la célula y se pueda recuperar, a diferencia de las placas solares fotovoltaicas tradicionales que no aprovechan dicho sobrante. Esto permite aumentar la eficiencia de captación de las células solares en comparación a placas solares fotovoltaicas con la misma distribución, reduciendo el coste final de las placas.

Existe la posibilidad de añadir la tecnología Half-Cut o Half-Cell en la misma gama de paneles Cheetah. HC consiste en el uso de células solares cortadas por la mitad, situando la caja de conexiones en el centro del panel solar. Así, a diferencia de los módulos solares convencionales, el panel solar queda cortado en 2 mitades, con el 50% de capacidad cada una.

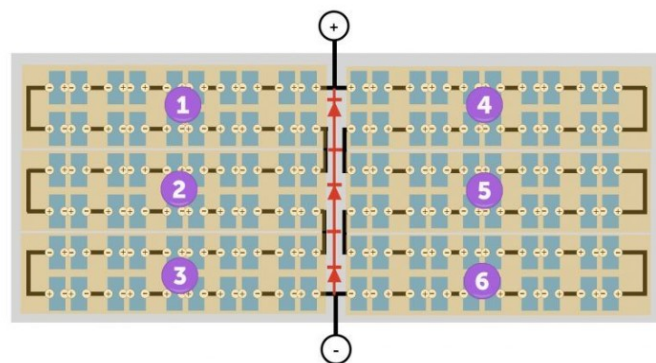


Figura 18. Conexión interno entre células

Las placas solares HC dividen el flujo de la corriente en dos partes unidas en serie. Esto reduce la resistencia interna de las placas (menores pérdidas de corriente al ser transportada en células conductoras) y asegura una producción continua cuando la placa está parcialmente sombreada. Esto implica que las sombras en una mitad del panel solar no afectarán al total del panel.

En nuestro caso, elegimos el modelo sin tecnología HC ya que, aunque mejora el comportamiento ante sombras, el rendimiento del panel se ve disminuido para la misma potencia.

5.3 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

La estructura soporte es el segundo elemento de la instalación con más porcentaje del presupuesto inicial. Por ello, se instalarán soportes que disminuyan los costes por unidad,

consiguiéndose con un diseño normalizado del mismo. El diseño de la estructura se realiza en función de la orientación y la inclinación óptima obtenida, teniendo en cuenta los ángulos estandarizados por el fabricante. En este caso se utiliza una estructura fija con un hincado cada 2,5 m y con una longitud total de 10,13 m para que quepan 26 módulos por estructura, con un azimut sud y inclinación 29.



Figura 19. Estructura fija con hincado directo y biposte

Estas estructuras soportan las cargas de los módulos instalados y las posibles cargas producidas por agentes meteorológicos, entre otras.

La sujeción de los módulos solares está homologada para los paneles utilizados en la instalación, además, las partes no generan sombras sobre los módulos. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los módulos fotovoltaicos como para la sujeción de la propia estructura al suelo será de acero inoxidable.

5.4 INVERSOR

El inversor seleccionado para la huerta solar proyectada es uno centralizado con salida trifásica, concretamente el modelo FS2445K del fabricante Power Electronics, y del que se muestra una imagen de este en la siguiente ilustración:



Figura 20. Inversor centralizado Power Electronics FS2445K

El funcionamiento del inversor es dependiente de la tensión entrante en el mismo. La tensión primaria que admite el inversor en corriente continua está proporcionada por el conjunto de ramas en paralelo de módulos fotovoltaicos en serie. Para transformar esta tensión se toma como referencia la señal de frecuencia de red que recibe, que en condiciones normales debe ser de 50 Hz. El propio inversor es capaz de lograr, por sí mismo, esta transformación para obtener un determinado valor de potencia en la salida, y así, empezar a inyectar energía.

5.5 PROTECCIONES

5.5.1 PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA

5.5.1.1. CORTOCIRCUITOS

El cortocircuito no es peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a su máxima de operación normal. Para las personas es peligrosa la realización o eliminación de un cortocircuito franco en el campo generador por pasar rápidamente del circuito abierto al cortocircuito, ya que esto produce un elevado arco eléctrico por la variación brusca en la corriente.

Como medida de protección es recomendable la conducción separada del positivo y del negativo. Así, se evita la realización o eliminación accidental de un cortocircuito producido por daños en el aislamiento del cable.

5.5.1.2. SOBRECARGAS

El inversor obliga a trabajar al generador fotovoltaico fuera de su punto de máxima potencia si la potencia de entrada es excesiva. Las cajas de agrupación llevan incorporado un seccionador para todos los polos de CC para facilitar las tareas de mantenimiento.

5.5.1.3. CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto. Esto sucederá y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- El aislamiento clase II de los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión. Éstas últimas contarán además con llave, y estarán dotadas de señales de peligro eléctrico.

- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. Esta tensión es la mayor que puede alcanzar el generador fotovoltaico, por lo que constituye la condición de mayor peligro eléctrico.

Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

5.5.1.4. SOBRETENSIONES

Sobre el generador fotovoltaico, se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada CC del inversor, mediante varistores de categoría D (tipo 3), válidos para la mayoría de los equipos conectados a la red.

5.5.2 PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA

5.5.2.1 SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Las protecciones contra cortocircuitos y sobrecargas constan según RD 1663/2000 de:

Un Interruptor general manual que será un interruptor magnetotérmico omnipolar, con poder de corte superior a la intensidad de cortocircuito indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor es accesible por la empresa distribuidora en todo momento, estará situado en el cuadro de contadores, con objeto de poder realizar la desconexión manual, que permita la realización, de forma segura, de labores de mantenimiento en la red de la compañía eléctrica.

Esta inaccesibilidad al mismo nos obliga a introducir un segundo magnetotérmico omnipolar en la instalación, de menor intensidad nominal, que sea el que realmente proteja a la instalación de las sobrecargas y cortocircuitos, incorporado ya en el inversor centralizado.

Este segundo magnetotérmico actuará antes que el interruptor general manual, cumpliendo con la selectividad entre protecciones, salvo cortocircuitos de cierta importancia provenientes de la red de la compañía. Debe cumplir la norma EN 60269 para protección contra sobrecargas.

5.5.2.2 DERIVACIONES A TIERRA

La protección correspondiente a los fallos a tierra se corresponderá con:

Un interruptor automático diferencial. Este protege a las personas en caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación y, cuenta con una sensibilidad de 30 mA. Con el fin de que sólo actúe por fallos a tierra, será de una corriente asignada superior a la del magnetotérmico de protección.

5.5.2.3 PROTECCIÓN EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA GENERADA

En la ITC-BT-40 se recogen algunas especificaciones relacionadas con la calidad de la energía inyectada a red en instalaciones generadoras, que se especifican con más detalle en el RD 1663/2000. Así, la instalación contará con:

- **Interruptor automático de la interconexión:** Para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Los valores de actuación para máxima y mínima frecuencia, máxima y mínima tensión serán de 51 Hz, 48 Hz, $1,1 \cdot V_{mpp}$ y $0,85 \cdot V_{mpp}$, respectivamente. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica, será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora. Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia, y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste.
- **Separación galvánica:** Entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, debe existir una separación galvánica. En nuestro caso, al pertenecer a una instalación en media tensión, la separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico se hará por medio del transformador ya que no hay conexión directa entre los devanados.
- **Funcionamiento en isla:** El interruptor automático de la interconexión impide este funcionamiento, peligroso para el personal de la Compañía Eléctrica Distribuidora. Además, el inversor se desconecta automáticamente cuando detecta un fallo de tensión de red.

5.6 CABLEADO DE LA INSTALACIÓN

Todos los conductores están diseñados para la máxima corriente en servicio continuo, máxima caída de tensión admisible y corriente de cortocircuito durante el tiempo de actuación de los elementos de protección.

5.6.1 CABLEADO DE BAJA TENSIÓN

Los conductores en corriente continua serán de cobre, y el tipo de cableado será ZZ-F de 1,8 kV, con secciones que aseguren las mínimas pérdidas y que se especifican en el anexo de cálculos justificativos.

De la misma forma, los conductores en corriente alterna serán RV-K, conductor de cobre con aislamiento de 1,8 kV en corriente continua.

5.6.2 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN

El cable utilizado para la distribución en media tensión es el HEPRZ1 12/20 kV, tal y como exige la compañía distribuidora en su manual técnico (MT) 2.31.01, cuyas características principales son:

- Conductor circular de Aluminio/Cobre clase 2 (con obturación longitudinal – HEPR-20L).

- Pantalla extrusionadora sobre conductor.
- Aislamiento en HEPR (goma de alto módulo).
- Pantalla extrusionadora sobre el aislamiento.
- Pantalla metálica en hilos y cinta de cobre.
- Cinta hinchable (obturación longitudinal – HEPR-2OL).
- Cubierta exterior.

Existen tres tipos:

- En compuesto de Poliolefina HEPRZ1.
- En compuesto de Poliolefina no propagador de llama HEPRZ1 (S).
- En compuesto de Poliolefina no propagador del incendio HEPRZ1 (AS).



Figura 21. HEPR-Z1 12/20 kV.

5.7 PUESTA A TIERRA

Los módulos fotovoltaicos, las estructuras fijas y los inversores se conectan a tierra a través de picas de cobre. Las picas serán de cobre desnudo de 2 metros de longitud y 14 mm² de diámetro, según la ITC-BT-18 del REBT. Todas esas picas se conectarán entre sí y formarán una red de tierras por medio de cables desnudos de cobre de 35 mm².

La red de tierras de los elementos a tensiones de 20 kV, es decir el centro de transformación y el transformador, se realiza siguiendo la configuración UNESA. Los cálculos de la misma se realizan en el documento Anexos.

Las partes metálicas de los equipos de B.T., que no estén en tensión normalmente, deben estar puestas a tierra. Esto evita que, ante un defecto o avería, queden cargadas y puedan suponer un riesgo para las personas.

Además, se unen ambas puestas a tierra anteriormente mencionadas, ya que se considera que la resistencia de puesta a tierra es pequeña, y en el caso de que se derive un defecto a tierra, la tensión de defecto producida sea menor que la tensión de contacto aplicada.

5.8 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

La energía eléctrica producida por cada uno de los inversores será en baja tensión, a un nivel de 690 V, mientras que la red de transporte y distribución donde se vierte la energía es de 20 kV. Esta es la razón por la que es necesario el emplazamiento de estaciones de transformación de la energía.

Se instalarán cuatro centros con propiedad del abonado, la conexión entre los cuales se realizará mediante cableado de media tensión y se protegerá contra sobrecargas y cortocircuitos mediante celdas de media tensión.

Se ha elegido INAEL como fabricante de centros prefabricados monobloque. Estos dispondrán de una puerta de acceso para cada habitáculo, una hacia la zona de baja tensión y otra para el local de media tensión con celdas sin la presencia del transformador de tensión, que por dimensiones se situará de forma exterior, y otra para el local de cuadro de corriente alterna y video vigilancia con contadores de BT.



Figura 22. Centro de Transformación

5.8.1 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Las celdas de media que se utilizarán se clasifican por su funcionalidad. Principalmente los equipos más importantes están asociados a las funciones principales: maniobra, medida y protección.

En este caso se han seleccionado el tipo de celda CABINEL de INAEL, bajo envolvente metálica con aislamiento integral o mixta (corte en hexafluoruro de azufre SF6) y juego de barras que permite una extensión a voluntad de los centros y una conexión con celdas existentes. Además de bloque de lámparas de presencia de tensión.

Se utilizará su nomenclatura. En la siguiente imagen podemos ver las opciones que nos ofrece en su catálogo:

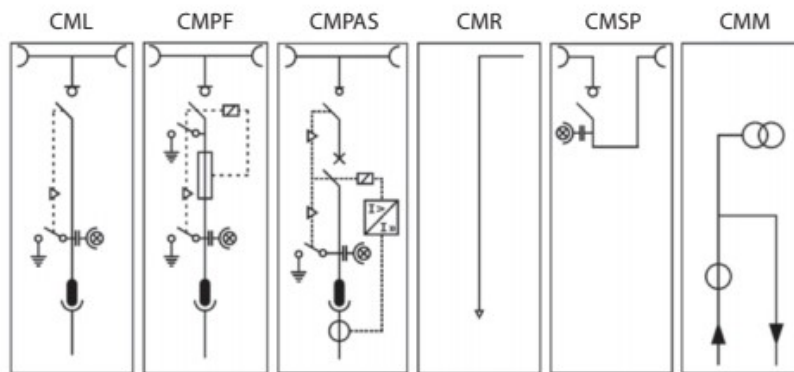


Figura 23. Celdas catálogo Inael.

CML (Celda Modular de Línea): Celda con envolvente metálica, fabricada por INAEL o equivalente técnico homologado, formada por un módulo con las siguientes características, según el propio fabricante:

“La celda INAEL o equivalente técnico homologado de línea, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y, en su caso, alarma sonora de prevención de puesta a tierra”

Características eléctricas:

- Tensión asignada: 30 kV.
- Intensidad asignada: 630 A.
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 20 kA.
- Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 50 kA.

Nivel de aislamiento:

- Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 50 kV.
- Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV.
- Capacidad de cierre (cresta): 50 kA.

Capacidad de corte:

- Corriente principalmente activa: 630 A.
- Clasificación IAC: Sin clasificación IAC.

CMPA (Celda Modular de Interruptor Automático): Celda con envolvente metálica, fabricada por INAEL o equivalente técnico homologado, formada por un módulo con las siguientes características, según el fabricante:

“La celda INAEL de línea o equivalente técnico homologado, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra”

Características eléctricas:

- Tensión asignada: 30 kV.
- Intensidad asignada: 630 A.
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 20 kA.
- Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 50 kA.

Nivel de aislamiento:

- Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 50 kV.
- Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV.
- Capacidad de cierre (cresta): 50 kA.

Capacidad de corte:

- Corriente principalmente activa: 630 A.

