

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Diseño de una Planta Fotovoltaica de 20MW en T.M.
Badajoz

Autor: María Gil Gamboa

Tutor: Rafael Valenzuela García

Dpto. Ingeniería de la Construcción y Proyectos
de Ingeniería

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Sevilla, 2023



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Diseño de una Planta Fotovoltaica de 20MW en T.M. Badajoz

Autor:

María Gil Gamboa

Tutor:

Rafael Valenzuela García

Profesor asociado

Dpto. de Ingeniería de la Construcción y Proyectos de Ingeniería

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023

Proyecto Fin de Carrera: Diseño de una Planta Fotovoltaica de 20MW en T.M. Badajoz

Autor: María Gil Gamboa

Tutor: Rafael Valenzuela García

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal

A mi familia
A mis amigos

Agradecimientos

Gracias a todas las personas que me han acompañado durante esta etapa, especialmente a mi familia y amigos que me han animado hasta conseguir mi objetivo, cuyo final se ha hecho de rogar.

Resumen

En este proyecto se ha llevado a cabo el diseño de una planta fotovoltaica de 20 MWp, ubicada en el término municipal de Badajoz con el fin de generar energía para venderla y verterla a la red eléctrica posteriormente.

En primer lugar, se presentan los distintos tipos de energías renovables de forma general y con más detalle la energía solar fotovoltaica. A continuación, se desarrolla el diseño del parque fotovoltaico presentando las características y equipos principales seleccionados, así como las actividades necesarias para llevar a cabo la construcción de la planta y su presupuesto.

Finalmente, se procede a la simulación de la producción energética de la planta realizada con el software de simulación PVSyst.

Abstract

This project is about the design of a 20MWp photovoltaic plant located in Badajoz, in order to generate energy to the grid and to sell it.

In the first place, an introduction is made about the different renewable energies and about solar energy with more details. Next, the design of the photovoltaic park is developed, presenting the main characteristics and main equipment chosen, the activities necessary to carry out the construction and the budget.

Finally, the simulation of the energy production of the plant carried out with the simulation software PVSyst is presented.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
1 Objeto y alcance	1
2 Introducción	3
2.1 <i>Tipos de energías renovables</i>	3
2.1.1 Energía eólica	3
2.1.2 Energía solar	4
2.1.3 Energía hidroeléctrica	5
2.1.4 Energía de hidrógeno verde	5
2.1.5 Energía de biomasa	6
2.1.6 Energía geotérmica	6
2.1.7 Energía maremotriz	6
2.1.8 Energía aerotérmica	6
2.2 <i>Energía solar fotovoltaica</i>	7
2.3 <i>Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica</i>	10
2.4 <i>Evolución de la energía solar fotovoltaica en España</i>	10
2.5 <i>Situación actual en España</i>	11
3 Normativa aplicable	13
3.1 <i>General</i>	13
3.2 <i>Construcción</i>	13
3.3 <i>Códigos eléctricos</i>	14
3.4 <i>Seguridad y salud</i>	14
3.5 <i>Normativa local</i>	15
4 Memoria descriptiva	17
4.1 <i>Emplazamiento y acceso</i>	17
4.2 <i>Descripción</i>	21

4.2.1	Potencia de la instalación	22
4.2.2	Servidumbres a estructuras existentes	23
4.2.3	Subestación de conexión	23
4.3	<i>Elementos</i>	24
4.3.1	Módulos	24
4.3.2	Estructura	27
4.3.3	Inversor	29
4.3.4	Centros de Transformación	30
4.3.5	Cableado	32
5	Memoria de cálculo	37
5.1	<i>Implantación</i>	37
5.1.1	Cálculo de módulos en serie y paralelo	37
5.1.2	Número de módulos e inversores total	39
5.1.3	Estructura	40
5.1.4	Centros de Transformación	40
5.2	<i>Cálculos eléctricos</i>	41
5.2.1	Tramo string-inversor	41
5.2.2	Tramo inversor – Centro de Transformación	46
5.2.3	Tramo Media Tensión	50
5.3	<i>Estudio de producción energética</i>	54
6	Construcción	57
6.1	<i>Acondicionamiento del terreno</i>	57
6.2	<i>Movimiento de tierras</i>	57
6.3	<i>Vallado</i>	58
6.4	<i>Instalaciones temporales</i>	58
6.5	<i>Caminos internos</i>	59
6.6	<i>Sistema de drenajes</i>	59
6.7	<i>Plataformas de los centros de transformación</i>	59
6.8	<i>Canalizaciones</i>	60
6.9	<i>Montaje mecánico</i>	61
6.10	<i>Montaje eléctrico</i>	62
6.11	<i>Puesta en marcha</i>	63
7	Presupuesto	65
	Anexo I: Estudio de seguridad y salud	69
	Anexo II: Plan de desmantelamiento	79
	Anexo III: Planos	83
	Anexo IV: Informe pvsyst	93
	Referencias	105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Coordenadas geográficas del punto medio de la parcela.	19
Tabla 2: Datos SIGPAC.	19
Tabla 3: Coordenadas geográficas de la subestación de conexión.	20
Tabla 4: Datos ubicación.	21
Tabla 5: Características principales parque fotovoltaico.	23
Tabla 6: Características panel Longi.	27
Tabla 7: Características estructura GSS. [53]	28
Tabla 8: Características inversor Hauwei.	29
Tabla 9: Características Centro de Transformación Hauwei.	31
Tabla 10: Configuración strings e inversores	40
Tabla 11: Configuración por centros de transformación	41
Tabla 12: Resumen de cálculo de tramos de cable solar	45
Tabla 13: Longitud total cable solar	45
Tabla 14: Cableado CA de Subplanta CT1	47
Tabla 15: Cableado CA de Subplanta CT2	48
Tabla 16: Cableado CA de Subplanta CT3	49
Tabla 17: Cableado CA Criterio térmico	50
Tabla 18: Longitudes cableado CA	50
Tabla 19: Longitudes tramos media tensión.	50
Tabla 20: Criterio térmico tramo media tensión.	52
Tabla 21: Criterio caída tensión dl tramo de media tensión.	52
Tabla 22: Resumen producción.	54
Tabla 23: Resumen pérdidas consideradas.	55
Tabla 24: Presupuesto	67

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Energía eólica terrestre y marina. [40] [41].	4
Figura 2: Tecnologías para aprovechamiento de energía solar. [42] [43]	5
Figura 3: Tecnología para aprovechamiento de energía hidroeléctrica – central de bombeo. [44]	5
Figura 4: Ciclo de aprovechamiento de energía aerotérmica. [45]	7
Figura 5: Diagrama del efecto fotovoltaico. [46]	8
Figura 6: Tipos de radiación. [47]	8
Figura 7: Esquema sistema fotovoltaico conectado a la red. [48]	9
Figura 8: Gráfico tecnologías empleadas en España. [Elaboración propia]	12
Figura 9: Localización en España.[Elaboración propia]	17
Figura 10: Ubicación planta fotovoltaica . [Elaboración propia]	18
Figura 11 : Límites parcela planta fotovoltaica. [Elaboración propia]	19
Figura 12: Acceso a planta por BA-022. [Elaboración propia]	20
Figura 13: Ubicación subestación y planta. [Elaboración propia]	21
Figura 14: Radiación en módulos. [49]	25
Figura 15: Modelo panel Longi Solar.[50]	26
Figura 16: Seguidor de un eje, bifila.	28
Figura 17: Modelo inversor Hauwei. [51]	30
Figura 18: Modelo Centro de transformación de Hauwei. [52]	31
Figura 19: Esquema de conexión propuesto por Hauwei.[52]	32
Figura 20: Cable solar. [5]	33
Figura 21: Cable baja tensión CA. [5]	34
Figura 22: Cable media tensión. [5]	35
Figura 23: Estructura 1Vx56x2 [Elaboración propia]	40

Figura 24: Longitudes cable solar tipo tramos A,B,C y D. [Elaboración propia]	42
Figura 25: Longitudes cable solar tramos tipo E y F. [Elaboración propia]	43
Figura 26: Longitudes cable solar tramos tipo G, H, I y J. [Elaboración propia]	44
Figura 27: Ejemplo vallado cinagético [53]	58
Figura 28: Ejemplo canalización.	60
Figura 29: Ejemplo hincas en terreno.	61
Figura 30: Ejemplo estructura y paneles montados	62
Figura 31: Colocación paneles para posterior conexionado	62
Figura 32: Enseriado de módulos	63

1 OBJETO Y ALCANCE

Actualmente está en auge la implantación de parques fotovoltaicos para generar energía de manera más limpia y con menor coste.

El objeto del trabajo es el desarrollo de la ingeniería básica de un proyecto de una planta fotovoltaica de 20 MW, que estará ubicada en el término municipal de Badajoz y su fin será la generación de energía para verterla a la red eléctrica.

En primer lugar, se realiza una introducción sobre la energía solar y la evolución de las tecnologías para el aprovechamiento de esta energía renovable.

En segundo lugar, se desarrollan una memoria descriptiva y otra de cálculo, en las que se abordan las características y equipos principales elegidos para su diseño. A continuación, se describe el conjunto de tareas necesarias para poder ejecutar la obra civil, el montaje mecánico y eléctrico, y tener como resultado la construcción de la planta diseñada.

Finalmente, se presenta un presupuesto con las partidas principales para la ejecución de la planta fotovoltaica.

2 INTRODUCCIÓN

La actual crisis energética en la que se encuentra el planeta y la preocupación por el medio ambiente y la naturaleza, han motivado a la sociedad a buscar soluciones y llevar a cabo políticas para hacer frente a estos problemas. Principalmente se ha apostado por la investigación en las energías limpias y renovables.

Las energías limpias se obtienen de sistemas de producción energéticos que no emiten ningún tipo de contaminación y, por tanto, la mayoría de las energías renovables son también limpias. A continuación, se introducen las energías limpias más comunes actualmente.

2.1 Tipos de energías renovables

2.1.1 Energía eólica

La energía eólica se obtiene con la energía cinética que posee una masa de aire. La tecnología que se emplea para ello es la del aerogenerador, que convierte la fuerza del viento en electricidad.

Puede ser de dos tipos, según el lugar donde se implanten los aerogeneradores:

- Energía eólica terrestre, la cual aprovecha las corrientes de aire producidas en tierra. Actualmente, los parques eólicos suelen tener una potencia instalada entre 10 y 50 MW.
- Energía eólica marina, que se obtiene de las corrientes de viento que se producen en alta mar, donde alcanzan mayor velocidad y constancia.



Figura 1: Energía eólica terrestre y marina. [40] [41].

La energía eólica se obtiene de un recurso inagotable como es el viento, no contamina al no tener un proceso de combustión al generarse y un parque eólico es compatible con el desarrollo de la actividad agrícola y ganadera. Además, la tecnología que se emplea cada vez resulta más económica y competitiva, ya que tanto el coste por kW producido como su mantenimiento es bajo y el beneficio es mayor cuanto más ventosa sea la zona.

Los aerogeneradores funcionan con ráfagas de viento entre 10 y 90 km/h, por lo que su producción es relativamente impredecible y no siempre se cumple la previsión que se ha realizado. Otro inconveniente es el fuerte impacto visual en el paisaje y el impacto negativo en la avifauna, ya que las aves no son capaces de reconocer las palas giratorias y chocan con ellas fatalmente.

2.1.2 Energía solar

La energía solar es uno de los principales tipos de energía renovable que aprovecha un recurso inagotable como es el sol. Se emplea para la generación de electricidad o la producción de calor, y tiene un papel clave en la transición energética, ya que los avances tecnológicos la han transformado en una de las fuentes de energía más eficientes y económicas.

Actualmente, los dos tipos principales de aprovechamiento de la energía solar son:

- Energía solar fotovoltaica: Consiste en la transformación de energía solar en electricidad por el efecto fotoeléctrico que se produce gracias a la radiación solar. Esta conversión de energía se produce en los paneles solares, principales dispositivos que conforman un parque fotovoltaico y que se encuentran en continuo desarrollo para el aumento de su rendimiento y la reducción de los costes.

En el siguiente punto se profundiza en el conocimiento de esta tecnología, ya que el proyecto se basa en ella.

- Energía solar térmica: Consiste en el aprovechamiento de la energía proveniente del sol para producir calor. La radiación solar se transforma en energía térmica, empleándose para ello colectores o captadores solares por los que circula un fluido que eleva su temperatura. Los usos más habituales de esta tecnología es el ACS o agua caliente sanitaria doméstica, la calefacción y climatización en el sector comercial y servicios, y la producción de electricidad con las centrales termosolares.