CMM-B (Celda Modular de Medida): Celda con envolvente metálica, fabricada por INAEL o equivalente técnico homologado, formada por un módulo con las siguientes características, según el fabricante:

“La celda INAEL, o equivalente técnico homologado, de medida indirecta de tensión, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y protección fusible, que incorpora en su interior un sistema de medición indirecta”.

Características eléctricas:

- Tres transformadores de tensión, de relación 30.000: R3/110: R3-110: R3-110: 3.

- Resistencia ferro-resonancia de 25 Ω .

CMPAS (Celda Modular de Interruptor Automático): Celda con envolvente metálica, fabricada por INAEL o equivalente técnico homologado, formada por un módulo con las siguientes características, según su fabricante:

“La celda INAEL de línea o equivalente técnico homologado, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas para GIS en AT (hexafluoruro de Azufre o equivalente mejorado), que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra.”

Características eléctricas:

- Tensión asignada: 36 kV.
- Intensidad asignada: 630 A.
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 20 kA.
- Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 50 kA.

Nivel de aislamiento:

- Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 70 kV.
- Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 170 kV.
- Capacidad de cierre (cresta): 50 kA.

Capacidad de corte:

- Corriente principalmente activa: 630 A.

CMM (Celda Modular de Medida): Celda con envolvente metálica, fabricada por INAEL o equivalente técnico homologado, formada por un módulo con las siguientes características, según su fabricante:

“La celda INAEL de medida indirecta de tensión e intensidad o equivalente técnico homologado, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y protección fusible, que incorpora en su interior un sistema de medición indirecta.”

Características eléctricas:

- Tres transformadores de intensidad, de relación 50-100/5-5-5.

5.8.1 TRANSFORMADOR

El **transformador de tensión** es una máquina estática, capaz de convertir la tensión de un sistema monofásico o trifásico en corriente alterna de cierto nivel de tensión a otro, mediante la inducción electromagnética en los bobinados del primario y del secundario. Entre ellos se mantiene la relación de potencias entre la entrada y la salida, aunque se ha de tener en cuenta las pérdidas ocasionadas en el proceso, por ello, se puede hablar del rendimiento del transformador.

Analizando las temperaturas de trabajo de los inversores y los transformadores elevadores de tensión, especificadas en los catálogos comerciales, y considerando la distribución del conjunto de elementos de la instalación, se ha considerado oportuno seleccionar transformadores de 2600 kVA para cada centro. Estos cuentan con una relación de transformación de 0,8/20 kV, con regulación +2,5+5+7,5+10%, grupo de conexión Dyn11 y refrigeración ONAN.



Figura 24. Transformador de distribución sumergido en líquido dieléctrico.

En este caso, los fabricantes de transformadores disponen de catálogos de hasta 2500 kVA a disposición de los clientes. Sin embargo, cabe la posibilidad de pedir transformadores a medida con alternativas de diseño a gusto del cliente para la mejora del rendimiento y parámetros característicos del mismo.

El transformador seleccionado es del fabricante IMEFY y cumple ensayos individuales de acuerdo Norma EN 60076-1:2011, ensayos especiales y ensayos tipo de la misma normativa.

6 PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

El objetivo principal de este apartado es la descripción de las principales fases que conlleva una instalación fotovoltaica de conexión a red, elaborando o estableciendo un plan de las actividades a desarrollar para minimizar el tiempo que implica cada una de estas.

6.1 FASE ADMINISTRATIVA

Esta es la primera fase para poder realizar proyecto tipo de una instalación solar fotovoltaica.

El principal punto de partida es la solicitud de un punto de conexión, con plazo de validez de 6 meses, con la espera de respuesta del operador del sistema REE. Todo ello ligado a un estudio de terreno compatible con este tipo de instalaciones, y que viene redactado y defendido en el siguiente documento que explicaremos a continuación.

El siguiente paso es un Certificado de Compatibilidad Urbanística (CCU), en el que se estudian los detalles generales de la instalación y se previenen las afecciones que pueden limitar la instalación en el terreno. En el caso de que hubiera, se deben realizar los correspondientes informes y estudios, como un proyecto urbanístico, la documentación de impacto ambiental o un estudio de integración paisajística, entre otros.

Es necesario un CCU cuando la instalación solar fotovoltaica tenga una potencia menor de 5 MW, siendo esta la condición más restrictiva. En el caso de no cumplirse se deberá realizar una Declaración de Interés Comunitario (DIC) con un plazo de respuesta de aproximadamente 6 meses. Este es el caso del proyecto actual.

La siguiente documentación se trata de una Autorización Administrativa, que se debe entregar en las consejerías de Industria y Energía de la comunidad autónoma correspondiente. El contenido de dicho proceso burocrático reúne:

- Un proyecto de la instalación fotovoltaica.
- Un proyecto de centro de transformación.
- Un proyecto de línea de evacuación.
- Un proyecto de CSI y línea hasta punto de conexión.
- Solicitud del punto de conexión con empresa de distribución.
- Presupuesto y mediciones.
- Estudio básico de seguridad y salud.
- Proyecto básico contra incendios.

Finalmente, una vez se da el visto bueno a la autorización administrativa se pide la licencia de obras y actividad al ayuntamiento. Demostrando que se trata de una actividad inocua mediante una declaración responsable.

6.2 FASE DE CONSTRUCCIÓN

El procedimiento constructivo quedará detallado en un proyecto a parte, el proyecto de obra y ejecución.

En esta fase es necesario realizar el acondicionamiento del terreno (desbroce y limpieza), apertura de zanjas para el cableado, viales interiores, obras de drenaje, vallado perimetral e instalación de equipos.

Tanto en la zona norte del recinto como en la zona oeste del mismo se localizan dos plataformas a una cota superior al conjunto de los terrenos, por lo tanto, el único movimiento de tierras previsible consistirá en acondicionar estas plataformas con el resto de superficie. Teniendo en cuenta la morfología existente el movimiento de tierras será reducido de tal forma que el material extraído será utilizado como relleno y por tanto no se generarán excedentes.

Por otro lado, será necesario realizar zanjas de profundidad no superior a 1,5 m para instalar el cableado. Una vez realizada la instalación prevista, éstas se rellenarán con el material extraído.

La duración estimada de la fase de construcción será de unos 9 meses, considerando los tiempos de llegada de los equipos eléctricos, tanto las máquinas estáticas como los Centro prefabricados, inversores y paneles.

6.3 FASE DE EXPLOTACIÓN

Durante las horas diurnas, la planta fotovoltaica generará energía eléctrica, en una cantidad casi proporcional a la radiación solar existente en el plano del campo fotovoltaico. La energía generada por el campo fotovoltaico, en corriente continua, es inyectada en sincronía a la red de distribución de la compañía eléctrica, primero a través de los inversores y luego a través de la subestación elevadora y finalmente a las líneas eléctricas de Media Tensión. Esta energía es contabilizada y vendida a la compañía eléctrica de acuerdo con el contrato de compra-venta previamente establecido con ésta.

Durante las noches el inversor deja de inyectar energía a la red y se mantiene en estado de “standby” con el objetivo de minimizar el auto-consumo de la planta. En cuanto sale el sol y la planta puede generar suficiente energía, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red, iniciando la generación si los valores son correctos. La operación de los inversores es totalmente automática.

La duración de esta fase se caracteriza por la variabilidad temporal de la misma, habitualmente se considera un intervalo de tiempo desde la puesta en marcha de la instalación solar fotovoltaica hasta la vida útil de los principales componentes de la instalación.

6.4 PLAN DE MANTENIMIENTO

Realizar un plan de mantenimiento de carácter preventivo y correctivo es de gran importancia, ya que se logra disminuir riesgos, maximizar la vida útil de la instalación, maximizar la producción de energía eléctrica y mejorar la rentabilidad de la instalación.

El plan de mantenimiento consistirá en realizar revisiones periódicas para asegurar que todos los componentes funcionen correctamente, así como limpieza de los módulos anualmente y corte de las hierbas que pudieran proyectar sombras en los módulos.

El mantenimiento (preventivo y correctivo) será realizado por personal técnico cualificado, y las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento. Así, desde el punto de vista del mantenimiento, se pueden diferenciar dos partes claramente diferenciadas en las instalaciones fotovoltaicas:

- El conjunto de los paneles e inversores, que transforman la radiación solar en energía eléctrica, constituyendo en definitiva una planta de potencia de generación eléctrica.
- El conjunto de equipos de la interconexión y protección, que permiten que la energía alterna tenga las características adecuadas según las normativas vigentes, y la protección de las personas y las instalaciones.

El mantenimiento de los equipos electrónicos vendrá especificado por el fabricante, mientras que para el planteamiento del servicio de mantenimiento de las instalaciones el instalador debe considerar los siguientes puntos:

- Las operaciones necesarias de mantenimiento.
- Las operaciones a realizar por el servicio técnico y las que han de realizar el encargado de la instalación.
- La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.
- El contrato de mantenimiento y la garantía de los equipos.
- Las operaciones de mantenimiento pueden ser de dos tipos muy diferenciados. Por un lado, tenemos la revisión del estado de operatividad de los equipos, conexiones y cableado, incluyendo aspectos mecánicos, eléctricos y de limpieza; y por otro, el control y calibración de los inversores.
- Los procedimientos de mantenimiento, y la frecuencia de estos serán reflejados en el libro de mantenimiento de la instalación.

6.5 VIDA ÚTIL Y DESMANTELAMIENTO

La vida útil del Proyecto se estima en 30 años. No obstante, al término de este período se evaluará mantener en operación la planta, pudiendo ampliar su vida útil en función del estado de la misma.

Desde el punto de vista de la eficiencia de la Planta fotovoltaica, hay que tener presente que se produce un aumento de las pérdidas de año en año, estimándose que al final de su vida útil el rendimiento de la planta solar se puede haber reducido en un 20-25% aproximadamente.

El desmantelamiento se prevé sencillo ya que los módulos fotovoltaicos únicamente van hincados al terreno y seguirá el siguiente orden:

1. Desconexión de la instalación
2. Desmantelamiento de la instalación eléctrica BT.
3. Desmantelamiento de los módulos fotovoltaicos, inversores y estructura soporte.
4. Desmantelamiento de la instalación eléctrica subterránea de MT.
5. Desmantelamiento de los centros de transformación.
6. Desmantelamiento del centro de entrega y medida.
7. Restauración vegetal y paisajística dejando el terreno en su situación actual.

7 BIBLIOGRAFÍA

- EE 1028 Instalaciones de Energías Renovables, Universidad Jaime I.
- EE 1021 Instalaciones eléctricas de baja y media tensión, Universidad Jaime I.
- Periódico digital energías renovables: <https://www.energias-renovables.com/panorama/eolica-y-solar-seran-las-primera-tecnologias-20190222/>
- Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red», 2011.
- «Photovoltaic Geographical Information System» (PVGIS) <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
- Inversor Power Electronics: <https://power-electronics.com/es/productos/productos-solar/hemk/>
- Módulo fotovoltaico: <https://www.jinkosolar.com/en/site/dwparameterc>
- Protecciones eléctricas: <https://dfelectric.es/documentacion/documentos-fotovoltaicos/fusibles-y-bases-fotovoltaicos.pdf>
- MT 3.53.01 Marzo, 2016 «Condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la red de Iberdrola Distribución eléctrica, S.A.U.»
- MT 2.31.01 Noviembre, 2018 «Proyecto tipo de línea subterránea de AT hasta 30 kV.»
- Visor cartográfico catastral: <https://www.sedecatastro.gob.es/>
- Propuesta de orden por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a instalaciones de energías renovables: <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=224>

Documento 2. Anexos

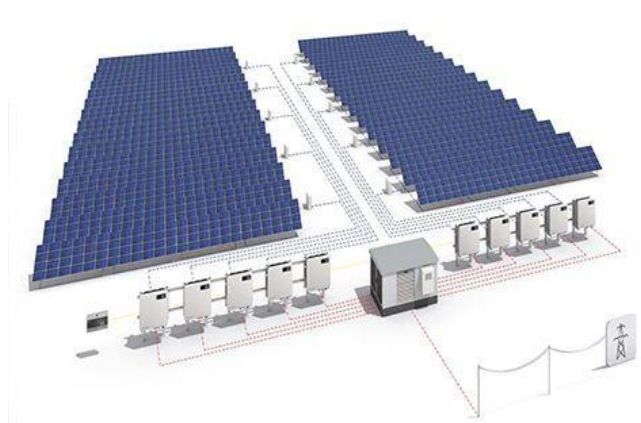
Índice

1 Cálculos justificativos	3
1.1 Configuración de la huerta solar.....	3
1.2 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	4
1.2.1 Número máximo de módulos en serie	4
1.2.2 Número mínimo de módulos en serie	6
1.2.3 Número de series en paralelo	6
1.2.4 Configuración adoptada	7
1.3 Dimensionamiento de conductores.....	8
1.3.1 Criterio de corriente máxima admisible	8
1.3.2 Criterio de caída de tensión	9
1.3.3 Cableado de continua	10
1.3.1.1 Tramo paneles-combiner box	11
1.3.1.2 Combiner box-Inversor	13
1.3.4 Cableado de alterna	17
1.3.1.3 Inversor-Transformador	18
1.3.1.4 Tramo media tensión	19
1.4 Protecciones.....	21
1.4.1 Protecciones en CC	21
1.5 Puesta a tierra.....	25
1.6 Orientación e inclinación de los módulos.....	26
1.7 Cálculo de pérdidas por sombreado.....	27
2 Estudios con identidad propia	29
2.1 PVGIS.....	29
3 Estudio económico	30
3.1 Presupuesto de inversión.....	30
3.2 Ingresos.....	31
3.3 Viabilidad económica.....	33

1 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

1.1 CONFIGURACIÓN DE LA HUERTA SOLAR

Se entiende como sistema fotovoltaico al conjunto de agrupaciones de paneles fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo que, a su vez, se conectan mediante inversores para poder evacuar la energía y acoplarse a la red. El correcto dimensionamiento de este sistema es fundamental para optimizar la instalación, donde uno de los puntos más importantes son las potencias proporcionadas por el inversor y los paneles.



La potencia pico de la instalación, aportada por los paneles, debe ser superior a la potencia nominal de la instalación, suministrada por los inversores. Este sobredimensionamiento en la potencia es necesario con el fin de optimizar el rendimiento de los inversores y producir con la potencia máxima que nos ofrecen.

Existen diversas razones por las que un sistema fotovoltaico produce menos potencia que la potencia pico que tiene instalada y las resumimos a continuación:

- **Pérdidas por temperatura:** cada módulo fotovoltaico tiene una potencia pico obtenida en condiciones experimentales en laboratorio y para ciertas condiciones específicas. Estas condiciones, difícilmente se podrán producir de forma frecuente en la instalación. Tal y como se comenta en el documento *Memoria descriptiva*, la temperatura ambiente produce cambios en el rendimiento de los paneles.
- **Pérdidas en el panel:** otros factores no dependientes de la temperatura también reducen el rendimiento como las sombras, la suciedad, la reflexión o la inclinación óptima entre otros.
- **Pérdidas en el cableado:** se ocasionan pérdidas de energía en los tramos de continua entre el panel y el inversor producidos por el efecto Joule del cableado.

La obtención de la potencia máxima de la instalación que se puede verter a la red viene condicionada por algunos factores.

- En primer lugar, el espacio disponible para situar el conjunto de elementos de la instalación. El terreno puede tener zonas de protección y normativa urbanística. que

limite la superficie aprovechable del conjunto parcelario y condiciona, por tanto, la potencia de la instalación.

- En segundo lugar, la compañía distribuidora de energía, al dar respuesta a solicitud de punto de conexión, puede limitar en su informe la potencia máxima.

En nuestra planta solar tenemos la limitación de la potencia en el nodo del punto de conexión, que no deberá superar 10.120 kW nominales.

1.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Una vez definida la potencia de la instalación se procede a determinar la configuración del sistema fotovoltaico. El principal objetivo es que el intervalo de tensión de funcionamiento del conjunto de paneles, es decir, la suma de la tensión de los paneles en serie se sitúe entre los rangos de tensión admisibles por el seguimiento del punto MPP en la entrada del inversor.

Datos iniciales:

Características eléctricas del módulo seleccionado: JINKO SOLAR JKM400-72-V	
Potencia del módulo (Wp)	400
Tensión máxima (Vmp)	41,7
Tensión en circuito abierto (Voc)	49,8
Intensidad máxima (Imp)	9,6
Intensidad de cortocircuito (Isc)	10,36
Coefficiente de temperatura para Voc (%/°C)	-0,28
Coefficiente de temperatura para Isc (%/°C)	0,048
Coefficiente de temperatura para Pmp (%/°C)	-0,36

Características técnicas del inversor seleccionado: Power Electronics FS2445K	
Rango tensión cc máx	1310
Rango tensión cc mín	976
Tensión máxima entrada cc	1500
Intensidad máxima entrada cc	2645
Intensidad máxima de cortocircuito cc	4000

1.2.1 NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS EN SERIE.

Cuando la temperatura del módulo es mínima, la tensión de circuito abierto indica el valor máximo admisible para la tensión de entrada del inversor. Conociendo la temperatura mínima de la zona, que será la misma que la del panel y corresponde a $-6,8\text{ }^{\circ}\text{C}$, además de su irradiancia mínima considerada en 100 W/m^2 , se puede determinar la temperatura de trabajo del panel:

$$T_{panel} = T_{ambiente} + \frac{(TONC - 20)}{800} * E$$

Dónde:

- Tpanel: temperatura que alcanza la célula con una temperatura ambiente determinada.
- Tambiente: temperatura ambiente del emplazamiento.
- TONC: temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando el módulo está bajo las condiciones de 800 W/m², con distribución espectral AM 1,5 G, temperatura ambiente 20 °C y velocidad del viento de 1 m/s. Marcada por el fabricante, en este caso Jinko Solar, 45 °C.
- E: Irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre, en este caso 100 W/m².

$$T_{panel} = -6,8 + \frac{(45 - 20)}{800} \times 100 = -3,675^{\circ}\text{C}$$

Este dato nos servirá para conocer la tensión de circuito abierto Vco, cuando la temperatura de la célula sea diferente a 25 °C:

$$V_{co}(-3,675) = V_{co}(25) \times [1 + \Delta T \times \Delta V_{co}(\%)]$$

Dónde:

- Vco: tensión en circuito abierto del panel a una temperatura determinada.
- β: coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel. Marcado por el fabricante -0,28 %/°C.
- Vco(25°C): tensión en circuito abierto del panel en condiciones estándar. Marcado por el fabricante, 49.8V.

También, la corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada módulo trabajando a condiciones de temperatura de célula diferente a 25 °C.

$$I_{sc}(-3,675) = I_{sc}(25) \times [1 + \Delta T \times \Delta I_{sc}(\%)]$$

Dónde:

- Isc: corriente de cortocircuito del panel a una temperatura determinada.
- Isc (25°C): corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar. En este caso 10,36 A.
- α: cociente de temperatura de circuito abierto. Marcado por el fabricante, 0.05 %/°C.

$$V_{co} = 49,8 \times [1 + (-3,675 - 25) \times (-0,0028)] = 53,79 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 10,36 \times [1 + (-3,675 - 25) \times (0,00048)] = 10,21 \text{ A}$$

Averiguamos el número máximo de módulos en serie mediante el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor en el punto MPP y la tensión de circuito abierto del módulo a su temperatura mínima:

$$N_{max} = \frac{1500}{53,79} = 27,88 \text{ paneles}$$

Finalmente, el valor de la tensión V_{mp} del panel también se ve alterado por la temperatura dando como resultado:

$$V_{mp} = 41,7 \times \left(1 + \frac{41,7}{49,8} \times \frac{-0,28}{100} \times (-3,675 - 25)\right) = 44,50 \text{ V}$$

1.2.2 NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS EN SERIE.

El valor mínimo de tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión en el punto de mínima potencia cuando la temperatura de los módulos es máxima. De la misma forma que el punto anterior, calcularemos la temperatura del panel considerando la temperatura de ambiente máxima.

$$T_{panel} = 44 + \frac{(45 - 20)}{800} \times 1000 = 75,25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Con esta temperatura de célula, calculamos la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito del panel:

$$V_{co} = 49,8 \times [1 + (75,25 - 25) \times (-0,0028)] = 42,47$$

$$I_{sc} = 10,36 \times [1 + (75,25 - 25) \times (0,00048)] = 10,6 \text{ A}$$

Averiguamos el número mínimo de paneles conectados en serie con el cociente entre la tensión mínima del inversor de MPP y la tensión de circuito abierto a temperatura máxima:

$$N_{min} = \frac{976}{42,47} = 22,98 \text{ paneles}$$

Con el fin de no superar el límite de módulos en serie y trabajar a la mayor tensión posible (minimizando las pérdidas por efecto Joule en los cables de continua), se escogen series de 26 módulos.

1.2.3 NÚMERO DE SERIES EN PARALELO.

La condición principal para un correcto dimensionamiento es que la corriente máxima soportada por entrada del inversor sea mayor que la corriente máxima que puedan llegar a generar el número de series de paralelos a instalar. Esta relación queda definida por la siguiente:

$$N_{ramales} * I_{sc \text{ maxima}} \leq I_{\text{entrada maxima del inversor}}$$

Dónde:

- $I_{sc \text{ máxima}}$: corriente de cortocircuito máxima del módulo fotovoltaico.
- $I_{\text{entrada máx}}$: corriente de entrada máxima admisible por el inversor.

Como resultado del cálculo anterior, acabamos disponiendo el campo de paneles en grupos de 22 y 21 ramas en paralelo, quedando cada uno de estos grupos conectados al inversor a través de una caja de conexiones (combiner box).

$$(22 \times 3 + 21 \times 9) \times 10,36 = 2641,8 \text{ A} < 2645 \text{ A}$$

Por tanto, se observa que no existirán problemas de sobreintensidad en la entrada del inversor. A continuación, se expone la configuración de paneles adoptada para cada grupo fotovoltaico.

1.2.4 CONFIGURACIÓN ADOPTADA

Se han considerado en un inicio dos opciones con este tipo de inversor, dentro del número máximo de entradas que nos ofrece (36), con el mismo número de paneles y que se resumen a continuación:

- 15 cajas de string con 17 agrupaciones de módulos en serie con 2.652.200 Wp.
- 12 cajas de string con 22 y 21 agrupaciones de módulos en serie con 2.652.000 Wp.

Ambas opciones cumplen con los requisitos de corriente del inversor y tienen la misma potencia pico de paneles. De modo que para cada inversor centralizado se contará con la distribución de series (string) y cajas de conexión (combiner box) mostrada en la siguiente tabla:

- Inversor Central: Power Electronics FS2445K_690V

Combiner box	Número de paralelos	Módulos en serie	Potencia panel fotovoltaico	Paneles por caja	Potencia pico por caja
1	22	26	400	572	228.800
2	22	26	400	572	228.800
3	22	26	400	572	228.800
4	21	26	400	546	218.400
5	21	26	400	546	218.400
6	21	26	400	546	218.400
7	21	26	400	546	218.400
8	21	26	400	546	218.400
9	21	26	400	546	218.400
10	21	26	400	546	218.400
11	21	26	400	546	218.400
12	21	26	400	546	218.400
TOTAL	255			6630	2.652.000 Wp

1.1 Tabla Configuración por inversor.

Se destaca el emplazamiento de cada combiner box en un lugar donde se tenga la mínima distancia posible entre cada estructura y el propio combiner box.

Se escogen cuatro grupos inversores de las mismas características para realizar la configuración de la instalación solar fotovoltaica, obteniéndose los siguientes valores:

Configuración de huerta solar situada en Villena	
Número de paneles fotovoltaicos	26.520
Potencia nominal de la instalación	10.120 kWn
Potencia pico de la instalación	10.608 kWp
Número de inversores centrales	4
Número de estructuras	1020 (2x13)

1.2. Tabla Características de la instalación.

1.3 DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES

El dimensionamiento de los conductores se realizará teniendo en cuenta dos criterios fundamentales que se deberán de cumplir: el criterio de corriente máxima admisible o densidad de corriente y el criterio de caída de tensión.

Para poder realizar un correcto dimensionamiento se tendrá en cuenta el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión y la normativa UNE correspondiente. Según el REBT las tensiones de una instalación generadora deben cumplir lo especificado en el Art 2.

Art 2 Campo de aplicación. 1. El presente Reglamento se aplicará a las instalaciones que distribuyan la energía eléctrica, a las generadoras de electricidad para consumo propio y a las receptoras, en los siguientes límites de tensiones nominales:

- Corriente alterna: igual o inferior a 1000 V
- Corriente continua: igual o inferior a 1500 V

Por lo tanto, el cableado utilizado en la instalación debe contemplar estas tensiones para realizar una selección idónea.

1.3.1 CRITERIO DE CORRIENTE MÁXIMA ADMISIBLE

El criterio de corriente máxima corriente consiste en escoger un cableado para cada tramo donde se cumpla que, dicha línea eléctrica sea capaz de soportar la densidad de corriente que circulará a través de ésta. Se procede a calcular de esta forma la corriente de diseño mediante el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) y la norma UNE-HD 60364-5-52 que sustituye a la normativa UNE 20460-5-523 que ya no se encuentra vigente.

Para todo el proyecto, se ha optado por el cableado de polietileno reticulado (XLPE) ya que al ser el aislante termostable posee características más estables cuando se produce un aumento de temperatura o presión.

Para obtener las corrientes de diseño:

Corriente continua (CC)

$$I = \frac{P}{U}$$

Corriente alterna (CA)

Monofásico:

$$I = \frac{P}{U * \cos \varphi}$$

Trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi}$$

Donde:

- P: Potencia (W)
- I: Intensidad de corriente (A)
- Cos(φ): factor de potencia, ángulo entre la tensión de fase y la corriente
- U: Tensión entre fase y neutro; tensión entre fases.

1.3.2 CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

El dimensionamiento de conductores por medio de este criterio se fundamenta en que el cableado ha de tener una sección capaz de evitar que, la pérdida de tensión en la línea no supere unos límites previos establecidos.

La teoría nos dice que es conveniente tener en cuenta el efecto de la reactancia de las líneas, cuya influencia es significativa a determinadas secciones. Se puede considerar las secciones mínimas para cumplir con el criterio de caída de tensión, en corriente alterna, con las siguientes expresiones:

Línea monofásica:

$$S = \frac{2 * L * I * \cos(\varphi)}{\gamma * (e - 2 * 10^{-3} * \frac{x}{n} * L * I * \sin \theta)}$$

Línea trifásica:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos(\varphi)}{\gamma * (e - 1,732 * 10^{-3} * \frac{x}{n} * L * I * \sin \theta)}$$

Donde:

- S: Sección mínima del conductor en mm²
- I: Intensidad de corriente en amperios
- Cos(φ): factor de potencia, ángulo entre la tensión de fase y la corriente
- e: caída de tensión admisible en voltios
- γ: Conductividad del conductor en m/Ω mm²
- X: reactancia de la línea en Ω/km
- n: número de conductores por fase
- L: longitud de la línea en metros

La UTE C15-105 (normativa francesa) indica que la reactancia de una línea se puede considerar 0,08 Ω/km, independientemente de la naturaleza del conductor (cobre/aluminio), de la longitud de la línea y de si es monofásica o trifásica. Se suele considerar en cobre a partir de 35 mm² y en aluminio a partir de 70 mm². No tener en cuenta el efecto de la reactancia aumenta la caída de tensión de una línea.