Figura 2: Tecnologías para aprovechamiento de energía solar. [42] [43]

2.1.3 Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica produce electricidad aprovechando la energía cinética de una masa de agua, a través de la fuerza al caer por un salto o desnivel. Para el aprovechamiento de dicha fuerza se construyen grandes infraestructuras como las presas y así poder extraer el máximo potencial de este recurso renovable.

Actualmente, las centrales eléctricas de bombeo son un tipo de central hidroeléctrica y uno de los métodos de almacenamiento energético más eficiente que existe. Consiste en acumular energía eléctrica bombeando agua a un embalse superior, transformando la energía eléctrica en energía potencial.



Figura 3: Tecnología para aprovechamiento de energía hidroeléctrica – central de bombeo. [44]

2.1.4 Energía de hidrógeno verde

El hidrógeno verde es un hidrógeno que se ha obtenido sin generar emisiones contaminantes y que se puede emplear como materia prima en la industria o como combustible. El hidrógeno es un elemento químico que se encuentra de manera abundante en el planeta y para poder utilizarlo es necesario que no se encuentre formando elementos compuestos orgánicos. Sin embargo, no se puede tomar en estado puro directamente de la naturaleza por lo que es necesario separarlo. Según el método que se emplee para obtener el hidrógeno, será un combustible limpio o no.

El hidrogeno verde se obtiene mediante la electrolisis del agua; dicho proceso se alimenta por otra energía

renovable y, por tanto, es el hidrógeno más limpio y sostenible.

Actualmente, es una tecnología que está en plena investigación y desarrollo para que sea rentable y se pueda emplear en casi todos los sectores que dependen de los combustibles fósiles.

2.1.5 Energía de biomasa

La biomasa es materia orgánica que se emplea como fuente de energía y se puede aprovechar de diversas maneras para generación eléctrica, calefacción y agua caliente sanitaria entre otros.

Es una fuente de energía renovable y abundante, poco contaminante y cuyo uso reduce la dependencia de los combustibles fósiles, por lo que ayuda en la transición energética para frenar el cambio climático. Sin embargo, la biomasa se obtiene a partir de la combustión de materia orgánica y las cenizas que genera incrementan su coste, además necesita una zona de almacenamiento que pueda albergarla. El principal inconveniente es que es una fuente agotable, ya que tiene un volumen limitado.

2.1.6 Energía geotérmica

La energía geotérmica es una fuente de energía que se obtiene del aprovechamiento del calor que irradia el interior del planeta Tierra y que está almacenado en rocas, suelos y aguas subterráneas y se extrae mediante centrales situadas en yacimientos.

Es una fuente renovable de producción continua y estable que no depende de factores como la existencia de viento o sol. Además, las instalaciones que necesitan tienen un impacto visual bajo, necesitan poco terreno para su implantación y no generan emisiones.

Según la temperatura del fluido, su aprovechamiento se lleva a cabo en distintos sectores como el industrial, el residencial o el sector servicios y si se encuentra a altas temperaturas permite generar energía eléctrica directamente del vapor de agua.

2.1.7 Energía maremotriz

La energía maremotriz proviene de la electricidad que se genera mediante la fuerza de las mareas. Es una fuente renovable e inagotable. Además, su aprovechamiento no genera impacto visual ni ambiental considerables. Sin embargo, las condiciones hostiles del mar y la corrosión marina, así como los mecanismos necesarios para transportar la energía a tierra hacen que esta tecnología sea costosa y requiera grandes inversiones.

2.1.8 Energía aerotérmica

La energía aerotérmica es la energía que se extrae del aire a través de un ciclo termodinámico. La tecnología que se emplea son bombas de calor de última generación, que se han diseñado para que aporten refrigeración en verano y calefacción en invierno, además de agua caliente durante todo el año.

La aerotermia se considera energía renovable y sostenible en el marco regulatorio, ya que extrae aproximadamente un 75% de energía del aire exterior de manera eficiente y sólo es necesario aportar un 25% de electricidad para accionar el motor del compresor.

La instalación de los equipos es relativamente sencilla y tienen una vida útil de 20 años aproximadamente,

además requieren un bajo mantenimiento para que el sistema mantenga su eficiencia.



Figura 4: Ciclo de aprovechamiento de energía aerotérmica. [45]

2.2 Energía solar fotovoltaica

La energía solar, tal y como se ha enunciado en el punto anterior, es una fuente de energía renovable que procede del sol y que llega al planeta en forma de calor y de radiación electromagnética.

Los dos tipos de tecnologías principales que se han desarrollado para su aprovechamiento son la tecnología solar fotovoltaica y la tecnología solar térmica. La energía solar fotovoltaica genera energía eléctrica aprovechando la radiación solar mediante el efecto fotovoltaico que se produce gracias al silicio que compone las células fotovoltaicas.

Los fotones son las partículas que absorbe la célula fotovoltaica con la radiación solar, cuando éstos impactan sobre el material semiconductor, es decir, sobre el silicio, con la suficiente energía para liberar electrones de la capa exterior, de manera que se inicia el efecto fotovoltaico. Al liberar el electrón, éste deja un hueco y por el principio de una célula fotovoltaica, se conduce para generar una diferencia de potencial. De esta manera, se provoca el salto de los electrones de una capa superior a otra inferior de la célula y se genera una corriente eléctrica.

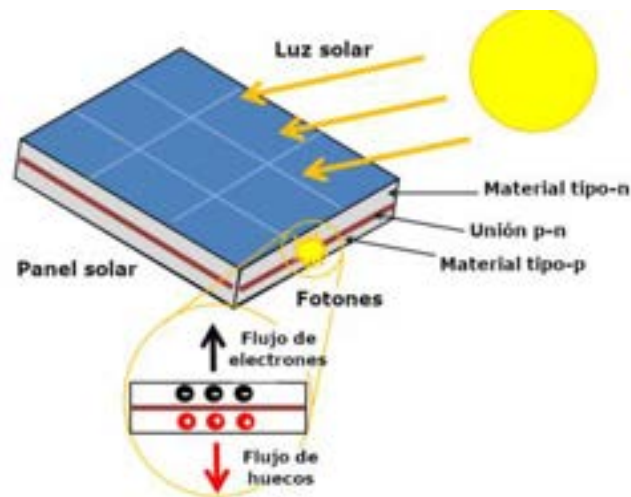


Figura 5: Diagrama del efecto fotovoltaico. [46]

Los paneles fotovoltaicos no consiguen absorber toda la radiación solar que incide sobre la Tierra, puesto que ésta se divide en tres componentes que influyen:

- Radiación directa: son los rayos del sol que inciden de forma directa sobre el módulo.
- Radiación difusa: es la radiación que incide después de haberse reflejado en partículas del aire, polvo... sobre el módulo fotovoltaico. En días soleados es despreciable, sin embargo, en los días nublados es la componente principal.
- Radiación reflejada o albedo: es la radiación que incide sobre objetos del terreno como montañas, cristales, edificios... y que al reflejarse llega al módulo fotovoltaico. Es una componente importante cuando se emplean módulos bifaciales.



Figura 6: Tipos de radiación. [47]

Un módulo fotovoltaico es capaz de producir entre 250W y 500W. Sin embargo, si se conectan entre sí varios módulos se puede conseguir más potencia. Según la conexión a la red del sistema fotovoltaico, se distinguen

varios tipos de aplicación: conectados a red, aislados de la red e híbridos.

Conectados a red

Son sistemas conectados a la red pública de energía eléctrica, a la que pueden verter corriente alterna. Estos sistemas son los más económicos y requieren muy bajo mantenimiento, que suele ser la limpieza de los paneles solares para eliminar la suciedad y el polvo.

Está compuesto por paneles solares, inversor de corriente, estructura de soporte para los paneles, cable, conectores y accesorios de conexionado. La instalación es sencilla y económica, y tienen una vida útil de al menos 25 años, a excepción de las baterías con una vida útil de 15 años.

Estos sistemas pueden ser centrales, plantas fotovoltaicas o huerto solar cuando se vierte toda la potencia a la red, y autoconsumo con o sin almacenamiento cuando se instala en negocios o viviendas y parte de la energía generada la consume el productor. Actualmente, las baterías no son comunes ya que requieren mayor inversión y están en pleno desarrollo para que sean más rentables.

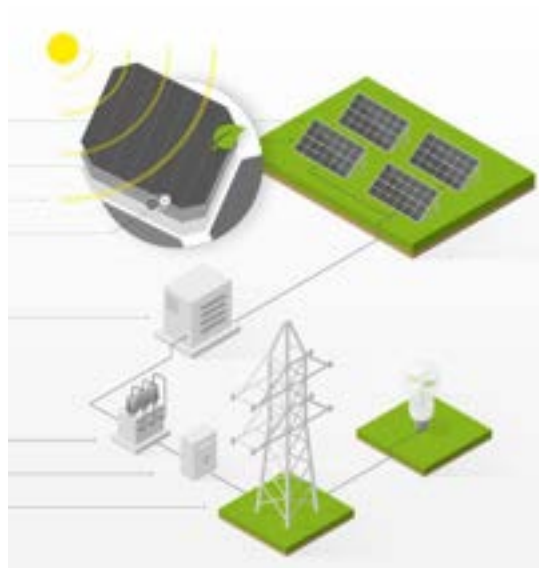


Figura 7: Esquema sistema fotovoltaico conectado a la red. [48]

Aislados de la red

Son sistemas que no están conectados a la red eléctrica, ni a ninguna otra fuente de energía, es decir, son autónomos.

Requieren mayor inversión y mantenimiento que los sistemas conectados a la red, ya que es más común que se conecten baterías al sistema para poder almacenar la energía. Las aplicaciones más comunes son para autoconsumo en viviendas rurales o aisladas, para regadío, para instalaciones de bombeo y para alumbrado público.

Híbridos

Son sistemas que integran de manera eficiente varias fuentes de energía. La combinación más habitual actualmente es la energía fotovoltaica junto con energía eólica.

2.3 Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica

Ventajas

- Energía limpia e inagotable, ya que no produce contaminación ni emite gases de efecto invernadero.
- Inversión inicial elevada, aunque se amortiza en poco tiempo. Actualmente, existen subvenciones y bonificaciones para su instalación.
- Bajo coste de mantenimiento y sencillo.
- Genera nuevos puestos de trabajo.
- Vida útil de al menos 25 años.

Desventajas

- Su generación no es continua puesto que depende del recurso del sol.
- Necesita una gran superficie puesto que los paneles tienen unas dimensiones grandes.
- No se aprovecha toda la energía solar y los sistemas de almacenamiento, hoy en día, tienen un elevado coste.

2.4 Evolución de la energía solar fotovoltaica en España

España es uno de los países de Europa que tiene más horas de sol, tanto al día como repartidas durante el año, por lo que es un lugar atractivo para las instalaciones fotovoltaicas.

En el siglo XIX se descubrió el efecto fotovoltaico, Sin embargo, hasta 1954 no se desarrolló la primera célula de silicio que tenía aproximadamente una eficiencia del 6%, además de un elevado coste. En 1984, Iberdrola construyó la primera instalación fotovoltaica conectada a la red de 100kWp en San Agustín de Guadalix (Madrid). Sin embargo, el mercado fotovoltaico apenas se desarrolló durante los siguientes años.

Entre los años 1998 y 2000, el gobierno español estableció la retribución de la energía vertida a la red y determinó las condiciones técnicas y administrativas de la energía fotovoltaica, siguiendo las iniciativas que se implantaban en el resto de Europa por la creciente necesidad de potenciar esta tecnología. Aún así, hasta 2004 no comenzó un desarrollo notable de la energía fotovoltaica por nuevas medidas de apoyo gubernamentales, entre las que destaca la subida de la retribución de la energía que se vertía a la red.

Gracias a ello, en 2008, España se convirtió en uno de los países a nivel mundial con más potencia instalada en tecnología solar fotovoltaica. Tras diez años, el 3.2% de la energía generada en España fue energía fotovoltaica.

A finales de 2015, la potencia instalada en España de tecnología fotovoltaica era de 4667MW y en 2017 se adjudicaron 3500MW más para poder alcanzar los objetivos establecidos por la Unión Europea para el año 2020.