Para simplificar los cálculos se desprecia el valor de la reactancia del cableado, además se supone que el cableado tiene mayor longitud que su valor real y, las expresiones anteriores quedan de la siguiente forma:

Línea monofásica:

$$S = \frac{2 * L * I * \cos(\varphi)}{\gamma * e}$$

Línea trifásica:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos(\varphi)}{\gamma * e}$$

En el caso de los tramos de corriente continua, al no existir factor de potencia, se utilizan las siguientes expresiones donde la primera corresponde con la sección en función de la corriente y la segunda en función de la potencia:

$$S = \frac{2 * I * L}{\gamma * e} \quad S = \frac{2 * P * L}{\gamma * e * U}$$

1.3.3 CABLEADO DE CONTINUA

El cableado de continua se divide en dos tramos: el primero es la conexión de módulos en serie y el combiner box, y el segundo entre este último y el inversor centralizado.

La caída de tensión máxima según el IDAE corresponde con un 1,5% del valor eficaz de la tensión de la línea. Por tanto, este valor se dividirá entre ambos tramos previamente mencionados.

1.3.1.1 TRAMO PANELES-COMBINER BOX

Durante todo el tramo el cableado se sitúa sobre bandeja, considerando para el cálculo la serie de paneles más alejada de la caja de agrupación, cumpliendo así, con el criterio más restrictivo de caída de tensión. Se utilizará un cableado ZZ-F (AS) 1,8 kV DC- 0,6/1 kV AC o equivalente con aislamiento XLPE (termoestable) y sus especificaciones se observan en el apartado documentación técnica.

Se considera método de instalación F (cables unipolares espaciados al aire libre y una distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable) según UNE 20460-5-523.

Criterio de intensidad máxima admisible


Escogemos la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico seleccionado como la corriente de diseño del tramo. Según nos indica el punto 5 de la ITC-BT 40 sobredimensionaremos dicha intensidad de diseño un 125%, por tanto:

$$I_{\text{diseño}} = 1,25 \times 10,36 = 12,95 \text{ A}$$

Una vez obtenida la corriente de diseño, consideraremos los factores de corrección que aplicaremos a la corriente admisible del cableado:

- Factor de corrección por temperatura ambiente, considerando que el cableado es termoestable y temperatura ambiente de 44 máxima aproximadamente: 0,96. Además, como se trata de un cableado expuesto a luz solar, se considera un factor de corrección adicional de 0,9.

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78



1.3 Tabla 52-14 Norma UNE 60354. (Fuente: PRYSMIAN <https://www.prysmianclub.es/novedades-de-la-norma-de-intensidades-admisibles-une-hd-60364-5-52-instalaciones-al-aire/>)

- Factor de corrección por agrupamiento de circuitos, considerando el punto 4 de bandejas perforadas y agrupaciones obtenemos un factor de 0,7.

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores										Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20		
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40		A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70		C
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60		
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70		E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		



1.4 Tabla 52-14 Norma UNE 60354.

TABLA C.52.1 bis
Intensidades admisibles en amperios al aire (40 °C)

NÚMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DEL AISLAMIENTO																			
		PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)											
A1																			
A2																			
B1																			
B2																			
C																			
D*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E																			
F																			
Cobre	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713	

1.5 Tabla intensidades admisibles.

Ahora, aplicamos los coeficientes obtenidos a la corriente de diseño de la línea y comprobamos si no supera la intensidad admisible de la sección mínima de los conductores que conectan los paneles (4mm²), considerando XLP2 y método F en la tabla anterior:

$$I_{\text{diseño}}' = \frac{10,36 \times 1,25}{0,9 \times 0,7 \times 0,96} = 21,41 \text{ A} < I_{\text{adm}} (4 \text{ mm}^2) = 46 \text{ A}$$

Criterio de caída de tensión

Utilizamos este criterio para saber si la sección seleccionada anteriormente cumple con los requisitos de caída de tensión. En este tramo consideraremos una c.d.t.= 0.5 %.

Los valores de conductividad eléctrica, como norma general en este documento, se considerarán de 45,49 m/Ω mm² para cobre y 27,8 m/Ω mm² para aluminio. La conductividad del metal depende de su temperatura, cualquier conductor recorrido por una corriente se calentará por efecto Joule variando su conductividad. Esto se traduce en calcular las caídas de tensión para los valores más restrictivos de temperatura, tal y como se observa en la siguiente tabla:

	Temperatura del conductor		
	20 °C	Termoplásticos 70 °C	Termoestables 90 °C
Cu	58,00	48,47	45,49
Al	35,71	29,67	27,8

1.6 Tabla conductividad conductores.

Se procede a calcular la c.d.t. del tramo con más longitud entre la serie de paneles y la combiner box:

$$e = \frac{2 \times I \times L}{\gamma \times S} = \frac{2 \times 9,65 \times 50}{45,49 \times 4} = 5,3 \text{ V}$$

Donde:

- I: Intensidad de corriente (A)
- L: longitud de la línea
- S: sección de cable seleccionada
- e: caída de tensión máxima admisible
- γ : conductividad del material

Calculamos el mismo dato en porcentaje:

$$e(\%) = \frac{e}{V_{mp}} = \frac{5,3 \times 100}{(26 \times 44,5)} = 0,458 \%$$

Donde:

- V: tensión máxima en el string
- e: caída de tensión máxima admisible

De esta forma tenemos un abanico hasta llegar al 1,5% del porcentaje recomendable por el IDAE en los tramos de continua.

1.3.1.2 COMBINER BOX-INVERSOR

Este es el tramo de cableado existente entre la combiner box y el inversor centralizado donde por cada línea habrá dos conductores (positivo y negativo), reduciendo así el número de entradas hacia el inversor.

En este caso, al tratarse de un tramo con una tensión máxima de 1500 V DC con una sección mucho mayor debido al método de instalación (enterrado) y la longitud del tramo, se utilizará *RV-K 1,8 kV CC - 0,6/1kV AC* o equivalente.

Criterio de intensidad máxima admisible

Se calcula la tensión máxima en este tramo como el sumatorio en el punto de máxima potencia de cada panel y, la corriente de diseño de cada línea como el sumatorio de las corrientes de cada string. Además, se sobredimensiona un 125% la intensidad de diseño siguiendo las indicaciones del REBT:

$$V = V_{mp}(-3,675) \times 26 = 1157,09 \text{ V}$$

$$I_{\text{diseño}}(22 \text{ strings}) = 10,6 \times 22 \times 1,25 = 291,77 \text{ A}$$

$$I_{\text{diseño}}(21 \text{ strings}) = 10,6 \times 21 \times 1,25 = 278,5 \text{ A}$$

La línea propuesta para este tramo se instalará en zanja bajo tubo y tipo de instalación D1.

Una vez obtenida la corriente de diseño, consideraremos los factores de corrección que aplicaremos a la corriente admisible del cableado:

- Factor de corrección por resistividad del terreno: se escoge resistividad estándar 1,5 k \times m/W cuyo factor de corrección es 1.

Método de instalación	Sección mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D1/D2	Cobre				
	1,5	20	17	24	21
	2,5	27	22	32	27
	4	36	29	42	35
	6	44	37	53	44
	10	59	49	70	58
	16	76	63	91	75
	25	98	81	116	96
	35	118	97	140	117
	50	140	115	166	138
	70	173	143	204	170
	95	205	170	241	202
	120	233	192	275	230
	150	264	218	311	260
	185	296	245	348	291
	240	342	282	402	336
300	387	319	455	380	
D1/D2	Aluminio				
	2,5	20	17,5	24	21
	4	27	22	32	27
	6	34	28	40	34
	10	45	38	53	45
	16	58	49	70	58
	25	76	62	89	74
	35	91	76	107	90
	50	107	89	126	107
	70	133	111	156	132
	95	157	131	185	157
	120	179	149	211	178
	150	202	169	239	201
	185	228	190	267	226
	240	263	218	309	261
	300	297	247	349	295

1.7 Tabla intensidades admisibles para instalaciones enterradas.

Ahora, aplicamos los coeficientes obtenidos a la corriente de diseño de la línea y comprobamos si no supera la intensidad admisible con la sección mínima calculada:

$$I_{\text{diseño}} = 291,7 \text{ A} < I_{\text{adm}} (\text{Al } 240 \text{ mm}^2) = 309 \text{ A}$$

Criterio de caída de tensión

Recurrimos ahora al criterio de caída de tensión para verificar que la sección seleccionada con el anterior criterio es válida. Consideramos la longitud de la línea con mayor longitud, en este caso de 180 metros.

En este criterio no se acude a la intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos, sino a la intensidad de seguimiento del punto de máxima potencia del panel tal y como se expresa en la ecuación siguiente:

$$e = \frac{2 \times I \times L}{\gamma \times S} = \frac{2 \times (9,6 \times 21) \times (180 + 10)}{27,8 \times 300} = 9,18 \text{ V}$$

Calculamos a continuación la caída de tensión en porcentaje:

$$e (\%) = \frac{e}{V} = \frac{9,1856 \times 100}{(26 \times 44,5)} = 0,79 \%$$

Se comprueba que en el caso más restrictivo (las líneas con mayores longitudes) cumplen con el criterio impuesto y, se consideran pérdidas aceptables para maximizar la energía que producen los paneles.

$$e_{\text{continua}} (\%) = (0,458+0,836) = 1.294 \% < e_{\text{adm}} (\%) = 1,5 \%$$

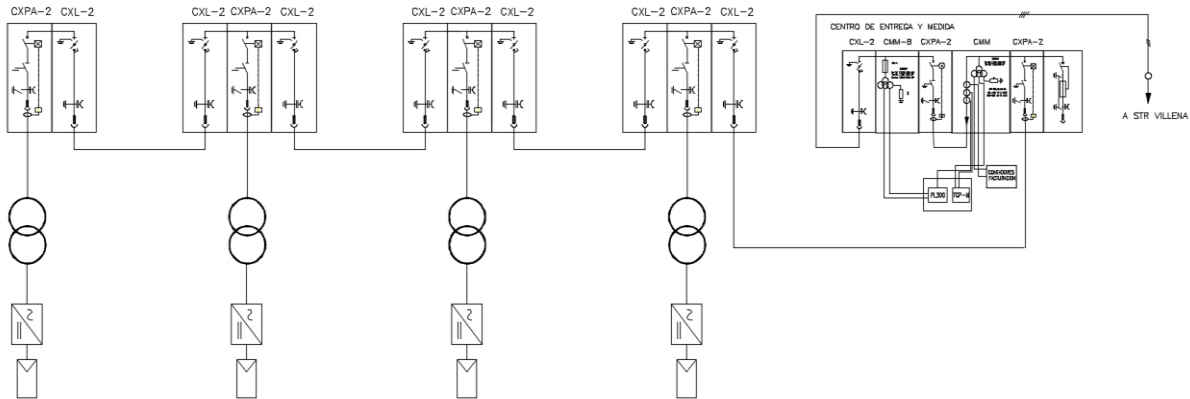
A continuación, se adjunta una tabla donde se comprueban los criterios mencionados anteriormente para el tramo de cableado entre el combiner box y el inversor centralizado:

Linea	P Inst. (W)	Stringgs	Paneles en la linea	Tension entrada inversor (V)	Material del Conductor (Cable A) (90°C)	Longitud linea (m)	Imp(A)	Impx,25	Isc (A)	Isc x 1,25	%max	Smin normalizada	cdt (V)	cdt %	Caida teo	Perd Pot.cdt (kW)	Iscm BEETIC (A)	Criterio caída de tension	Criterio término Isct x 25c (Item 16)
Linea 1	228.800	22	572	1157,091615	Al	169,51	211,2	264	233,4174304	291,771788	1,0%	300	8,91142446	0,770157207	11,57091615	1,882092846	349	OK	OK
Linea 2	228.800	22	572	1157,091615	Al	129,51	211,2	264	233,4174304	291,771788	1,0%	240	8,83228777	0,76331793	11,57091615	1,865379177	309	OK	OK
Linea 3	228.800	22	572	1157,091615	Al	58,64	211,2	264	233,4174304	291,771788	1,0%	240	4,34555957	0,37558331	11,57091615	0,917780996	309	OK	OK
Linea 4	218.400	21	546	1157,091615	Al	134,76	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	8,748086331	0,756040941	11,57091615	1,765614204	309	OK	OK
Linea 5	218.400	21	546	1157,091615	Al	179,45	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	300	9,159021583	0,775554356	11,57091615	1,846458751	349	OK	OK
Linea 6	218.400	21	546	1157,091615	Al	51,85	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	3,737697842	0,323025229	11,57091615	0,753519885	309	OK	OK
Linea 7	218.400	21	546	1157,091615	Al	129,22	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	8,413294964	0,727107072	11,57091615	1,666120265	309	OK	OK
Linea 8	218.400	21	546	1157,091615	Al	173,87	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	300	8,889254676	0,768241214	11,57091615	1,792073743	349	OK	OK
Linea 9	218.400	21	546	1157,091615	Al	130,93	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	8,516633094	0,736037923	11,57091615	1,683328932	309	OK	OK
Linea 10	218.400	21	546	1157,091615	Al	128,17	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	8,349841727	0,721632216	11,57091615	1,633328932	309	OK	OK
Linea 11	218.400	21	546	1157,091615	Al	140,42	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	9,000129496	0,7785601536	11,57091615	1,832570106	309	OK	OK
Linea 12	218.400	21	546	1157,091615	Al	135,54	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	8,795232022	0,760114662	11,57091615	1,773116661	309	OK	OK
Linea 1	228.800	22	572	1157,091615	Al	118,87	211,2	264	233,4174304	291,771788	1,0%	300	9,508051799	0,821719877	11,57091615	2,00810054	349	OK	OK
Linea 2	228.800	22	572	1157,091615	Al	177,73	211,2	264	233,4174304	291,771788	1,0%	240	9,508051799	0,821719877	11,57091615	2,00810054	349	OK	OK
Linea 3	228.800	22	572	1157,091615	Al	131,8	211,2	264	233,4174304	291,771788	1,0%	240	8,977266187	0,775847484	11,57091615	1,895998619	309	OK	OK
Linea 4	218.400	21	546	1157,091615	Al	74,82	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	5,12581395	0,442991107	11,57091615	1,033363891	309	OK	OK
Linea 5	218.400	21	546	1157,091615	Al	116	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	7,614388489	0,658062714	11,57091615	1,535060719	309	OK	OK
Linea 6	218.400	21	546	1157,091615	Al	162,28	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	10,41116547	0,899770194	11,57091615	2,088809058	309	OK	OK
Linea 7	218.400	21	546	1157,091615	Al	180	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	300	9,18561511	0,793853433	11,57091615	1,851819281	349	OK	OK
Linea 8	218.400	21	546	1157,091615	Al	148,68	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	9,589296496	0,828741202	11,57091615	1,933201885	309	OK	OK
Linea 9	218.400	21	546	1157,091615	Al	75,86	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	5,188661871	0,448422735	11,57091615	1,046034233	309	OK	OK
Linea 10	218.400	21	546	1157,091615	Al	148,43	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	9,57418705	0,827435522	11,57091615	1,990156109	309	OK	OK
Linea 11	218.400	21	546	1157,091615	Al	121,56	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	7,950388489	0,687101037	11,57091615	1,602798319	309	OK	OK
Linea 12	218.400	21	546	1157,091615	Al	71,38	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	4,917928058	0,42502495	11,57091615	0,991464295	309	OK	OK
Linea 1	228.800	22	572	1157,091615	Al	178,79	211,2	264	233,4174304	291,771788	1,0%	300	9,561738129	0,826359642	11,57091615	2,019439033	349	OK	OK
Linea 2	228.800	22	572	1157,091615	Al	167,36	211,2	264	233,4174304	291,771788	1,0%	300	8,98283744	0,776328969	11,57091615	1,897175261	349	OK	OK
Linea 3	228.800	22	572	1157,091615	Al	103,4	211,2	264	233,4174304	291,771788	1,0%	240	7,179280576	0,620459131	11,57091615	1,516264058	309	OK	OK
Linea 4	218.400	21	546	1157,091615	Al	119,95	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	7,853093525	0,678692458	11,57091615	1,583183655	309	OK	OK
Linea 5	218.400	21	546	1157,091615	Al	139,01	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	9,004920863	0,7782375	11,57091615	1,815392046	309	OK	OK
Linea 6	218.400	21	546	1157,091615	Al	95,01	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	6,345928058	0,548437822	11,57091615	1,279339096	309	OK	OK
Linea 7	218.400	21	546	1157,091615	Al	154,64	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	9,949467625	0,858686613	11,57091615	2,005812673	309	OK	OK
Linea 8	218.400	21	546	1157,091615	Al	24,28	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	2,071597122	0,17903484	11,57091615	0,41763398	309	OK	OK
Linea 9	218.400	21	546	1157,091615	Al	150,25	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	9,684172662	0,836940873	11,57091615	1,952329209	309	OK	OK
Linea 10	218.400	21	546	1157,091615	Al	152,85	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	9,841294964	0,850519945	11,57091615	1,984005065	309	OK	OK
Linea 11	218.400	21	546	1157,091615	Al	60,53	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	4,262244604	0,368358438	11,57091615	0,859268512	309	OK	OK
Linea 12	218.400	21	546	1157,091615	Al	150,75	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	9,714388489	0,839552233	11,57091615	1,958420719	309	OK	OK
Linea 1	228.800	22	572	1157,091615	Al	158,9	211,2	264	233,4174304	291,771788	1,0%	300	8,554359712	0,739288393	11,57091615	1,806680771	349	OK	OK
Linea 2	228.800	22	572	1157,091615	Al	119,68	211,2	264	233,4174304	291,771788	1,0%	240	8,209595833	0,709533863	11,57091615	1,739343883	309	OK	OK
Linea 3	228.800	22	572	1157,091615	Al	174,86	211,2	264	233,4174304	291,771788	1,0%	300	9,362693525	0,809157495	11,57091615	1,977400873	349	OK	OK
Linea 4	218.400	21	546	1157,091615	Al	122,32	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	7,996316547	0,691070304	11,57091615	1,612057416	309	OK	OK
Linea 5	218.400	21	546	1157,091615	Al	175,64	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	300	8,974825899	0,775638586	11,57091615	1,809324901	349	OK	OK
Linea 6	218.400	21	546	1157,091615	Al	95,68	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	6,56711223	0,567662505	11,57091615	1,324050786	309	OK	OK
Linea 7	218.400	21	546	1157,091615	Al	167,18	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	10,70728058	0,925361522	11,57091615	2,158587764	309	OK	OK
Linea 8	218.400	21	546	1157,091615	Al	70,67	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	4,875021583	0,421316819	11,57091615	0,982804351	309	OK	OK
Linea 9	218.400	21	546	1157,091615	Al	132,57	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	8,615741007	0,744603184	11,57091615	1,73693387	309	OK	OK
Linea 10	218.400	21	546	1157,091615	Al	75,19	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	5,148172662	0,444923513	11,57091615	1,0378771699	309	OK	OK
Linea 11	218.400	21	546	1157,091615	Al	85,7	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	5,783309353	0,4998143	11,57091615	1,165915165	309	OK	OK
Linea 12	218.400	21	546	1157,091615	Al	103,1	201,6	252	222,8075472	278,509434	1,0%	240	6,834820144	0,590889627	11,57091615	1,377899741	309	OK	OK

1.8 Tabla resumen secciones combiner box-inversor central.

1.3.4 CABLEADO DE ALTERNA

Se considera cableado de alterna el tramo que discurre desde la salida inversor central hasta el centro de entrega y medida, el cual discurrirá bajo tubo PVC en zanja. La configuración de los centros de MT es en serie según la siguiente imagen:



1.9 Imagen del conexionado de media tensión.

Tal y como se observa en la imagen anterior, las celdas de los centros de transformación se conectan en serie, lo que conlleva que las potencias generadas por cada centro se sumen hasta llegar al centro de medida y entrega. El cableado de los tramos de media tensión (20 kV) se dimensionará conforme al tramo más restrictivo, que deberá soportar mayor corriente, correspondiente al cuarto centro de transformación y el centro de entrega.

Datos iniciales:

Características eléctricas etapa de transformación	
Potencia aparente (kVA)	2600
Frecuencia (Hz)	50
Tensión primario (kV)	20
Tensión secundario (kV)	0,69
Grupo	Dy11
Temperatura de referencia (°C)	40
Ucc (%)	6
Tipo de instalación	Transformador exterior

De la misma forma que en apartados anteriores se aplicará el criterio de intensidad máxima admisible y el criterio de caída de tensión, además se tendrá en cuenta la potencia transportada y el criterio de cortocircuito.

1.3.1.3 INVERSOR-TRANSFORMADOR

El tramo constituye el cableado entre la salida del inversor centralizado y el embarrado de baja tensión del transformador de tensión. Está formado por un cableado trifásico sin hilo neutro en corriente alterna y, tiene la peculiaridad de tener poca longitud (pocas pérdidas por caída tensión) y una división del cableado para poder soportar la corriente generada por todo el sistema fotovoltaico.

Criterio de intensidad máxima admisible

Se calcula la corriente máxima de diseño en este tramo utilizando la corriente máxima de salida del inversor central. Además, se sobredimensiona un 125% la intensidad de diseño siguiendo las indicaciones del REBT ITC-40:

$$I_{\text{diseño}} = 1,25 \times 2117 = 3280 \text{ A}$$

$$P = \sqrt{3} \times 2117 \times 690 = 2530 \text{ kVA}$$

(Potencia salida del inversor \approx primario del transformador)

Posteriormente dividimos la corriente entre el número de ternas unipolares por las que discurrirá la corriente:

$$I_{\text{diseño}} = \frac{3280}{9} = 364,44 \text{ A}$$

Como en el tramo anterior (combiner box-entrada inversor) el cableado discurrirá enterrado, por tanto, consideraremos método de instalación D aunque en este caso la línea será trifásica y no se tendrá en cuenta ningún factor de corrección.

$$I_{\text{diseño}} = 364,44 \text{ A} < I_{\text{adm}} (\text{Cu XLPE3 } 300 \text{ mm}^2) = 380 \text{ A}$$

Criterio de caída de tensión

Recurrimos ahora este criterio para verificar que la sección seleccionada anteriormente es válida. Consideramos la longitud de la línea con un máximo de 10 metros y calculamos la caída de tensión en voltios con la siguiente expresión:

$$e = \frac{\sqrt{3} \times I \times L \times \text{Cos}(\phi)}{\gamma \times S} = \frac{\sqrt{3} \times 380 \times 10 \times 0,9}{45,49 \times 300} = 0,434 \text{ V}$$

Calculamos a continuación la caída de tensión en porcentaje:

$$e (\%) = \frac{e}{V} = \frac{0,434 \times 100}{690} = 0,062 \%$$

Finalmente obtenemos una disposición de nueve ternas de cables unipolares de 240 mm²:

$$9 \times (3 \times 300 \text{ mm}^2) \text{ Cu RZ1-K (AS) XLPE } 0,6/1\text{kV AC}$$

1.3.1.4 TRAMO MEDIA TENSIÓN

Los cables que se emplearán en el tendido de los tramos de Línea Subterránea de Media Tensión serán unipolares de aislamiento de dieléctrico seco del tipo HEPR-Z1 12/20 KV de fabricante Vulpren o equivalente. Sus principales características se muestran en la siguiente imagen:

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Código de General Cable	Sección (mm ²)	Diámetro sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidades admisibles al aire (2) (A)	Intensidades admisibles enterrados (2) (A)	Rc.c. a 20 °C (0hm/km)	Rc.a. a 90 °C, 50 Hz (0hm/km)	Inductancia (mH/km)	Reactancia a 50 Hz (0hm/km)	Capacidad (µF/km)
-------------------------	----------------------------	-------------------------------------	----------------------------	------------------	------------------------------------	---	--	------------------------	-------------------------------	---------------------	-----------------------------	-------------------

12/20 (24) kV

1310114	50	17,5	25,8	735	390	180	145	0,641	0,822	0,441	0,138	0,213
1310116	95	20,7	30,0	995	455	275	215	0,320	0,411	0,393	0,123	0,269
1310118	150	23,7	33,0	1.220	500	360	275	0,206	0,265	0,364	0,114	0,320
1310120	240	27,6	36,9	1.590	555	495	365	0,125	0,161	0,336	0,105	0,387
1310122	400	32,6	41,9	2.140	630	660	470	0,0778	0,102	0,311	0,098	0,472

1.10 Características físicas y eléctricas de Vulpren HEPRZ1 AL H16 12/20 kV.

La temperatura máxima de trabajo de los cables está prevista en 90 ° C y la temperatura ambiente que rodea al cable ha sido supuesta en 25 ° C para la instalación enterrada.

En el caso de que se deba instalar más de un cable tripolar o más de una terna de cables unipolares, a lo largo del recorrido, es preciso tener en cuenta el calentamiento mutuo y reducir la intensidad admisible de los cables mediante la aplicación de los coeficientes de reducción que figuran en la siguiente tabla:

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,78	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

1.11 Factores de corrección para profundidades de instalación distintas de 1m.

Criterio de intensidad máxima admisible

Calculamos la corriente de fase del lado de alta tensión como indica la siguiente expresión:

$$I_{\text{diseño}} = \frac{\text{Strafo}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{2.600.000}{\sqrt{3} \times 20.000} = 75,05 \text{ A}$$

Comprobamos si no supera la intensidad admisible con la sección mínima calculada:

$$I = 75,05 \text{ A} < I_{\text{adm}} (50 \text{ mm}^2) = 145 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta la energía reactiva que se podría producir con los campos magnéticos y eléctricos en las bobinas de la instalación, la potencia máxima prevista es:

$$P = \sqrt{3} \times 20.000 \times (75,05 \times 4) \times 0,9 = 9.359.309,744 \text{ W}$$

Por tanto, las pérdidas de potencia por efecto Joule se calculan mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta P = 3 \times R_{\text{línea}} \times I_{\text{diseño}}^2 = 3 \times 0,0164 \times 75,05^2 = 280,45 \text{ W}$$

Donde:

- ΔP : Pérdidas de potencia en la línea.
- $R_{\text{línea}}$: $\rho \times (1/S) = \rho (90^\circ \text{ C}) \times (1/50) = 0,0164 \Omega$

Criterio de caída de tensión

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad y la perditancia) viene dada por la fórmula:

$$e = \sqrt{3} * L * I * (R * \cos\varphi + X * \text{sen}\varphi)$$

Donde:

- I: Intensidad de corriente de la línea en amperios.
- L: longitud de la línea en km
- R: Resistencia del conductor en Ω/km
- e: caída de tensión en voltios.
- X: Reactancia de la línea en Ω/km .

Una vez conocida la caída de tensión se obtiene el valor porcentual:

$$e(\%) = \frac{e(\text{V}) \times 100}{20.000}$$

La reactancia y resistencia kilométrica de la línea se extraen del catálogo del cable, utilizando la fórmula anterior se obtiene la siguiente tabla de resultados:

Descripción tramos:		L (km)	I (A)	c.d.t (V)	c.d.t (%)	Sección(mm2)	Pérdida Pot.(W)	Porcentual (%)
A.T Trafo 1 - Celda Protección Centro 1	Tramo 1	0,01	75,05535	0,21268	0,0010634	240	27,6484	0,001105936
Celda línea Centro 1 - Celda línea Centro 2	Tramo 2	0,162	75,05535	3,445416	0,01722708	240	447,90408	0,017916163
A.T Trafo 2 - Celda Protección Centro 2	Tramo 3	0,011	75,05535	0,233948	0,00116974	240	30,41324	0,00121653
Celda línea Centro 2 - Celda línea Centro 3	Tramo 4	0,18	150,11107	7,65648	0,0382824	240	1990,6848	0,039813696
A.T Trafo 3 - Celda Protección Centro 3	Tramo 5	0,008	75,05535	0,170144	0,00085072	240	22,11872	0,000884749
Celda línea Centro 3 - Celda línea Centro 4	Tramo 6	0,187	225,166605	11,931348	0,05965674	240	4653,22572	0,06204301
A.T Trafo 4 - Celda Protección Centro 4	Tramo 7	0,01	75,05535	0,21268	0,0010634	240	27,6484	0,001105936
	Sumatorio	0,568		23,862696	0,11931348		7199,64336	0,124086019

Criterio intensidad máxima de cortocircuito

Para el cálculo de la sección mínima necesaria por intensidad de cortocircuito será necesario conocer la potencia de cortocircuito S_{cc} existente en el punto de la red donde ha de alimentar el cable subterráneo para obtener a su vez la intensidad de cortocircuito. El valor proporcionado por la Compañía Distribuidora en el punto de conexión es:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{500.000.000}{\sqrt{3} \times 20.000} = 14.433,75 \text{ A}$$

Para un tiempo de defecto de 0,5 segundos, según la tabla 26, del artículo 6.2 de la ITC-LAT-06, al conductor HEPRZ1 le corresponde una densidad de corriente máxima de 133 A/mm². Es decir, para el conductor de 240 mm² de sección, soportará una corriente de cortocircuito de 31,9 kA, considerando un tiempo de disparo de las protecciones de 0,5 segundos y partiendo de la temperatura máxima de servicio de 105 ° C y tomando como temperatura final la de cortocircuito > 270 ° C.

El cable de sección 240 mm² que se empleará es el adecuado para esta instalación. Este cable está suficientemente sobredimensionado en previsión de futuras ampliaciones en la instalación.

1.4 PROTECCIONES

En cualquier instalación eléctrica es necesario disponer de protecciones, tanto en corriente continua como en alterna, de manera que quede garantizada la seguridad, tanto el de la propia instalación como el de las personas que van a manipular en la misma. Se resumen en:

- Protección contra cortocircuitos
- Protección contra sobrecargas
- Protección de puesta a tierra tanto de contactos directos como indirectos

Para seleccionar los equipos de maniobra y protección de las líneas, es necesario conocer los siguientes parámetros característicos:

- Corriente de diseño de la línea (I_b)
- Capacidad de corriente en régimen permanente de la sección del conductor (I_z)
- El material aislante del cable con su correspondiente constante (k)
- Corriente de cortocircuito (I_{cc}) en el punto de instalación de la instalación

1.4.1 PROTECCIONES EN CC

Fusibles en los string mediante fusibles en la combiner box

Protección contra sobrecargas

Se instalan fusibles calibrados y ajustados a un valor del orden de 1,45 veces la corriente máxima que puede circular por cada string antes del combiner box. El fusible se determinará de acuerdo con las siguientes condiciones establecidas según la normativa vigente (Norma UNE 60269-6). Para que quede la instalación protegida se dispondrán tanto en los conductores positivos como en los negativos.

$$I_B \leq I_N \leq I_2$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_2$$

Donde:

- I_B : Intensidad de diseño, en este caso la corriente de cortocircuito del panel
- I_2 : Corriente admisible permanente del cable en función de la sección seleccionada.
- I_N : Corriente calibrada del dispositivo de protección (Valor a determinar)
- I_2 : Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo determinado por norma (t_c). Dicho valor nos lo da las características del dispositivo elegido que, en el caso de fusibles, la característica equivalente de la I_2 de los interruptores automáticos es la denominada I_f (intensidad de funcionamiento) que para los fusibles del tipo gG toma los siguientes valores según el fabricante:

$$I_f = 1,6 * I_N \text{ si } I_N \geq 16 A$$

$$I_f = 1,9 * I_N \text{ si } 4 A < I_N < 16 A$$

$$I_f = 2,1 * I_N \text{ si } I_N \leq 4 A$$

Para 4 mm²:

$$10,36 < \mathbf{12} < 46$$

$$I_2 = 1,9 \times \mathbf{12} = 22,8 < (1,45 \times 46) = 66,7$$

Las protecciones para los string, que contienen 26 paneles en serie, se han diseñado para que por cada string no pueda circular corriente procedente de otros. Entre los dos tipos de fusibles (NH y cilíndricos), se seleccionan fusibles tipo *gPV CIL 1500V DC* de intensidad nominal igual a 12 A de la marca df electric o equivalente, con su respectiva base portafusibles.

Hay que destacar que se seleccionan los de 1500 Vdc ya que es la tensión máxima del inversor. Además, el poder de corte del fusible seleccionado es mucho mayor que la corriente de cortocircuito.

Protección contra cortocircuitos

El poder de corte del fusible seleccionado debe ser mayor que la corriente de cortocircuito máxima que se podría dar en esta zona de la instalación. En este caso $P_{dc} = 30 \text{ kA}$.

$$P_{dc} > I_{cc}$$

Varistores en la combiner box

Podemos definir una sobretensión como una onda o impulso de tensión que se superpone a la tensión nominal de la red. Esta sobretensión se caracteriza por lo siguiente:

- El tiempo de subida (t_f) se mide en μs .
- El gradiente S se mide en $kA/\mu s$. Estos dos parámetros afectan al equipo y producen radiaciones electromagnéticas. Además, la duración de la sobretensión (t) produce un aumento de energía en los circuitos eléctricos que puede destruir el equipo.

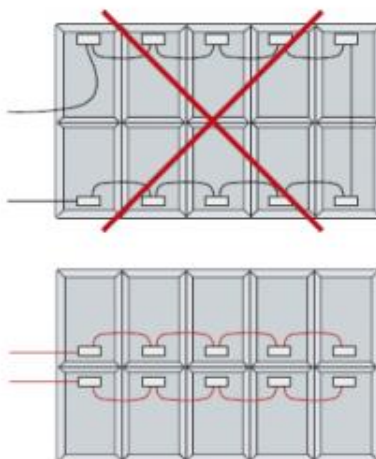
Para nuestra instalación fotovoltaica consideraremos únicamente las sobretensiones de origen atmosférico. El dimensionamiento de las protecciones contra sobretensiones se realiza en función de la probabilidad de descargas producidos por rayos tal y como se muestra en la figura siguiente:

Superior a la probabilidad máx. P%	Pico de corriente I (kA)	Gradiente s (kA/ μs)	Total duración T (s)	Número de descargas n
95	7	9,1	0,001	1
50	33	24	0,01	2
5	85	65	1,1	6

1.12 Imagen de valores de sobretensiones por probabilidad.

La norma que regula las protecciones contra las sobretensiones es la IEC 61643-11 que establece los criterios para dimensionar el descargador capaz de limitar las sobretensiones a un valor que protege los equipos. Para la protección del campo fotovoltaico elegimos un dispositivo de Tipo 2, cumpliendo con las especificaciones de la ITC-BT-23.

Cabe añadir que, para reducir la magnitud de las sobretensiones de origen atmosférico, el cableado del string debe ponerse de tal forma que el área de los circuitos cerrados conductores sea la misma, reduciendo así el voltaje inducido debido a los rayos.



1.13 Conexión de módulos fotovoltaicos.

Interruptor-seccionador en carga en combiner box para mantenimiento

Este elemento tiene el objetivo de poder abrir o cerrar circuitos a pesar de estar en tensión. La norma IEC 60947-3 define las características principales del interruptor-seccionador y su función de maniobra, no de protección. A pesar de este hecho, se debe cumplir la siguiente exigencia:

$$I_{\text{seccionador}} > I_{cc} \times 22$$

$$250 \text{ A} > 227,92$$

Calibre seccionador	250A	TELERGON, ABB
---------------------	------	---------------

Fusibles del cableado de entrada al inversor

Protección contra sobrecargas

En este apartado se dimensionarán las protecciones de la línea existente entre la combiner box y la entrada del inversor. Las protecciones del elemento conversor vienen ya aseguradas por el fabricante del inversor, se trata de fusibles NH tipo cuchilla de 250A NH3 gPV de 1500 V con sus respectivas bases portafusibles. De nuevo se aplican las condiciones de apartados anteriores:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_Z \leq 1,45 * I_N$$

Para 240 mm²:

$$(10,36 \times 22) = 227,92 \text{ A} < 250 \text{ A} < 309 \text{ A}$$

$$I_Z = 1,6 \times 250 = 400 < (1,45 \times 309) = 448,05$$

Para 300 mm²:

$$(10,36 \times 22) = 227,92 \text{ A} < 250 \text{ A} < 348 \text{ A}$$

$$I_Z = 1,6 \times 250 = 400 < (1,45 \times 348) = 504,6$$

Con estas condiciones se ha comprobado la protección contra sobreintensidades, a continuación, se hará lo mismo contra los cortocircuitos.

Protección contra cortocircuitos

Todo dispositivo de protección contra cortocircuitos deberá cumplir según la ITC-BT-22 que:

1-El poder de corte del dispositivo debe ser igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima prevista en su punto de instalación.

$$P_{dc} > I_{cc}(\max)$$

2-El tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito que se produzca en un punto cualquiera del circuito, no debe ser superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite.

$$\sqrt{t} = kx \left(\frac{S}{I} \right)$$

La ecuación anterior se representa de forma práctica de la siguiente forma:

$$(I^2t)_{Fusible} \leq (I^2t)_{Cable} = K^2 S^2$$

Comprobamos la condición para un tiempo de 5 segundos y una sección de 240 mm²:

$$(30.000 \cdot 5) = 150.000 < (1432 \times 1852) = 699867025$$

Por lo tanto, está comprobado que los circuitos están protegidos si se produjese un cortocircuito para una duración de 5 seg.

1.5 PUESTA A TIERRA

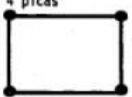

La planta fotovoltaica está formada por 4 centros de transformación, por tanto, se contempla realizar el mismo número de sistemas de puesta a tierra. Se seguirá el método de cálculo y la configuración UNESA.

En primer lugar, se tendrán 4 electrodos de puesta a tierra de las siguientes características:

Rectángulo de 8.0 m x 3.0 m.

Sección conductor = 50 mm².
 Diámetro picas = 14 mm.
 L_p = Longitud de la pica en m.

PROFUNDIDAD = 0.8 m

CONFIGURACION	L _p (m)	RESISTENCIA K _r	TENSION DE PASO K _p	TENSION DE CONTACTO EXT K _c = K _p (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.091	0.0130	0.0532	80-30/8/00
4 picas 	2	0.074	0.0113	0.0355	80-30/8/42
	4	0.062	0.0093	0.0267	80-30/8/44
	6	0.054	0.0079	0.0213	80-30/8/46
8 picas 	8	0.048	0.0068	0.0176	80-30/8/48
	2	0.067	0.0102	0.0296	80-30/8/82
	4	0.054	0.0078	0.0199	80-30/8/84
	6	0.045	0.0063	0.0147	80-30/8/86
	8	0.040	0.0052	0.0116	80-30/8/88

1.14 Configuración UNESA.

Siendo el terreno de turba húmeda se considera una resistividad de $\rho=70 \Omega \cdot m$ y una corriente de defecto máxima de 500 A. Calculamos la resistencia de puesta a tierras y sus tensiones máximas:

$$R_t = k_r \times \rho = 0,067 \times 70 = 4,69 \Omega$$

$$V_{p_{\max}} = k_p \times \rho \times I_d = 0,0102 \times 70 \times 500 = 357 \text{ V}$$

$$V_{C_{\max}} = k_c \times \rho \times I_d = 0,0296 \times 70 \times 500 = 1036 \text{ V}$$

Finalmente, se procede a calcular los valores de tensión de contacto y paso admisibles:

$$V_{p_{adm}} = \frac{10 * k}{t^n} * \left(1 + \frac{6 * p}{1000} \right)$$

$$V_{C_{adm}} = \frac{10 * k}{t^n} * \left(1 + \frac{3 * p + 3 * p'}{1000} \right)$$

Considerando la resistividad del hormigón de la base del centro de transformación como $\rho'=3.000 \Omega \cdot m$, y el valor recomendado por Iberdrola (la compañía distribuidora de la zona) de $t=0,7$ segundos, y por tanto, $k=72$ y $n=1$, se obtiene:

$$V_{p_{\max}} = 1460,57 \text{ V} > V_{p_{\max}}$$

$$V_{C_{\max}} = 10.501,71 > V_{C_{\max}}$$

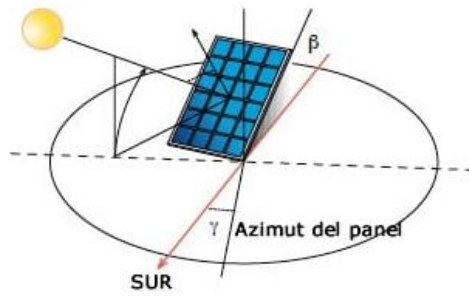
Estos sistemas de puesta a tierra estarán conectados entre si por un conductor de cobre de 50 mm², que tendrá como función conseguir la equipotencialidad en toda la instalación, se unirán las estructuras y los combiner box hasta llegar al Centro de Transformación.

Tal y como se menciona en el documento Memoria Descriptiva, se refuerza la puesta a tierra mediante picas de cobre desnudo de 2 metros de longitud y 14 mm² de diámetro. Estas estarán unidas por cable de cobre desnudo de 35 mm².

1.6 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS

Para poder optimizar al máximo la energía generada por el conjunto de los paneles se han de tener en cuenta la orientación y la inclinación de estos. Definimos ambos términos:

- Ángulo de inclinación, definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut, definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y +90° para módulos orientados al Oeste.



1.15 Imagen de representación del azimut e inclinación de un panel solar.

Se estiman las pérdidas para una latitud similar a la ubicación de la instalación fotovoltaica, en este caso 41° .