La gran evolución observada en el crecimiento de la potencia instalada de tecnología fotovoltaica se debe a la bajada de costes y a la versatilidad de los sistemas fotovoltaicos, ya que abarcan desde instalaciones de autoconsumo domésticas de 6 kW hasta grandes plantas fotovoltaicas de 500MWp instalados. Sin embargo, los permisos de la administración y la autorización de la compañía eléctrica distribuidora de la zona para proporcionar un punto de conexión frenan la adjudicación y construcción de nuevos proyectos de parques fotovoltaicos.

Actualmente, desde la Unión Europea, uno de los objetivos que se persigue es que los ciudadanos tengan acceso a una energía limpia a un precio asequible. Para ello, el compromiso desarrollado para el año 2030 desde España es reducir un 55%, al menos, las emisiones de gases de efecto invernadero. Se plantea para el año 2050, el ambicioso objetivo de haber alcanzado la neutralidad climática, es decir, cero emisiones de gases de efecto invernadero.

2.5 Situación actual en España

La tecnología fotovoltaica ha cerrado 2022 con una producción de casi 28.000 GWh, un 33% mayor que en 2021. Siendo un 22.1% de la producción total de energía anual y teniendo en cuenta que las renovables representan un 42.1%.

En 2022, España supera los 117 GW de potencia instalada, de la cual, más del 58% es renovable. Este año, han aumentado 4.6GW de potencia nueva de energía limpia, de los cuales 1.2 GW pertenecen a energía eólica y 3.4 GW corresponden a solar fotovoltaica.

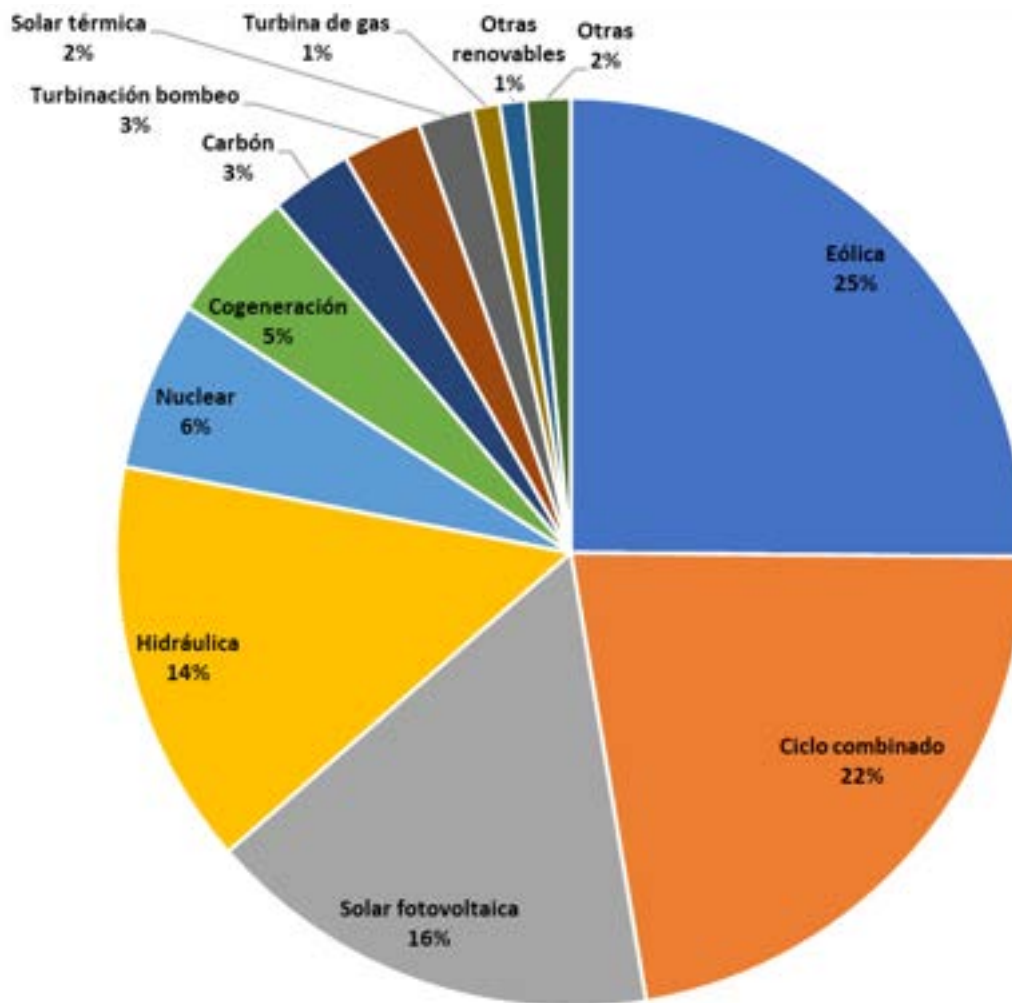


Figura 8: Gráfico tecnologías empleadas en España. [Elaboración propia]

En el gráfico anterior, se puede observar que la tecnología eólica encabeza la potencia instalada, representando un 25%. Le sigue la tecnología de ciclo combinado con un 22%, siendo una energía contaminante. En tercer lugar, se encuentra la solar fotovoltaica, alcanzando un 16% de la potencia total instalada y superando este año, por primera vez, a la tecnología hidráulica con 14%.

3 NORMATIVA APLICABLE

El parque fotovoltaico de “Los Entrines”, se debe diseñar y construir según los criterios que establece la normativa y reglamento vigente relacionada, así como las normas técnicas particulares de la compañía que explota la red general de distribución.

3.1 General

- “Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se regula la actividad de producción de energía a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos”.
- “Real Decreto 15/2018, por el que se modifica el artículo 44.1.c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y el artículo 21.2 y el 24.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio”.
- “Ley 54/1997, de 27 de noviembre y Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sobre el Sector eléctrico”.
- “Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico Español”.
- “Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores”.
- “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”.
- “Normas particulares de la Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica”.
- “Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”.
- “Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología”.

3.2 Construcción

- “Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la “Instrucción de hormigón estructural (EHE-08)”.
- “Real Decreto 3565/72, de 23 de diciembre, por el que se establecen las normas tecnológicas de la edificación NTE y sus publicaciones posteriores”.

- “Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación”.
- “Real Decreto 1829/95, de 10 de noviembre, por el que se aprueba la norma básica de la edificación NBE, EA-95 “Estructuras de Acero en Edificación”.
- “Real Decreto 956/2008, de 6 de junio, por el que se aprueba la instrucción para la recepción de cementos (RC-08)”.
- “Orden Ministerial de 6 de febrero de 1976, por la que se aprueba el Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes de la Dirección General de Carreteras y Caminos Vecinales (PG-3), y sus modificaciones posteriores”.
- “Real Decreto 1812/1994, de 2 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento General de Carreteras”.
- “Ley 38/1999 de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación (LOE), B.O.E: 6- NOV-99 y sus correcciones posteriores”.
- “Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana”.
- “Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación”.

3.3 Códigos eléctricos

- “Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002) y sus instrucciones técnicas complementarias”.
- “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. (RD 337/2014)”.
- “Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (RD 337/2014)”.
- “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. (RD 223/2008)”.
- “Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico”.
- “Procedimientos de operación de REE y nuevos requerimientos”.
- “REE. Instalaciones conectadas a la red de transporte: Requisitos mínimos de diseño y equipamiento (TI. E/02/040 fecha 25.02.03/ edición 3)”.
- “Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica, UNE 211435:2007”.
- “IEC 60502 y UNE 21.123/1”.
- “Método de Cálculo y Proyecto de instalaciones de puesta a tierra para Centros de Transformación conectados a redes de tercera categoría, UNESA”.

3.4 Seguridad y salud

- “Ley de Prevención de Riesgos Laborales (2/2015) y Reglamentos y documentos asociados”.

- “Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales, publicado en BOE nº 303 de 17 de noviembre de 2004”.
- “Disposiciones mínimas de seguridad en los lugares de trabajo (RD 486/1997)”.
- “Real Decreto 1627/97, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción”.
- “Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico (RD 614/2001)”.
- “Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (Real Decreto 337/2017)”.
- “Orden de 9 de mayo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo y sus modificaciones posteriores”.
- “Prescripciones de seguridad para trabajos y maniobras en Instalaciones Eléctricas, de la Comisión Técnica Permanente de la Asociación de Medicina y Seguridad en el Trabajo de UNESA”.
- “Orden de 6 de julio de 1984, del Ministerio de Industria y Energía por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias del reglamento de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformaciónQ.
- “Normas de procedimiento y desarrollo del Real Decreto 1942/1993, de 5 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios y se revisa el anexo I y los apéndices del mismo ORDEN, de 16-ABR, del Ministerio de Industria y Energía BOE: 28-ABR-98, Se modifica por el Real Decreto 560/2010, donde se añaden disposiciones adicionales”.
- “Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo”.
- “Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo”.
- “Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual”.
- “Real Decreto 1432/2008 de fecha 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y electrocución en líneas eléctricas de alta tensión”.

3.5 Normativa local

- “Ley 16/2015, de 23 de abril, de protección ambiental de la Comunidad Autónoma de Extremadura”.
- Normativa particular aplicable y normativa urbanística vigente de Badajoz.
- Ordenanzas municipales.

4 MEMORIA DESCRIPTIVA

4.1 Emplazamiento y acceso

La planta fotovoltaica PFV Los Entrines, objeto de este proyecto, se ubica en el término municipal de Badajoz, provincia de Badajoz, en la Comunidad Autónoma de Extremadura.



Figura 9: Localización en España. [Elaboración propia]



Figura 10: Ubicación planta fotovoltaica . [Elaboración propia]

Los principales factores que han condicionado la elección de dicha localización para que fuera óptima son los siguientes:

- Irradiación solar máxima y nubosidad mínima.
- Conexión a red eléctrica cercana.
- Superficie del terreno adecuada.
- Orografía apropiada.
- Buena accesibilidad.
- Cumplimiento de la normativa.



Figura 11 : Límites parcela planta fotovoltaica. [Elaboración propia]

A continuación, se detallan las coordenadas geográficas del punto medio del terreno (Tabla 1) y los datos catastrales de la parcela en la que se encuentra (Tabla 2).

Coordenadas UTM (Sistema de referencia ETRS89)	
X	693.629,72
Y	4.296.287,32

Tabla 1: Coordenadas geográficas del punto medio de la parcela.

Provincia	Municipio	Polígono	Parcela	Recinto	Superficie (ha)	Referencia catastral
6 - BADAJOZ	900 - BADAJOZ	64	16	3	56,1900	06900A064000160000IW

Tabla 2: Datos SIGPAC.

En cuanto al acceso a la planta fotovoltaica, se realizará por la carretera nacional BA-022, construyendo un camino de acceso.



Figura 12: Acceso a planta por BA-022. [Elaboración propia]

La ubicación de la subestación a la que se conectará la planta para verter la energía solar captada se detalla a continuación:

Coordenadas UTM (Sistema de referencia ETRS89)	
Latitud	38.787437
Longitud	- 6.799847

Tabla 3: Coordenadas geográficas de la subestación de conexión.



Figura 13: Ubicación subestación y planta. [Elaboración propia]

La línea de evacuación de la planta fotovoltaico hasta la subestación SET Alvarado, se realizara en media tensión (30 kV).

4.2 Descripción

En primer lugar, para llevar a cabo el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica es necesario conocer cierta información del emplazamiento como la climatología, accesos y distancia a servidumbres existentes y analizar la normativa vigente.

Parámetro	Valor
Temperatura máxima	43.6 °C
Temperatura mínima	- 6.3 °C
Temperatura media	16.57
Humedad relativa anual media	63.35%
Velocidad media del viento	2.29 m/s
Irradiación global horizontal anual	1787.6 kWh/m ²
Producción del sistema anual	44751 MWh/año

Tabla 4: Datos ubicación.

La siguiente decisión, una vez examinados los datos, es elegir el modelo de los equipos principales como son módulos, inversores y centros de transformación y diseñar su configuración para obtener una potencia de

20MWp.

Los criterios básicos para el diseño de la disposición de los paneles en la planta fotovoltaica son:

- Rangos de tensión y máxima corriente admisible.
- Optimización de la inclinación y orientación.
- Análisis de sombras.
- Mínimo recorrido de cableado.

4.2.1 Potencia de la instalación

La potencia pico de la instalación es de 20,08 MWp en el campo solar, con una configuración de 37184 módulos bifaciales modelo (Longi Solar, LR5-72HBD-540M) que tienen una potencia pico de 540Wp.

En la tabla se presentan las principales características de diseño de los equipos principales que forman el parque fotovoltaico.