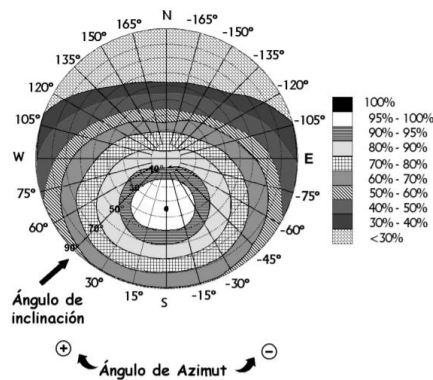
Inclinación máxima: 50°

Inclinación mínima: 15°

En el caso del emplazamiento de la huerta solar (Villena, latitud: $38,36^\circ$) se calcula la variación de las inclinaciones máximas y mínimas como:

Inclinación máxima: $50 - (41 - 38) = 47^\circ$

Inclinación mínima: $15 - (41 - 38) = 12^\circ$



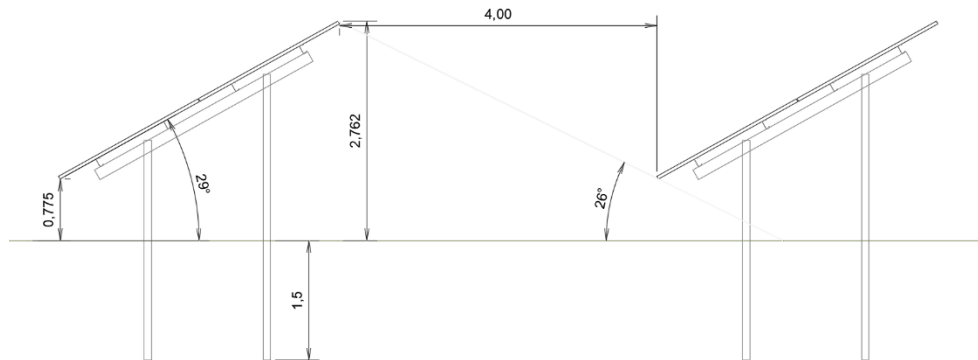
1.16 Pérdidas de generación en función de la inclinación con azimut sud.

Se ha seleccionado una inclinación que entra en el rango medio de inclinación anual, concretamente 29° . Tal y como se observa en la ilustración anterior se recibiría entre el 95 y el 100 % de la irradiación solar durante el año. En conclusión, una vez escogida la inclinación de los paneles se puede calcular la separación entre paneles.

1.7 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR SOMBREADO

En este apartado se estima la separación entre las filas de paneles para no producir sombras entre ellos. Se considera el allanamiento del terreno sobre el cual se van a situar las estructuras o en su caso, se desprecia el desnivel absorbible por el hincado de la estructura

fija. En todo caso, se calcula la distancia por medio de criterios geométricos tal y como se muestra en la siguiente ilustración:



1.17 Imagen de separación de paneles.

Para asegurar que no haya sombras en los paneles se estudia el ángulo de altura solar. El día 21 de diciembre, en el solsticio de invierno, es el momento donde el ángulo solar tiene menor magnitud. Durante mediodía es cuando el sol se sitúa en el punto más alto del día, por tanto, escogemos un ángulo que asegure no tener pérdidas por sombreado a esas horas, en este caso 26° . Se calcula la distancia mínima por medio de la siguiente relación geométrica:

$$D \text{ mínima entre inicio de filas} = L \times \frac{\sin(\alpha)}{\tan(H)} = 4,016 \times \frac{\sin(29)}{\tan(26)} = 3,99 \text{ metros}$$

Donde:

- L: longitud de dos paneles situados uno sobre el otro.
- H: ángulo de la altura solar.
- α : ángulo de inclinación de los paneles.

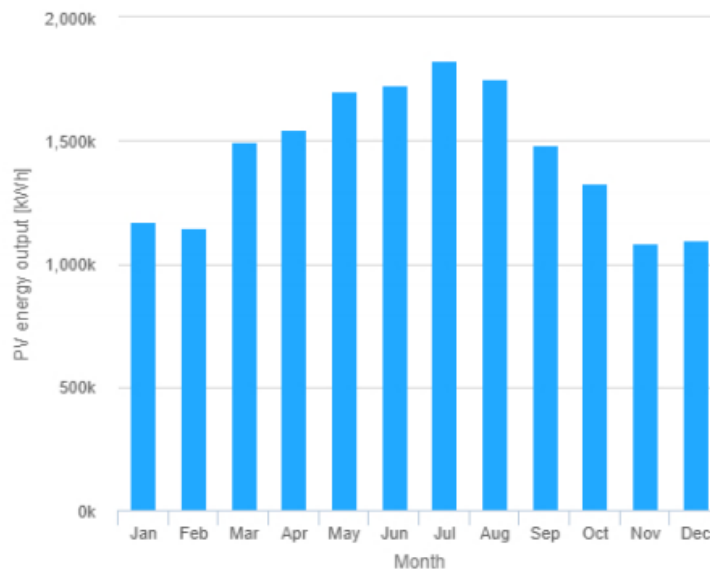
Finalmente, por redondear se establece una distancia entre inicio de filas de paneles de 4 metros.

2 ESTUDIOS CON IDENTIDAD PROPIA

2.1 PVGIS

Se procede a realizar un estudio donde la finalidad es la obtención de la energía producida por la instalación solar fotovoltaica. Para ello, se utiliza la herramienta PVGIS.

PVGIS es un sistema de información geográfica desarrollada por la Comisión Europea en el marco de un programa de SOLAREC para el desarrollo de energías renovables. Introduciendo la geolocalización de la huerta solar obtenemos la energía aproximada que generará ésta a lo largo de un año y que se representa en la siguiente figura:



1.18 Gráfica de la energía producida en kWh según PVGIS.

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
1.173.108,43	1.147.692,25	1.493.046,53	1.546.111,01	1.702.102,34	1.725.987,2
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1.824.308,7	1.747.817,0	1.483.035,35	1.329.629,42	1.086.792,2	1.097.329,9
Generación anual: 17.356.960,33 kWh					

Se considera, por tanto, una estimación de 17.356.960,33 kWh de energía producida por la central fotovoltaica durante el primer año.

3 ESTUDIO ECONÓMICO

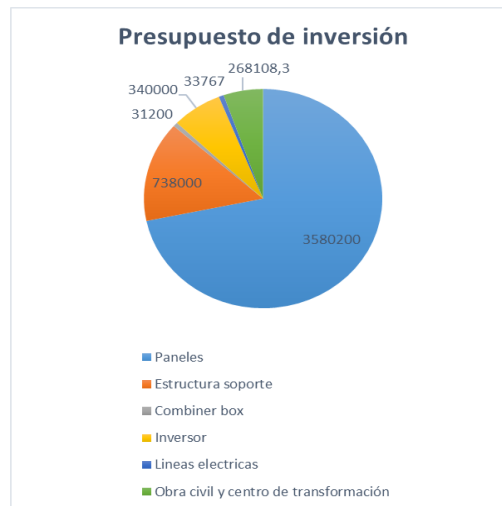
3.1 PRESUPUESTO DE INVERSIÓN

El presupuesto de la planta fotovoltaica se detalla a continuación:

	Cantidad	Medida	Precio	Subtotal
Módulo fotovoltaico				
Jinko Solar JKM400M-72H-V. Panel monocristalino de 72 células. <i>Características:</i> - Tipo de célula Monocristalina 158.75×158.75 mm - Nº de medias células 144 (6 x 24) - Dimensiones 2008×1002×40mm - Peso 22.5Kg - Caja de conexiones Clase IP67 - Cables de Salida TÜV 1×4,0 mm ² , longitud:1200 mm - Potencia nominal (P _{máx}) 400Wp - Tensión en el punto P _{máx} -VMPP (V) 41,7V - Corriente en el punto P _{máx} -IMPP (A) 9,6A - Tensión en circuito abierto-VOC (V) 49,8V - Corriente de cortocircuito-ISC (A) 10.36A	26520	Ud.	135	3.580.200,00 €
Estructura soporte				
Estructura fija y montaje. Soporte de módulos fotovoltaicos, galvanizada, con capacidad para 30 módulos fotovoltaicos JINKO SOLAR JKM400M-72H-V o equivalente, Inclinación 29°	1020	Ud.	720,7	738.000,00 €
Combiner box				
Combiner. Envolverte de poliéster con protecciones fusibles, con monitorización, seccionador y elementos de conexión. Homologado conforme marcado CE. Totalmente instalado y conectado.	48	Ud.	650	31.200,00 €
Inversor				

Pow. Elec. FS2445K. Inversor centralizado con cabina de corriente continua, cabina de Inversores descentralizados y panel auxiliar.	4	Ud.	85.000	340.000,00 €
Líneas eléctricas				
<i>Cableado BT</i>	4900	Mts.	4,45	21.727,00 €
<i>Cableado MT</i>	700	Mts.	17,2	12.040,00 €
Obra civil y Centro de Transformación				
<i>Adecuación de terreno</i>	1	Ud.	70.000	70.000,00 €
Centro de Transformación. Transformador de Potencia con celdas de media tensión, sistema de puesta a tierra y edificio prefabricado.	5	Ud.	53.621,66	268.108,30 €
TOTAL				4.991.275,30 €

El presupuesto de ejecución material de la planta asciende a un total de cuatro millones novecientos noventa y un mil, doscientos setenta y cinco con treinta céntimos de euro. A esta cantidad habría que sumarle el IVA.



1.19 Gráfica de la distribución de los costes materiales.

3.2 INGRESOS

Para obtener los ingresos que realizará la huerta solar objeto nos basamos en el Anexo del documento del Ministerio para la Transición ecológica "Propuesta de orden por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas

instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020”.

Los valores de los precios estimados del mercado y de los límites anuales superiores e inferiores del precio medio anual del mercado diario e intradiario, para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, serán los siguientes:

	2020	2021	2022	2023 en adelante
Precio estimado del mercado (€/MWh)	55,85	52,54	49,36	49,36
LS2 (€/MWh)	64,79	60,95	57,26	57,26
LS1 (€/MWh)	60,32	56,74	53,31	53,31
LI1 (€/MWh)	51,38	48,34	45,41	45,41
LI2 (€/MWh)	46,91	44,13	41,46	41,46

1.20 Tabla de parámetros retributivos.

Donde consideramos los ingresos del primer año como el producto de la producción estimada por el precio de la tabla adjunta. Y el resto años se deducirán por la siguiente expresión:

$$\text{Ingresos}(n) = (\text{Producción estimada}(n-1)) \times (1 - \text{perdidas de rendimiento energético en la instalación}) \times (\text{eur/MWh}(n-1)) \times (1 + \text{IPC})$$

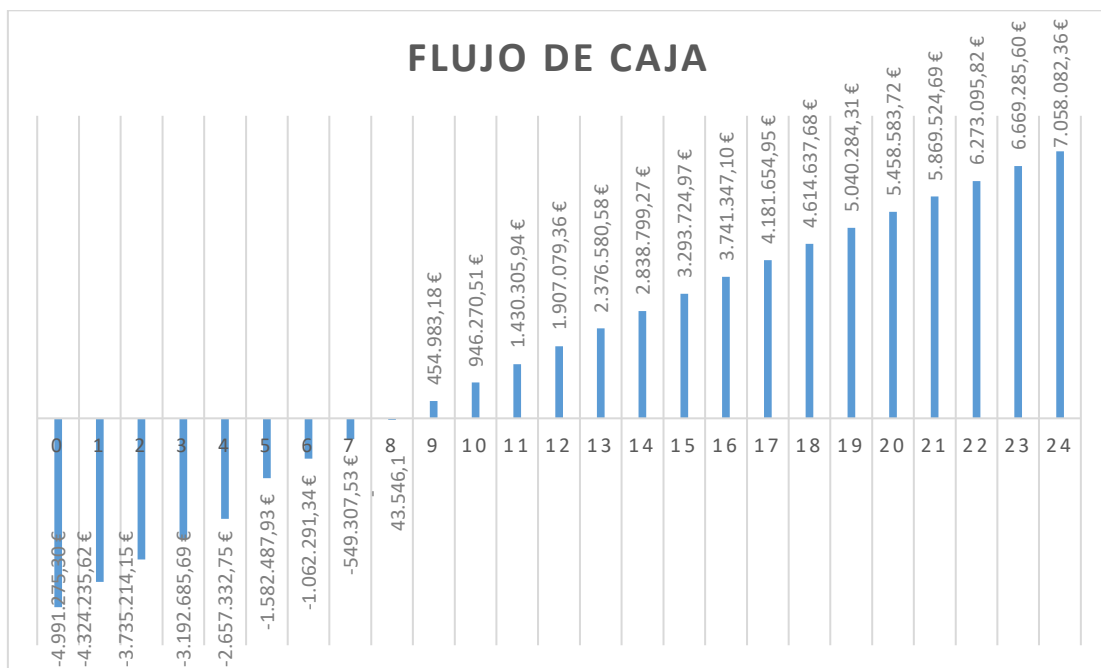
	Energía producida (kWh)	Precio (e/kWh)	Total
Año 1	17356960,33	0,05585	969.386,23 €
Año 2	16489112,31	0,05254	866.337,96 €
Año 3	16315542,71	0,04936	805.335,19 €
Año 4	16141973,11	0,04936	796.767,79 €
Año 5	15968403,5	0,04936	788.200,40 €
Año 6	16489112,31	0,04936	813.902,58 €
Año 7	15794833,9	0,04936	779.633,00 €
Año 8	15621264,3	0,04936	771.065,61 €
Año 9	15447694,69	0,04936	762.498,21 €
Año 10	15274125,09	0,04936	753.930,81 €
Año 11	15100555,49	0,04936	745.363,42 €
Año 12	14926985,88	0,04936	736.796,02 €
Año 13	14753416,28	0,04936	728.228,63 €
Año 14	14579846,68	0,04936	719.661,23 €
Año 15	14406277,07	0,04936	711.093,84 €
Año 16	14232707,47	0,04936	702.526,44 €
Año 17	14059137,87	0,04936	693.959,05 €
Año 18	13885568,26	0,04936	685.391,65 €
Año 19	13711998,66	0,04936	676.824,25 €
Año 20	13538429,06	0,04936	668.256,86 €

Año 21	13364859,45	0,04936	659.689,46 €
Año 22	13191289,85	0,04936	651.122,07 €
Año 23	13017720,25	0,04936	642.554,67 €
Año 24	12844150,64	0,04936	633.987,28 €
Año 25	12670581,04	0,04936	625.419,88 €
Total			18.387.932,53 €

Los ingresos que recibirá la promotora de la instalación solar fotovoltaica se estiman en la cantidad reflejada en la tabla anterior.