Parámetro	Valor
Características principales de la instalación	
Potencia pico de la planta (DC)	20,08 MWp
Potencia inversores (AC) de la planta	17,845MVA
Ratio CC/CA	1,12
Seguimiento	Este-Oeste con backtracking
Orientación Eje	Norte-Sur
Módulos PV	
Tecnología	Monocrystalino PERC Bifacial
Números de módulos a instalar	37184
Número de módulos por string	28
Potencia de los módulos PV (cara frontal)	540Wp
Nivel de tensión	1500V
Número de celdas por módulo	72
Seguidor	
Tipo de seguidor	1 eje, bifila
Posición de los módulos	1V

Tamaño de seguidor	2 string por mesa
Pitch objetivo	6,5 m
Backtracking	Sí
Centros de Transformación	
Número y potencia	3x6.500 kVA
Nivel de tensión de salida	30kV
Tipo de inversores	Inversores de string
Número total de inversores	83 x 215 kVA
Tensión de salida de inversores	800V

Tabla 5: Características principales parque fotovoltaico.

4.2.2 Servidumbres a estructuras existentes

El diseño de la instalación debe respetar las siguientes servidumbres a estructuras existentes:

Línea AT aérea

Se debe mantener una distancia mínima a los seguidores para no interferir en la infraestructura eléctrica y evitar posibles sombras que pueda proyectar sobre los módulos. Sin embargo, tras el diseño de la implantación de módulos, se comprueba que la línea de alta tensión discurre al margen del vallado de la planta fotovoltaica.

Caminos:

Los caminos existentes recorren el perímetro de la planta, la distancia mínima que se debe respetar son 4.5m desde el vallado y 15m desde las estructuras de los paneles.

Carretera BA-022:

Se trata de una vía de comunicación pública que está situada en el sur de la planta. Se debe mantener una distancia mínima desde el vallado de la planta hasta el borde la calzada de 25m, como recoge la “Ley 7/1995, de 27 de abril, de Carreteras de Extremadura en el capítulo 4, sección 1, Artículo 24”.

4.2.3 Subestación de conexión

La subestación a la que se evacuará la energía generada es la “SET Alvarado 30/220 kV”. Para la interconexión de la planta fotovoltaica “Los Entrines” y la subestación, es necesario realizar una serie de obras de adecuación y adaptación en sus instalaciones.

En el parque se ubican tres centros de transformación que elevan la tensión hasta 30kV para evacuar la energía y un circuito de media tensión los recorre hasta la llegada a la subestación.

4.3 Elementos

Un parque fotovoltaico está formado por un gran número de módulos fotovoltaicos que captan la radiación solar y se conectan entre sí para formar las cadenas. Varias cadenas se conectan en paralelo a un inversor que transforma en corriente alterna la corriente continua generada por los módulos. Posteriormente, en los centros de transformación, se eleva a media tensión y mediante la línea de evacuación se transporta a una subestación, para así transformarla en alta tensión y poder evacuarla en la red eléctrica.

A continuación, se presentan en detalle cada uno de estos elementos y las características principales de los modelos elegidos para la configuración del proyecto a desarrollar.

4.3.1 Módulos

El módulo fotovoltaico es el dispositivo responsable de captar la energía solar para poder iniciar el proceso de transformación en energía eléctrica sostenible. Está formado por un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas entre sí, normalmente se emplea una configuración de 60 o 72 celdas.

Las placas solares convencionales son monofaciales, es decir, la cara exterior es la única que recibe la radiación solar de forma directa y están recubiertas por un material semiconductor sensible a la luz. El más empleado actualmente es el silicio, que puede ser:

- Silicio monocristalino: aporta el mayor rendimiento a la célula, siendo un 22% aproximadamente.
- Silicio policristalino: presenta un rendimiento del 19% y menor coste.
- Silicio amorfo: con un bajo rendimiento, menor del 13%, siendo la configuración más económica.

Actualmente, se están desarrollando nuevas tecnologías más eficientes como son las células bifaciales. Esta tipología de célula es la elegida para el presente proyecto, ya que al ser sensible a la luz por ambas caras puede aumentar el rendimiento hasta un 30% más.

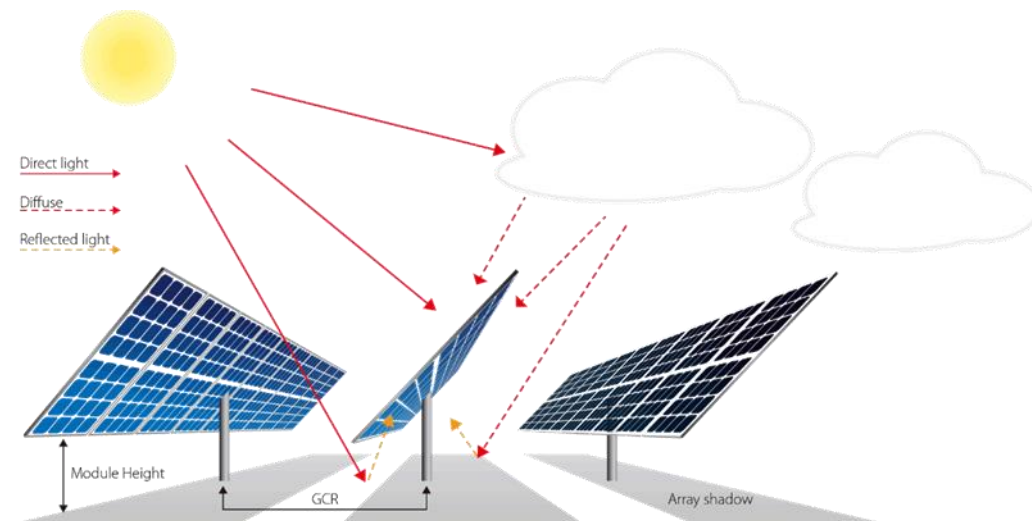


Figura 14: Radiación en módulos. [49]

Es necesario tener en cuenta cuatro factores para un funcionamiento óptimo:

- El albedo es el porcentaje de radiación que refleja una superficie. El terreno oscuro, como la tierra tiene un porcentaje de un 35%, en el caso en que sea una superficie de colores claros y brillantes, el albedo aumenta hasta un 60%.
- La distancia entre paneles o pitch debe ser la suficiente, ya que cuanto mayor sea más superficie reflectante hay y, por tanto, mayor es la radiación que capta la cara posterior del panel.
- Las estructuras de los paneles cuentan con elementos de cableado, conexiones y fijaciones en la cara posterior de los módulos. Estos dispositivos suponen un impacto negativo para la captación de la luz en dicha cara, alcanzando en torno a un 20% de pérdida. Los fabricantes de estas estructuras están buscando nuevos diseños para estos soportes.
- La altura de las placas también es un factor importante a tener en cuenta, ya que cuanto mayor es, más difusa y clara es la sombra que proyecta y por ello, se facilita la reflexión de los rayos solares para que lleguen a la cara posterior.

Una ventaja a tener en cuenta es que la instalación de paneles bifaciales reduce el número de módulos necesarios y por tanto la superficie del parque fotovoltaico, o manteniendo el mismo número se obtiene mayor rendimiento.

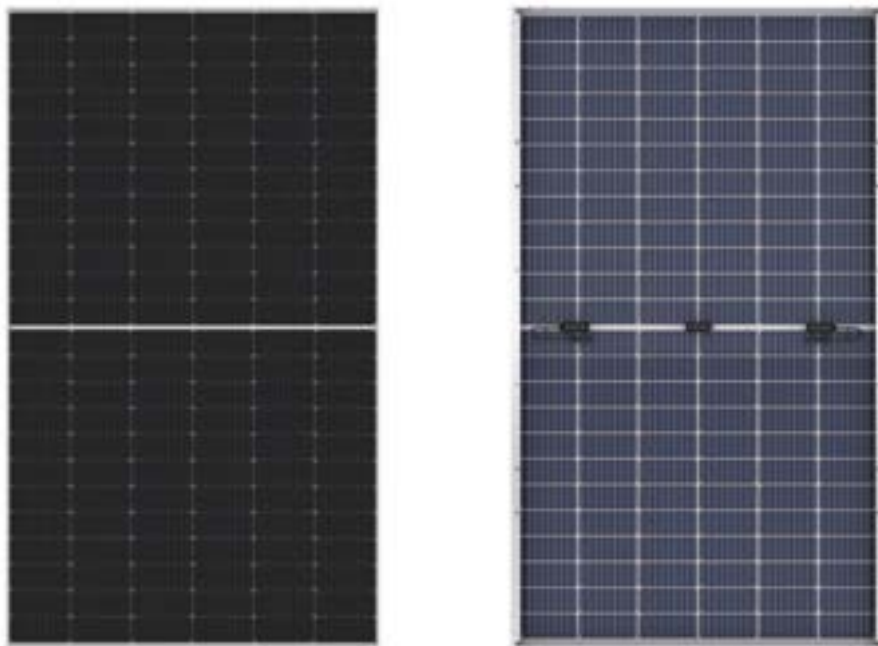


Figura 15: Modelo panel Longi Solar.[50]

El modelo de panel fotovoltaico elegido para el diseño del parque es: “Longi Solar, LR5-72HBD-540M”[50]. Se trata de un módulo bifacial de 72 células (144 medias células), con potencia pico de 540Wp y la tecnología que emplea es monocristalina. En la siguiente tabla, se presentan las características principales.

CARATERÍSTICAS PRINCIPALES	
Máxima tensión	1500 Vdc
CARACTERÍSTICAS EN CONDICIONES STC	
Potencia máxima (Pmax) [W]	540
Eficiencia	20.90
Tensión MPP (Vmp) [V]	41.65
Corriente MPP (Imp) [A]	12.97
Tensión a circuito abierto (Voc) [V]	49.50
Corriente de cortocircuito (Isc) [A]	13.85
Tolerancia de potencia [%]	3%
Temperatura Nominal de operación de la célula (NOCT) [°C]	45±2
Bifacialidad	70±2%

COEFICIENTES DE TEMPERATURA	
Coefficiente de temperatura a Pmax [%/°C]	-0.340
Coefficiente de temperatura a Voc [%/°C]	-0.265
Coefficiente de temperatura a Isc [%/°C]	+0.050
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Tipo de célula	Monocrystalina
Dimensiones [mm]	2278x1134x35
Peso [kg]	32.6
Marco	Aleación aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP68
Vida útil	30 años

Tabla 6: Características panel Longi.

Los módulos serán agrupados formando strings de 28 módulos en serie, siendo necesarios un total de 37184 módulos. Esta configuración se ha llevado a cabo teniendo en cuenta la máxima tensión alcanzada por la cadena en las condiciones más desfavorables, mínima temperatura a máxima radiación y comprobando que no se superan los 1500 V máximos permitidos a la entrada de los inversores.

4.3.2 Estructura

Los módulos solares se colocan sobre una estructura con un ángulo de inclinación que debe ser tal que los rayos solares deben incidir sobre la superficie del panel lo más perpendicular posible y durar el mayor tiempo a lo largo del día. Por ello, la elección de este soporte es importante ya que su altura, posición y orientación influyen notablemente en la eficiencia del parque fotovoltaico. Además, deben estar diseñadas para resistir a los agentes atmosféricos como cambios de temperatura, lluvia y rachas de vientos. Los materiales empleados deben ser resistentes a la corrosión.

Las estructuras se diferencian en dos tipos:

- Estructuras fijas: se diseñan con una inclinación fija que maximice el rendimiento de la instalación y depende de la latitud de la zona geográfica. Son soportes sencillos que requieren un menor mantenimiento, son más económicos y no conllevan un gasto de energía eléctrica.
- Estructuras móviles o seguidores solares: la incidencia de la radiación solar sobre los módulos aumenta, ya que varían su posición para que puedan captar los rayos solares perpendicularmente a lo largo del día. El diseño mecánico de este dispositivo es más complejo por lo que es más caro, tanto el sistema como su mantenimiento, además lleva asociado un gasto de energía eléctrica para realizar el movimiento.

Existen seguidores solares de un eje o dos ejes, según puedan variar su posición:

- Seguidor de un eje: se alinea norte-sur y permite un movimiento este-oeste, siguiendo al sol. Aumenta el rendimiento entre un 25 y 35%.
- Seguidor de dos ejes: se mueve en dos direcciones, norte-sur y este-oeste, varían la orientación según la estación climatológica, además de seguir el movimiento del sol durante el día. Por ello, maximiza la producción de energía, aumentando el rendimiento entre un 5 y 10% adicional al seguidor de un eje.