3.3 VIABILIDAD ECONÓMICA

Se ha estimado el flujo de caja de la inversión, considerando un 25% de impuestos sobre el beneficio neto y un interés real del 1,72 %. Se detalla a continuación:



1.21 Cash Flow

Finalmente, para saber si la inversión es rentable se destacan los siguientes parámetros:

TIR = 9%

VAN = 5.057.772,67 euros

Periodo de Retorno = 9 años

Se considera una inversión más que aceptable.

Documento 3. Planos


TFG-01-Plano de situación y emplazamiento

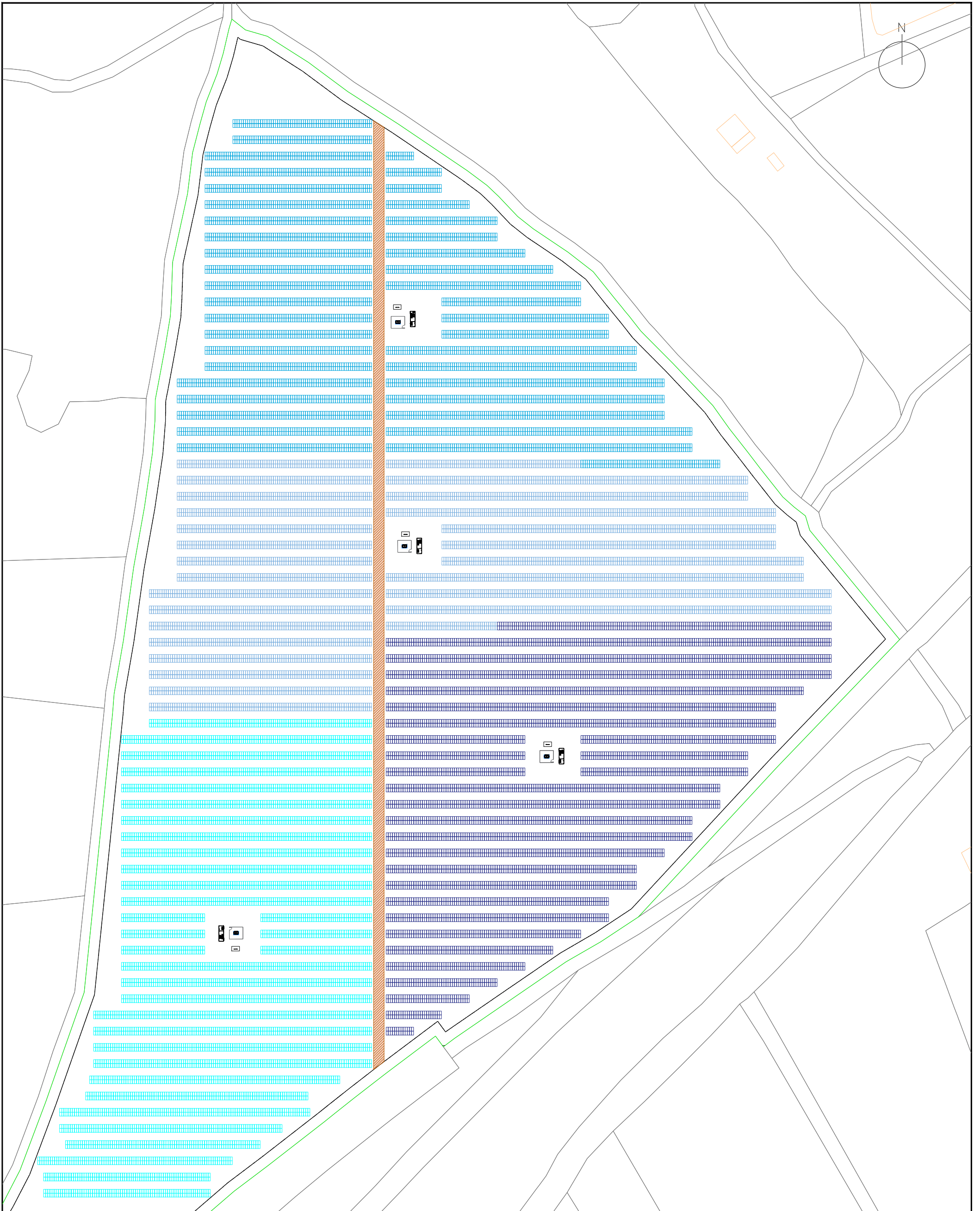
TFG-02-Plano de layout

TFG-03-Plano Esquema unifilar sistema fotovoltaico

TFG-04-Plano Esquema unifilar planta

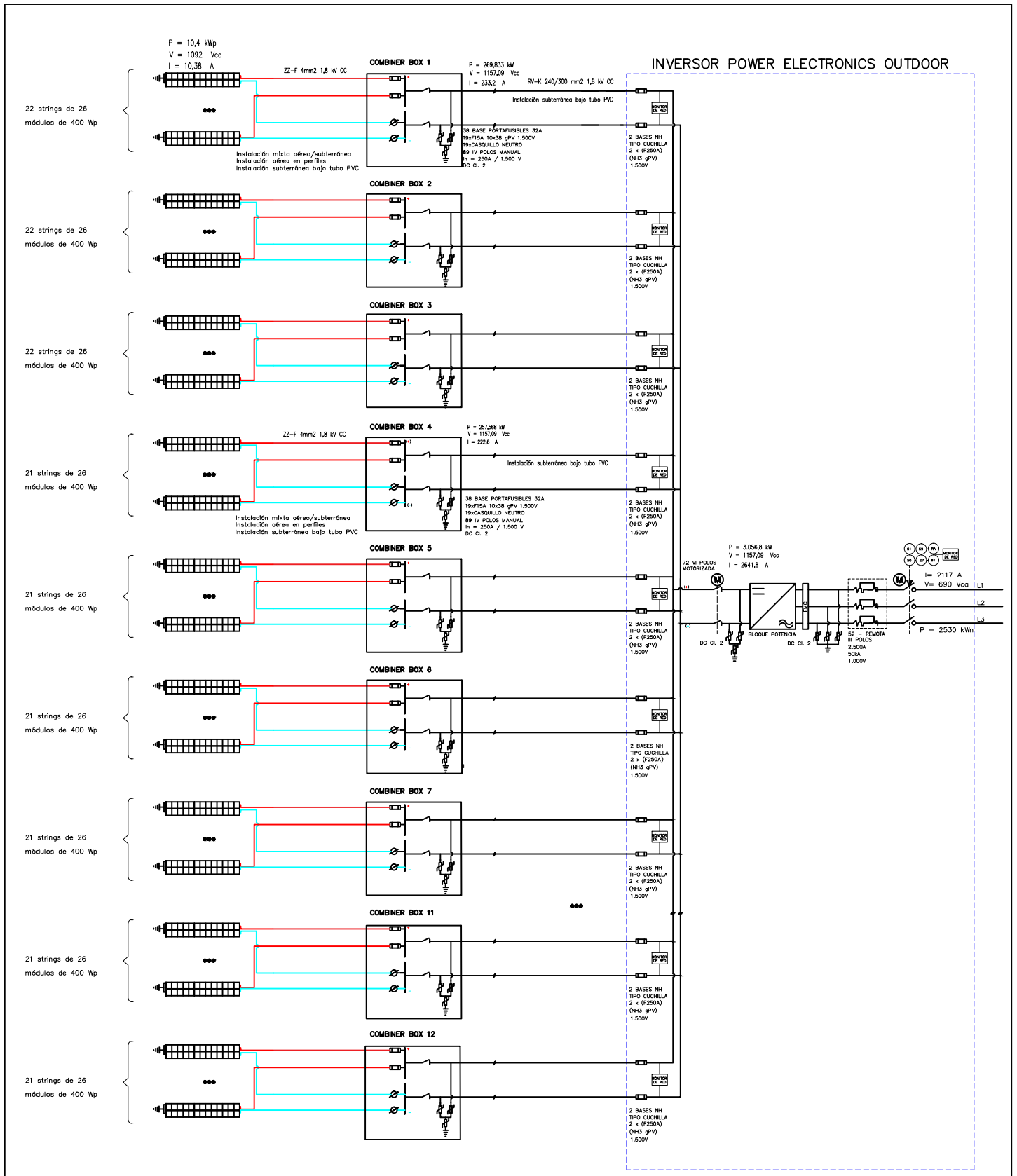


Promotor <p style="text-align: center;">David Aranda Villalba</p>	Fecha <p style="text-align: center;">Julio 2020</p>	 UNIVERSITAT JAUME I	
	Situación <p style="text-align: center;">Los Cabezos, Polígono 16, Parcela 122 - Villena (Alicante)</p>		Escala <p style="text-align: center;">1/3000 1/200.000</p>
	Proyecto <p style="text-align: center;">Diseño de una huerta solar fotovoltaica con conexión a red</p>		N plano <p style="text-align: center;">TFG-01</p>
Nombre plano <p style="text-align: center;">Situación y emplazamiento</p>			



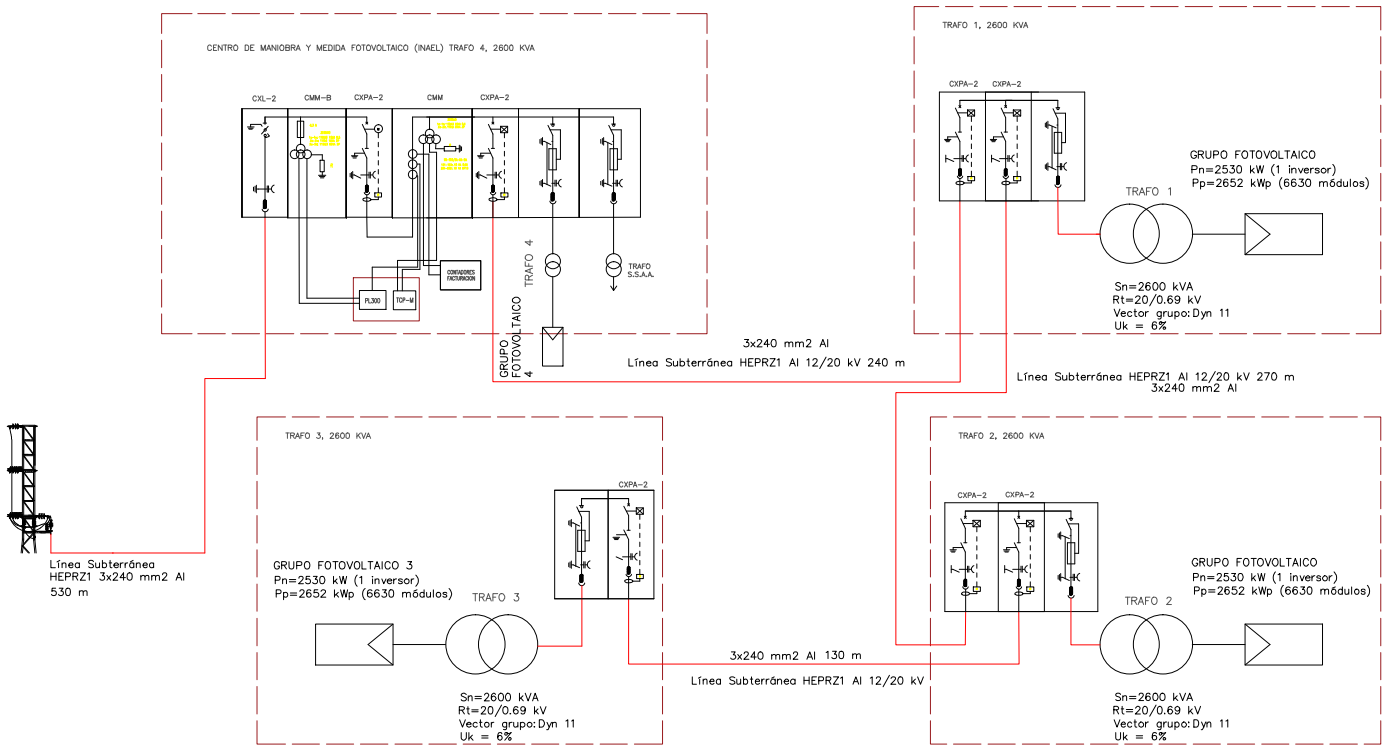
Promotor	David Aranda Villalba	Fecha	Julio 2020
Situación	Los Cabezos, Polígono 16, Parcela 122 - Villena (Alicante)	Escala	1/1500
Proyecto	Diseño de una huerta solar fotovoltaica con conexión a red	N plano	Num. 2
Nombre plano	Layout		





Promotor	David Aranda Villalba	Fecha	Julio 2020
Situación	Los Cabezos, Polígono 16, Parcela 122 - Villena (Alicante)	Escala	
Proyecto	Diseño de una huerta solar fotovoltaica con conexión a red	N plano	Num. 3
Nombre plano	Esquema unifilar sistema fotovoltaico		





Promotor	David Aranda Villalba	Fecha	Julio 2020
Situación	Los Cabezos, Polígono 16, Parcela 122 - Villena (Alicante)	Escala	
		N plano	Num. 4
Proyecto	Diseño de una huerta solar fotovoltaica con conexión a red		
Nombre plano	Esquema unifilar central fotovoltaica		