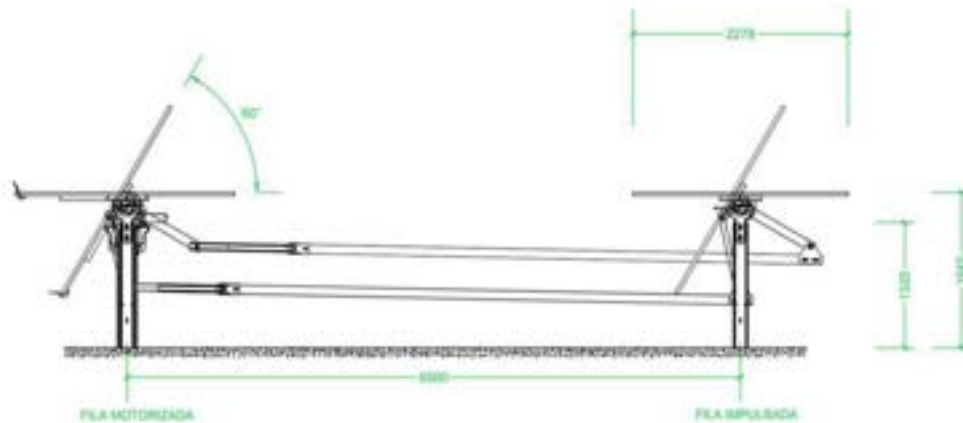


Figura 16: Seguidor de un eje, bifila.

La estructura escogida para este parque fotovoltaico es de tipo seguidor solar de un eje con orientación Norte-Sur. Los seguidores están integrados en una estructura metálica fijada en el suelo. Se trata de un tracker bifila que utiliza un motor cada dos mesas conectándose ambas mediante un eje que permite el seguimiento simultáneo de ambas, con una configuración 1Vx56x2. Es decir, es una estructura que está formada por dos filas y en cada una de ellas se albergan dos strings. En la siguiente tabla se presentan las características principales de la estructura.

CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURA	
Fabricante	Solar Steel (GSS)
Tecnología	Single-Axis Tracker
Configuración	1V56
Seguidores por motor	2 (master&slave)
Backtracking	Sí
Ángulos límite de seguimiento	120° ($\pm 60^\circ$)
Número de módulos por fila	56
Distancia entre filas (m)	6

Tabla 7: Características estructura GSS. [53]

En la configuración del parque se van a disponer 2 hileras por tracker y cada hilera lleva 2 strings, es decir, cada tracker tiene 4 strings. Por ello, serán necesarios 332 trackers para las 1328 cadenas de módulos que hay en el parque fotovoltaico.

La técnica de backtracking o retroseguimiento consiste en el seguimiento de los paneles de la luz del sol de manera que están programados y, cuando detectan que pueden producir sombras a otros, retroceden hasta la posición en la que evitan que se produzcan o son mínimas.

4.3.3 Inversor

El inversor es el dispositivo que transforma la corriente continua que proviene del campo de paneles solares a corriente alterna, para poder verterla a la red posteriormente. Otra función importante que llevan a cabo es el seguimiento del rendimiento del sistema, de manera que los inversores pueden ayudar a detectar problemas que se puedan dar en la planta y maximizar la generación de electricidad.

El modelo de inversor elegido para la configuración del parque fotovoltaico es: “SUN2000-215KTL-H0” [51], del fabricante Hauwei. A continuación, se presentan las características principales:

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	
Fabricante	Hauwei
Modelo	SUN2000-215KTL-H0
Tipo	String Inverter
Máxima eficiencia de conversión DC/AC	99 %
Número de entradas	18
Número de MPP Trackers	9
ENTRADA DC	
Rango de búsqueda MPPT	500 – 1500 V
Tensión máxima de entrada	1500V
Corriente máxima por MPPT	30A
Corriente máxima de cortocircuito por MPPT	50A
SALIDA AC	
Potencia nominal	215 kVA
Tensión de salida	800V
Frecuencia de salida	50-60 Hz

Tabla 8: Características inversor Hauwei.

Para la planta fotovoltaica se necesitan 83 inversores, empleando 16 de sus 18 entradas, es decir, el campo inversor se ha sobredimensionado respecto del campo solar para que tenga un mejor rendimiento.



Figura 17: Modelo inversor Huawei. [51]

Las entradas de los inversores son MPPT (Maximum Power Point Tracker), esto quiere decir que el inversor siempre va a trabajar buscando el punto de máxima potencia, persiguiendo el equilibrio entre voltaje y corriente en los que los módulos operan a su máxima potencia.

4.3.4 Centros de Transformación

El centro de transformación está formado por un transformador y los distintos medios auxiliares y protecciones necesarias, así como las celdas de entrada y salida. Gracias a este equipo se eleva la tensión desde 800 V (baja tensión) hasta 30kV (media tensión).



Figura 18: Modelo Centro de transformación de Hauwei. [52]

El centro de transformación escogido para el parque fotovoltaico es tipo exterior y se trata de contenedores interiores o SKIDs, donde se ubican los transformadores, celdas de línea y protección, con la finalidad de facilitar la evacuación de la energía producida.

El modelo elegido para el parque fotovoltaico es del fabricante Hauwei, STS-6000K-H1 [52]. En la tabla que se muestra a continuación, se detallan las características principales:

CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR	
Potencia nominal	6500 kVA
Relación de transformación	30/0.8 kV
Sistema de refrigeración	ONAN
Conexión	Dy11y11
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS CTs	
Número de CTs	3
Servicio	SKID Structure
Fabricante	Hauwei
Modelo	STS-6000K-H1

Tabla 9: Características Centro de Transformación Hauwei.

En la ficha técnica del centro de transformación, el fabricante muestra el diagrama que se debe seguir para la configuración del parque fotovoltaico y determina los modelos compatibles de inversor, siendo el modelo SUN2000-215KTL-H0 uno de ellos.

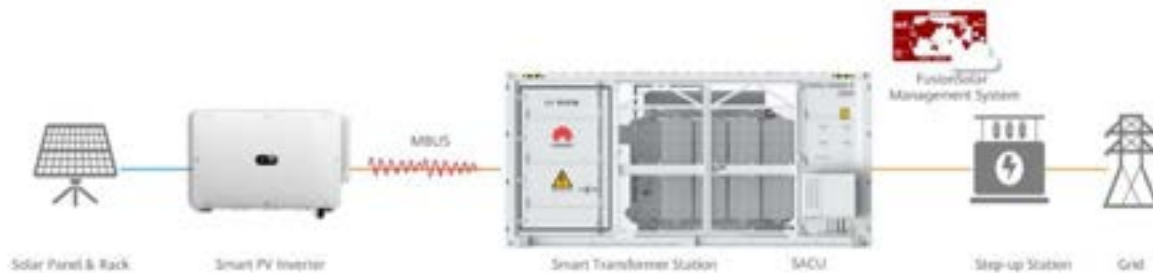


Figura 19: Esquema de conexión propuesto por Huawei.[52]

4.3.5 Cableado

La selección de los conductores se debe llevar a cabo según los requerimientos especificados en la normativa española y requisitos de los códigos que aplican.

Los cables deben tener una vida útil de al menos 25 años, prestando servicio continuo y sin fallos durante ese período operando a los niveles de tensión, corriente y frecuencia establecidos. Además, deben estar diseñados para garantizar la máxima seguridad en condiciones de funcionamiento normal o en condiciones de fallo.

Tramo string- inversor

Los strings formados tras la conexión de los paneles entre sí se deben conectar a los inversores. Para dicha conexión se emplea un cable de baja tensión de corriente continua. El detalle del cálculo de la sección escogida se desarrolla en el capítulo de “Memoria de cálculo”. Tras los cálculos, las secciones que se van a emplear de cable tipo solar son de 6 mm^2 y 10 mm^2 .

El cable debe ser adecuado para ser tanto instalado en intemperie como para ser enterrado, ya que una parte va por la estructura y otra parte va directamente enterrado en las zanjas de baja tensión.

A continuación, se presentan las características principales:

- Conductor: Cobre.
- Tipo: Cable unipolar.
- Aislamiento: Libre de halógenos.
- Cubierta exterior.
- Flexibilidad: Clase 5.
- Tensión nominal: 1.8 kV DC.
- Frecuencia: 50Hz.
- Temperatura de servicio del conductor: 90°C.

- Cable libre de halógeno: XZ1.
- Cable no propagador de llama.
- Protección a los rayos UV.
- Protección a la absorción del agua: AD7.
- Protección contra roedores: para la parte que va enterrado.
- Color rojo para positivo y negro para negativo.

Un cable del fabricante General Cable que cumple estas especificaciones es el modelo:

“EXZHELLENT® Class SOLAR H1Z2Z2-K RTR- Libre de halógenos 1.8 kV DC - 0,6/1 kV AC” [5]



Figura 20: Cable solar. [5]

Tramo inversor-Centro de Transformación

La interconexión de los inversores de string con los distintos centros de transformación se llevará a cabo mediante cableado de baja tensión de corriente alterna instalado directamente enterrado.

Las secciones que se emplearán están detalladas en el capítulo “Memoria de cálculo”, según la conexión de inversor y centro de transformación y el recorrido que debe realizar.

Las características principales que debe cumplir son las siguientes:

- Conductor: Aluminio.
- Tipo: Cable unipolar.
- Aislamiento: XLPE.
- Cubierta exterior: PVC y libre de halógenos.
- Flexibilidad: Clase 2 – semirrígido.
- Tensión nominal: 0.6/1 kV AC – 1.8 kV DC.
- Frecuencia: 50Hz.
- Temperatura de servicio del conductor: 90°C.
- Cable libre de halógeno: XZ1.

- Cable no propagador de llama.
- Resistencia al frío.
- Protección a los rayos UV.
- Protección a la absorción del agua: AD7.
- Protección contra roedores.

Un cable del fabricante General Cable que cumple estas especificaciones es el modelo:

“HARMOHNY Class XZ1 (S) Al 0,6/1 kV AC - 1,8 kV DC ” [5]



Figura 21: Cable baja tensión CA. [5]

Tramo Media Tensión

El cableado del tramo de media tensión es el que recorre los centros de transformación desde la celda de media tensión hasta las barras de media tensión de la subestación elevadora que se encuentra fuera de la planta.

La instalación se hará directamente enterrada por zanjas por lo que debe ser adecuado a ello. A continuación, se presentan las características principales:

- Conductor: Aluminio.
- Tipo: Cable unipolar de varios hilos.
- Aislamiento: XLPE.
- Cubierta exterior.
- Pantalla metálica.
- Flexibilidad: Clase 2 – semirrígido.
- Tensión de servicio: 30 kV.
- Tensión de aislamiento: 18/30 kV.
- Frecuencia: 50Hz.
- Temperatura de servicio del conductor: 90°C.
- Temperatura de cortocircuito del conductor: 250°C.
- Cable libre de halógeno: XZ1.
- Cable no propagador de llama.
- Resistencia al frío.

- Protección a los rayos UV.
- Protección a la absorción del agua: AD7.
- Protección contra roedores.
- Resistencia a la abrasión y desgarro.

Un cable del fabricante General Cable que cumple estas especificaciones es el modelo:

“VULPREN CLASS AL HEPRZ1 18/30 (36) kV” [5]



Figura 22: Cable media tensión. [5]

Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra tiene como objetivo garantizar la seguridad y protección tanto de las instalaciones como de las personas frente a posibles descargas. Esta instalación, proporciona un camino alternativo a la corriente cuando se produce un fallo o descarga eléctrica. El diseño del sistema de puesta a tierra se debe llevar a cabo según la normativa vigente para estas instalaciones y realizado de tal manera que no afecte a la red de la distribuidora.

Según el RD1663/2000, las masas de la instalación fotovoltaica deben estar conectadas a una tierra independiente a la del neutro de la empresa distribuidora, es decir, debe haber un punto independiente de la puesta a tierra para conectarlas. Con el término masas, nos referimos a la parte conductora que forma parte de un equipamiento eléctrico que normalmente no está en tensión, pero que en caso de fallo del sistema de aislamiento principal puede ser sometido bajo tensión.

La conexión a tierra de los distintos elementos que conforman el parque fotovoltaico se debe realizar con el objetivo de conseguir la mayor equipotencialidad. La configuración planteada para la planta es la siguiente:

- Perímetro de la parcela: anillo perimetral que recorre los límites de la implantación. Se empleará un conductor de cobre desnudo de sección de 35mm^2 enterrado en una zanja perimetral. Además, se colocarán picas equidistantes de 2 metros de longitud y diámetro de 14mm^2 . Los elementos a conectar a tierra en este anillo son el vallado y el sistema de vigilancia CCTV.
- Baja tensión: compuesto por la puesta a tierra de los paneles fotovoltaicos, las estructuras y los inversores. Se empleará conductor de cobre desnudo de 35mm^2 de sección para tenderlo en las zanjas de baja tensión, cable conductor de una sección menor para la conexión del tracker con la puesta a tierra y picas de 2 m de largo y 14mm^2 de diámetro colocadas equidistantes formando un anillo que rodea el campo solar.

Tal y como se ha mencionado, esta parte del sistema de puesta a tierra junto con el anillo perimetral será independiente de la parte de la empresa distribuidora, es decir, será independiente del sistema de tierras de media tensión y del neutro de los transformadores.

- Media tensión: puesta a tierra en las canalizaciones de media tensión, tendido de conductor de cobre con sección de 50 mm^2 en la zanja y que está en contacto con la red de tierras del centro de transformación y de la subestación.
- Anillo de puesta a tierra alrededor de cada centro de transformación con forma rectangular. Mediante tendido de conductor de cobre desnudo de sección de 50 mm^2 e instalación de picas de puesta a tierra de 2 m de longitud y diámetro de 14 mm^2 en los vértices del anillo.

A la tierra de protección se conectan las partes metálicas de los equipos que van instalados en los centros de transformación como cuadros de baja tensión y las envolventes de las celdas que normalmente no están en tensión. La finalidad es proteger a las personas frente a contactos indirectos.

El neutro del transformador se conecta a un electrodo enterrado en el terreno, conexión conocida como puesta a tierra de servicio. Es decir, es la conexión metálica que pone en contacto una parte activa con el terreno y limita la intensidad máxima de defecto, evitando efectos negativos en los equipos.

El esquema presentado es el más seguro y empleado para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, y es conocido como esquema flotante. Es decir, el campo generador está aislado de tierra y las masas del sistema se conectan a tierra.

5 MEMORIA DE CÁLCULO

En este punto de la memoria del proyecto, se justifica y detallan los cálculos necesarios para llevar a cabo el diseño de los elementos que componen el parque fotovoltaico propuesto en la memoria descriptiva.

5.1 Implantación

El dato de partida para el diseño de la planta solar fotovoltaica es el valor de la potencia pico, 20MWp, que se va a instalar en el campo de paneles fotovoltaicos.

5.1.1 Cálculo de módulos en serie y paralelo

En primer lugar, se determina el número de paneles conectados en serie que van a formar las cadenas o strings. El objetivo es poner el mayor número de paneles enseriados para que el nivel de tensión de trabajo sea el máximo.

Para calcular el número máximo y mínimo de módulos por string, se debe tener en cuenta el rango de tensión en el que trabaja el inversor, el cual es de 500V – 1500V y la tensión mínima de arranque es 550V.

El límite inferior está condicionado por la tensión mínima de arranque del inversor y la tensión V_{MPPT} del módulo a temperatura máxima. Por otro lado, el límite superior se acota por la tensión máxima de entrada en el inversor y la tensión en circuito abierto a temperatura mínima. Según las condiciones climatológicas en el emplazamiento, la temperatura máxima superficial que van a alcanzar los módulos es 75°C (2) y la mínima es -3.2°C (1). A continuación, se muestran las fórmulas y cálculos que se han seguido para obtener estas temperaturas superficiales y los valores límites de módulos por string.

$$T_{\min, \text{panel}} = T_{\min} + \frac{TONC - 20}{800} \cdot 100 = -6.3 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 100 = -3.2^{\circ}\text{C} \quad (1)$$

$$T_{\max, \text{panel}} = T_{\max} + \frac{TONC - 20}{800} \cdot 1000 = 43.6 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 1000 = 75^{\circ}\text{C} \quad (2)$$

Límite superior

$$V_{oc}(-3.2^{\circ}C) = V_{oc}(STC, 25^{\circ}C) \cdot (1 + \beta \cdot (-3.2 - 25)) \quad (3)$$

$$V_{oc}(-3.2^{\circ}C) = 49.5 \cdot \left(1 + \frac{-0.265}{100} \cdot (-3.2 - 25)\right) = 53.20V \quad (4)$$

$$L_{sup} = \frac{V_{inv,max}}{V_{oc}(-4^{\circ}C)} = \frac{1500V}{53.20V} = 28.19 \quad (5)$$

Límite inferior

$$V_{MPPT}(75^{\circ}C) = V_{MPPT}(STC, 25^{\circ}C) \cdot (1 + \beta \cdot (75 - 25)) \quad (6)$$

$$V_{MPPT}(75^{\circ}C) = 41.65 \cdot \left(1 + \frac{-0.265}{100} \cdot (75 - 25)\right) = 36.15V'_z > I_b \quad (7)$$

$$L_{inf} = \frac{V_{inv,min\ arranque}}{V_{MPPT}(70^{\circ}C)} = \frac{550V}{36.15V} = 15.22 \quad (8)$$

Por tanto, el rango de módulos que se pueden enseriar es entre 15 y 28 paneles. Establecemos un total de 28 módulos conectados en serie y se comprueba que cumple el criterio de tensión.

- Tensión mínima: $V_{entrada\ inversor} > V_{min\ arranque}$

$$V_{entrada\ inversor} = V_{MPPT}(75^{\circ}C) \cdot N_{mod,s} = 36.2 \cdot 28 = 1012.14V > 550V \quad (9)$$

- Tensión máxima: $V_{oc}(-3.2^{\circ}C) \cdot N_{mod,s} < V_{inv,max}$

$$53.20 \cdot 28 = 1489.48V < 1500V \quad (10)$$

En segundo lugar, se va a determinar el número de inversores necesarios. El modelo elegido de inversor tiene 18 entradas, de las cuales vamos a usar 16 para conectar los strings en paralelo ($N_{s,p} = 16$). Además, hay que comprobar que no superan la corriente máxima de entrada que permite el inversor.

$$I_{\max \text{ strings}} = N_{s,p} \cdot I_{sc} + \left(\alpha \cdot I_{sc} \cdot N_{s,p} \cdot (T_{\max} - 25) \right) \quad (11)$$

$$I_{\max \text{ strings}} = 16 \cdot 13.85 + \left(\frac{0.05}{100} \cdot 13.85 \cdot 16 \cdot (75 - 25) \right) \quad (12)$$

$$I_{\max \text{ strings}} = 227.12A \quad (13)$$

El dato proporcionado en la ficha técnica es el de la intensidad máxima del inversor por entrada MPPT. Por tanto, la intensidad máxima total sería $I_{\max \text{ inv}} = I_{\max \text{ MPPT}} \cdot N_{\text{MPPT}} = 30 \cdot 9 = 270A$. De esta manera se comprueba que se cumple el criterio de máxima intensidad.

$$I_{\max \text{ strings}} = 227.12A < I_{\max \text{ inv}} = 270A \quad (14)$$

5.1.2 Número de módulos e inversores total

Para conocer el número de módulos e inversores necesarios, sabiendo que se cumplen los criterios de tensión e intensidad, se deben realizar unos sencillos cálculos que se detallan a continuación.

A cada inversor se le van a conectar 16 strings y cada string tiene 28 módulos, podemos saber que 448 módulos van conectados a un inversor y, por tanto, conocer la potencia pico por inversor.

$$W_{p,\text{inv}} = 448 \text{ módulos} \cdot 544 W_p = 241920 W_p \quad (15)$$

Si el objetivo es conseguir 20 MW_p en el parque fotovoltaico, el número de inversores mínimo es:

$$N_{\text{inv}} = \frac{W_{PFV}}{W_{p,\text{inv}}} = \frac{20 \cdot 10^6}{241920} = 82.67 \approx 83 \text{ inv} \quad (16)$$

Por tanto, el número de módulos total es 37184 (17) y están repartidos en 1328 cadenas (18).

$$N_{\text{mod}} = 448 \frac{\text{mod}}{\text{inv}} \cdot 83 \text{ inv} = 37184 \text{ módulos} \quad (17)$$

$$N_{\text{string}} = \frac{N_{\text{mod}}}{N_{\text{mod},s}} = \frac{37184}{28} = 1328 \text{ strings} \quad (18)$$

En la siguiente tabla (Tabla 10), se recoge un resumen de resultados:

MÓDULOS FV			
Marca	Modelo	Strings	Unidades
Longi	LR5-72HBD 540W	28 módulos	37.184
INVERSOR DE STRINGS			
Marca	Modelo	Configuración	Unidades
HUAWEI	SUN2000-215KTL-H0	16 strings	83

Tabla 10: Configuración strings e inversores

5.1.3 Estructura

El modelo de estructura que se va a emplear para colocar los módulos es de tipo tracker bifila. La configuración de la estructura es 1Vx56x2, es decir, cada estructura tiene dos filas conectadas que se mueven simultáneamente, y cada fila está formada por dos strings seguidos.

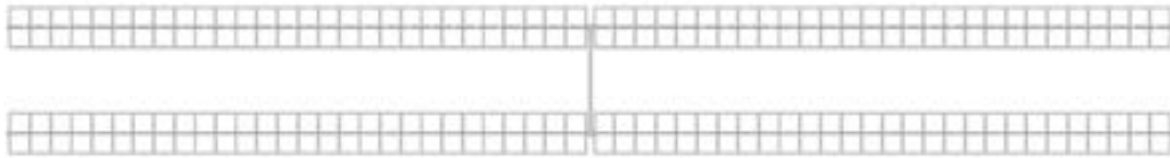


Figura 23: Estructura 1Vx56x2 [Elaboración propia]

Por tanto, necesitaremos:

$$N_{\text{estructuras}} = \frac{N_{\text{strings}}}{2 \text{ filas} \cdot 2 \text{ string/fila}} = \frac{1328}{4} = 332 \text{ trackers} \quad (19)$$

5.1.4 Centros de Transformación

La planta fotovoltaica se subdivide en tres subplantas para alcanzar los 20MWp. Para cubrir la potencia generada en el parque, es necesario instalar tres centros de transformación, uno por subplanta, teniendo una potencia total

instalada de 19500 kVA (40°C). A continuación, se presenta una tabla resumen (Tabla 11) que recoge la configuración repartida en las subplantas.

SUBPLANTA	INVERSORES	N.º MÓDULOS 540Wp	N.º string	N.º de 16 String	Potencia DC (KWp)	AC CAPACITY (MWAC)	DC/AC RATIO	N.º de Estructuras
CT01	28	12.544	448	28	6.774	5.600	1,21	112
CT02	28	12.544	448	28	6.774	5.600	1,21	112
CT03	27	12.096	432	27	6.532	5.400	1,21	108
TOTAL	83	37.184	1.328	83	20.079	16.600	1,21	332

Tabla 11: Configuración por centros de transformación

Esta distribución se muestra en el Anexo III, concretamente en los planos 2, 3 y 4.

5.2 Cálculos eléctricos

En este apartado se procede al dimensionamiento del cableado necesario para las conexiones de los distintos elementos que conforman el parque fotovoltaico. Es importante minimizar la longitud del cable para poder ahorrar coste, para ello las distancias entre las estructuras y el resto de elementos deben ser lo menor posibles. La longitud de cada tramo y tipología de cable se obtiene de las mediciones realizadas en los planos de la instalación, diseñados con el programa AutoCAD.

Todos los cables irán directamente enterrados en distintas zanjas, excepto el tramo del cable solar que debe ir tendido por la estructura.

El dimensionamiento de los cables se ha diseñado para minimizar las pérdidas de potencia de la instalación y se realiza siguiendo las directrices que marca la normativa. Los criterios a considerar son:

- Criterio térmico: la sección que se escoja debe ser la que permita el paso de la corriente sin que afecte al aislamiento por la temperatura que alcance. Por normativa, se debe sobredimensionar el cableado un 125% de la máxima intensidad del generador.
- Criterio de caída de tensión: se ha establecido un 1% máximo de caída de tensión en los tramos de baja tensión.

A continuación, se detallan los cálculos seguidos para el diseño de la instalación eléctrica en los distintos tramos.

5.2.1 Tramo string-inversor

Tras la conexión de los paneles entre sí, desde el final del string se conecta un cable de baja tensión de corriente continua hasta el inversor. El primer tramo va por la estructura y después va enterrado hasta llegar al inversor.

Como se ha detallado anteriormente, cada inversor agrupa 16 strings que van instalados en 4 trackers bifilas. En las siguientes imágenes (Figura 24, Figura 25 y Figura 26), se pueden observar las diferentes longitudes del

cable según la distancia que tiene que recorrer hasta el inversor. Hay 10 longitudes posibles.

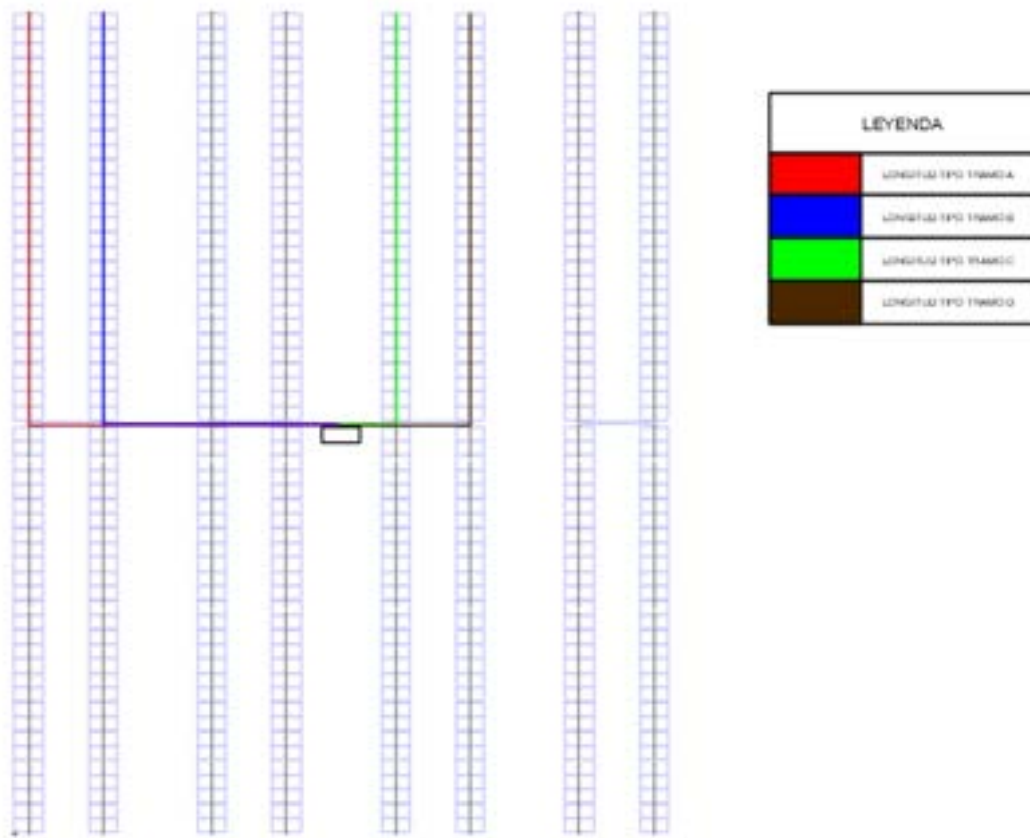


Figura 24: Longitudes cable solar tipo tramos A,B,C y D. [Elaboración propia]

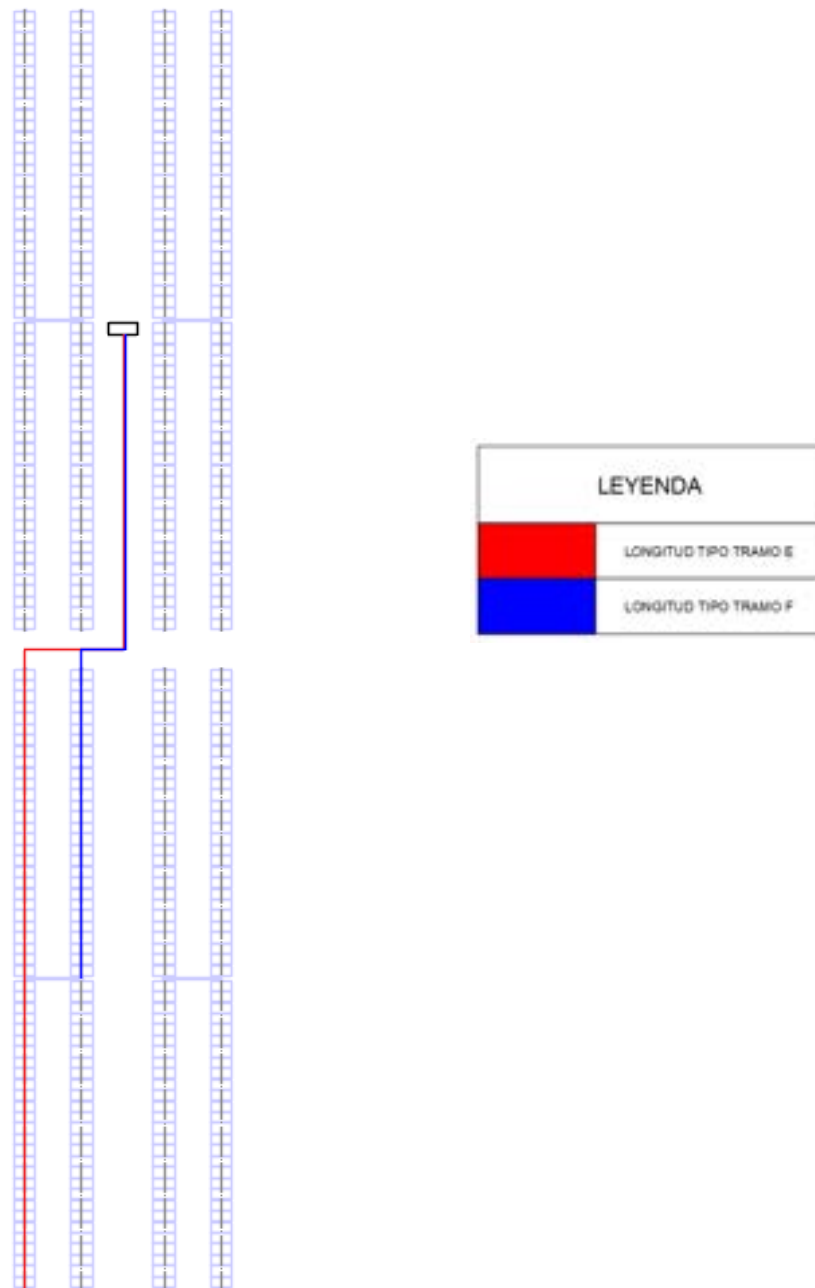


Figura 25: Longitudes cable solar tramos tipo E y F. [Elaboración propia]

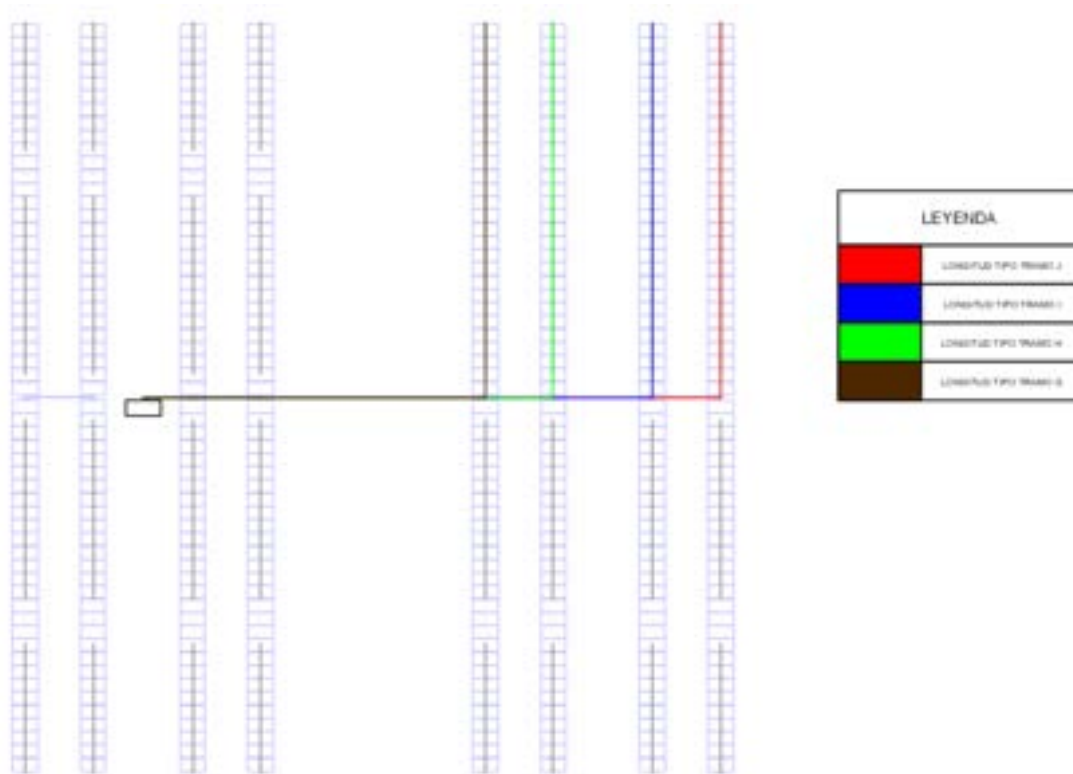


Figura 26: Longitudes cable solar tramos tipo G, H, I y J. [Elaboración propia]

En primer lugar, se calcula la sección teórica aplicando el criterio de caída de tensión máxima y se busca la sección más cercana que se comercializa. Con la sección seleccionada se recalcula la caída de tensión máxima en el tramo.

$$S = \frac{2 \cdot l \cdot I_{SC}}{\sigma \Delta U} \quad (20)$$

- l : Las longitudes son corregidas un 10% sobre lo medido en plano por seguridad.
- I_{SC} : intensidad de cortocircuito del módulo. Se debe mayorar un 15% por la ganancia de bifacialidad.
- ΔU : máxima caída de tensión permitida en el tramo. (1%) (CdT)
- σ : conductividad del material del cable. El material es cobre que tiene una conductividad de $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

	Longitud (m)	Longitud corregida (m)	Isc (con ganancia) (A)	Vmp*String (V)	CdT max (%)	Cálculo Sección (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	CdT real (%)
Tramo A	55,68	61,248	15,93	1166,2	1%	2,9875	6	0,50%
Tramo B	49,18	54,098	15,93	1166,2	1%	2,6387	6	0,44%
Tramo C	42,68	46,948	15,93	1166,2	1%	2,2900	6	0,38%
Tramo D	36,18	39,798	15,93	1166,2	1%	1,9412	6	0,32%
Tramo E	112,54	123,794	15,93	1166,2	1%	6,0383	10	0,60%

Tramo F	73,11	80,421	15,93	1166,2	1%	3,9227	6	0,65%
Tramo G	69,68	76,648	15,93	1166,2	1%	3,7387	6	0,62%
Tramo H	63,18	69,498	15,93	1166,2	1%	3,3899	6	0,56%
Tramo I	56,68	62,348	15,93	1166,2	1%	3,0412	6	0,51%
Tramo J	50,18	55,198	15,93	1166,2	1%	2,6924	6	0,45%

Tabla 12: Resumen de cálculo de tramos de cable solar

En segundo lugar, se comprueba que la sección elegida cumple el criterio térmico:

$$I'_z > I_b \quad (21)$$

- I'_z : intensidad máxima admitida corregida.
- I_z : intensidad máxima admitida por el cable según normativa. En el caso que nos ocupa, $I_z = 44 A$ para sección de 6 mm^2 y $I_z = 58 A$ para sección de 10 mm^2 .
- Factores de corrección:
 - o Temperatura del terreno: $f_{temp \text{ terreno}} = 0.96$
 - o Resistividad del terreno: $f_{resist \text{ terreno}} = 1$
 - o Agrupación de circuitos: 8 circuitos máximo por zanja en contacto, $f_{agrup} = 0.54$
 - o Profundidad de la zanja: 0.8m de profundidad, $f_{profundidad} = 0.99$

$$I'_{z1} = 44 \cdot 0.96 \cdot 1 \cdot 0.54 \cdot 0.99 = 22.58 A \quad (22)$$

$$I'_{z2} = 58 \cdot 0.96 \cdot 1 \cdot 0.54 \cdot 0.99 = 35.12 A \quad (23)$$

- I_b : Intensidad de operación.

$$I_b = 1.25 \cdot I_{SC} \cdot \text{Ganancia bifacial}(15\%) \quad (24)$$

$$I_b = 1.25 \cdot 13.85 \cdot 1.15 = 19.91A \quad (25)$$

Comprobamos que se cumple el criterio térmico en el tramo de cable desde los paneles hasta el inversor para ambas secciones.

Las longitudes totales necesarias para cada sección de cable son:

Cable solar	Rojo	Negro	Total	Total+5%
S=6mm2	16831,99	16831,99	67327,95	70694
S=10mm2	618,97	618,97	2475,88	2600

Tabla 13: Longitud total cable solar

Estas longitudes van incrementadas un 5% para cubrir despuntes.

5.2.2 Tramo inversor – Centro de Transformación

A continuación, se detallan los cálculos que se han seguido para el dimensionamiento del cable que va desde los inversores hasta los centros de transformación.

El proceso de cálculo es el mismo que el seguido en el tramo de cableado de paneles a inversor. Primero se calcula la sección y después se selecciona la sección más cercana que se comercializa.

$$S = \frac{2 \cdot l \cdot I_{SC} \cdot \cos \varphi}{\sigma \Delta U} \quad (26)$$

- Las longitudes son corregidas un 10% por seguridad.
- I_{SC} : intensidad de cortocircuito del inversor a la salida. (155.2A)
- ΔU : máxima caída de tensión permitida en el tramo. (1%)
- σ : conductividad del material del cable. El material es aluminio que tiene una conductividad de 35 m/Ω·mm².

Los valores obtenidos se presentan en las siguiente tablas, divididas en las tres subplantas que forman los centros de transformación.

SUBPLANTA CT1	Longitud (m)	Longitud corregida (m)	Vinv output (A)	CdT máxima (%)	Cálculo Sección (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	CdT real (%)
INV 1	244	268,4	800	1%	297,5406	400	0,74%
INV 2	185	203,5	800	1%	225,5943	240	0,94%
INV 3	125,7	138,27	800	1%	153,2822	240	0,64%
INV 4	81,75	89,925	800	1%	99,6883	150	0,66%
INV 5	135,76	149,336	800	1%	165,5496	240	0,69%
INV 6	194,8	214,28	800	1%	237,5447	300	0,79%
INV 7	253,65	279,015	800	1%	309,3081	400	0,77%
INV 8	312,6	343,86	800	1%	381,1934	400	0,95%
INV 9	372	409,2	800	1%	412,3886	500	0,91%
INV 10	186	204,6	800	1%	226,8137	240	0,95%
INV 11	127	139,7	800	1%	154,8674	240	0,65%
INV 12	67,7	74,47	800	1%	82,5553	150	0,55%
INV 13	23,75	26,125	800	1%	28,9614	150	0,19%
INV 14	51,85	57,035	800	1%	63,2274	150	0,42%
INV 15	111,06	122,166	800	1%	135,4297	150	0,90%

INV 16	170,2	187,22	800	1%	207,5467	240	0,86%
INV 17	228,97	251,867	800	1%	279,2126	300	0,93%
INV 18	288,1	316,91	800	1%	351,3174	400	0,88%
INV 19	347,3	382,03	800	1%	385,0069	400	0,96%
INV 20	256	281,6	800	1%	312,1737	400	0,78%
INV 21	197	216,7	800	1%	240,2274	300	0,80%
INV 22	137,7	151,47	800	1%	167,9153	240	0,70%
INV 23	121,81	133,991	800	1%	148,5386	240	0,62%
INV 24	181,02	199,122	800	1%	220,7410	240	0,92%
INV 25	240,16	264,176	800	1%	292,8580	400	0,73%
INV 26	298,93	328,823	800	1%	364,5238	400	0,91%
INV 27	358,06	393,866	800	1%	396,9351	500	0,79%
INV 28	417,26	458,986	800	1%	462,5625	500	0,93%

Tabla 14: Cableado CA de Subplanta CT1

SUBPLANTA CT2	Longitud (m)	Longitud corregida (m)	Vinv output (A)	CdT máxima (%)	Cálculo Sección (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	CdT real (%)
INV 1	244	268,4	800	1%	297,5406	400	0,74%
INV 2	185	203,5	800	1%	225,5943	240	0,94%
INV 3	125,7	138,27	800	1%	153,2822	240	0,64%
INV 4	105,85	116,435	800	1%	129,0765	150	0,86%
INV 5	165,06	181,566	800	1%	201,2789	240	0,84%
INV 6	224,2	246,62	800	1%	273,3959	300	0,91%
INV 7	282,97	311,267	800	1%	345,0617	400	0,86%
INV 8	342,1	376,31	800	1%	379,2423	400	0,95%
INV 9	401,3	441,43	800	1%	489,3567	500	0,89%
INV 10	186	204,6	800	1%	226,8137	240	0,95%
INV 11	127	139,7	800	1%	154,8674	240	0,65%
INV 12	67,7	74,47	800	1%	82,5553	150	0,55%
INV 13	23,75	26,125	800	1%	28,9614	150	0,19%
INV 14	51,85	57,035	800	1%	63,2274	150	0,42%
INV 15	111,06	122,166	800	1%	135,4297	150	0,90%
INV 16	170,2	187,22	800	1%	207,5467	240	0,86%
INV 17	228,97	251,867	800	1%	279,2126	300	0,93%

INV 18	288,1	316,91	800	1%	351,3174	400	0,88%
INV 19	347,3	382,03	800	1%	385,0069	400	0,96%
INV 20	256	281,6	800	1%	312,1737	400	0,78%
INV 21	197	216,7	800	1%	240,2274	300	0,80%
INV 22	137,7	151,47	800	1%	167,9153	240	0,70%
INV 23	93,75	103,125	800	1%	114,3214	150	0,76%
INV 24	151,72	166,892	800	1%	185,0117	240	0,77%
INV 25	210,76	231,836	800	1%	257,0068	300	0,86%
INV 26	269,61	296,571	800	1%	328,7701	400	0,82%
INV 27	328,56	361,416	800	1%	364,2322	400	0,91%
INV 28	387,96	426,756	800	1%	473,0895	500	0,95%

Tabla 15: Cableado CA de Subplanta CT2

SUBPLANTA CT3	Longitud (m)	Longitud corregida (m)	Vinv output (A)	CdT máxima (%)	Cálculo Sección (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	CdT real (%)
INV 1	244	268,4	800	1%	297,541	400	0,74%
INV 2	185	203,5	800	1%	225,594	240	0,94%
INV 3	125,7	138,27	800	1%	153,282	240	0,64%
INV 4	135,76	149,336	800	1%	165,550	240	0,69%
INV 5	194,8	214,28	800	1%	237,545	300	0,79%
INV 6	253,65	279,015	800	1%	309,308	400	0,77%
INV 7	186	204,6	800	1%	226,814	240	0,95%
INV 8	127	139,7	800	1%	154,867	240	0,65%
INV 9	67,7	74,47	800	1%	82,555	150	0,55%
INV 10	23,75	26,125	800	1%	28,961	150	0,19%
INV 11	37,1	40,81	800	1%	45,241	150	0,30%
INV 12	81,76	89,936	800	1%	99,700	150	0,66%
INV 13	140,8	154,88	800	1%	171,696	240	0,72%
INV 14	199,65	219,615	800	1%	243,459	300	0,81%
INV 15	256	281,6	800	1%	312,174	400	0,78%
INV 16	197	216,7	800	1%	240,227	300	0,80%
INV 17	137,7	151,47	800	1%	167,915	240	0,70%
INV 18	93,75	103,125	800	1%	114,321	150	0,76%
INV 19	121,81	133,991	800	1%	148,539	240	0,62%

INV 20	181,02	199,122	800	1%	220,741	240	0,92%
INV 21	240,16	264,176	800	1%	292,858	400	0,73%
INV 22	315,62	347,182	800	1%	384,876	400	0,96%
INV 23	256,62	282,282	800	1%	312,930	400	0,78%
INV 24	197,32	217,052	800	1%	240,618	300	0,80%
INV 25	180,62	198,682	800	1%	220,253	240	0,92%
INV 26	239,83	263,813	800	1%	292,456	400	0,73%
INV 27	298,97	328,867	800	1%	364,573	400	0,91%

Tabla 16: Cableado CA de Subplanta CT3

A partir de las tablas, se han obtenido secciones de cable de 150 mm², 240 mm², 300 mm², 400 mm² y 500 mm². En segundo lugar, se comprueba que las secciones elegidas cumplen el criterio térmico:

$$I'_z > I_b \quad (27)$$

- I'_z : intensidad máxima admitida corregida.
- I_z : intensidad máxima admitida por el cable según normativa y sección.
- Factores de corrección:
 - o Temperatura del terreno: $f_{temp\ terreno} = 0.96$
 - o Resistividad del terreno: $f_{resist\ terreno} = 1.5$
 - o Agrupación de circuitos: 6 circuitos máximo por zanja en contacto. $f_{agrup} = 0.57$
 - o Profundidad de la zanja: 0.8 m de profundidad. $f_{profundidad} = 0.99$

$$I'_z = I_z \cdot 0.96 \cdot 1.5 \cdot 0.57 \cdot 0.99 \quad (28)$$

- I_b : Intensidad de operación.

$$I_b = 1.25 \cdot I_{SC} \quad (29)$$

$$I_b = 1.25 \cdot 144.4 \text{ A} = 180.50 \text{ A} \quad (30)$$

Comprobamos que se cumple el criterio térmico en el tramo de cable desde los inversores hasta los distintos centros de transformación para todas las secciones.

	Ib (A)	Iz (A)	Iz' (A)	Cumple (Iz'>Ib)
150 mm ²	180,50	230,00	186,90	Si

240 mm²	180,50	297,00	241,34	Si
300 mm²	180,50	336,00	273,03	Si
400 mm²	180,50	394,00	320,16	Si
500 mm²	180,50	445,00	361,60	Si

Tabla 17: Cableado CA Criterio térmico

Por último, en la siguiente tabla se recogen las longitudes totales necesarias de los cables, agrupados por sección para la construcción de la planta fotovoltaica.

Sección	Total
150 mm ²	1263,7m
240 mm ²	4781,7m
300 mm ²	2622,4m
400 mm ²	7743,4m
500 mm ²	2236,8m

Tabla 18: Longitudes cableado CA

Para tener menos variedad en las secciones de cable, podría eliminarse la sección de 150 mm² y sustituirla por la sección de 240 mm². Al aumentar la sección, la caída de tensión de esos tramos disminuye, y por tanto sigue cumpliendo los criterios de diseño.

5.2.3 Tramo Media Tensión

Finalmente, se presenta el procedimiento seguido para el dimensionamiento del cableado de media tensión que recorre los centros de transformación hasta la subestación de conexión.

Los cálculos se dividen en tres tramos, que se corresponden a:

Tramo	Circuitos	Sección	Potencia a transportar	Longitud
L1: CT1 A CT2	1	240 mm ²	6500 kVA	0.252 km
L2: CT2 A CT3	2	240 mm ²	13000 kVA	0.221 km
L3: CT3 a Subestación	2	400 mm ²	19500 kVA	5.837 km

Tabla 19: Longitudes tramos media tensión.

A continuación, se va a comprobar que las secciones escogidas cumplen los criterios de máxima intensidad, máxima caída de tensión y de cortocircuito.

Criterio de intensidad máxima

Para comprobar que las secciones cumplen este criterio, se debe cumplir:

$$I'_z > I_b \quad (31)$$

- I'_z : intensidad máxima admitida corregida.
- I_z : intensidad máxima admitida por el cable según normativa y sección.
- Factores de corrección:
 - o Temperatura del terreno (20 °C) : $f_{temp\ terreno} = 1.04$
 - o Resistividad del terreno (1 °C W/m) : $f_{resist\ terreno} = 1.13$
 - o Agrupación de circuitos: 1 circuito. $f_{agrup} = 1$ y si son 2 circuitos con 20 cm de separación. $f_{agrup} = 0.82$
 - o Profundidad de la zanja: 0.8 m de profundidad. $f_{profundidad} = 1.03$
 - o Factor de carga: se considera 100% de carga. $f_{carga} = 1$

$$I'_z = I_z \cdot 1.04 \cdot 1.13 \cdot 1(o\ 0.82) \cdot 0.99 \cdot 1 \quad (32)$$

Seguidamente, calculamos la intensidad de diseño:

- I_b : Intensidad de operación.
- I_{SC} : Intensidad que recorre esta línea.

$$I_b = 1.25 \cdot I_{SC} \quad (33)$$

$$I_{SC} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{6500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 125.09A \quad (34)$$

$$I_b = 1.25 \cdot 125.09 A = 156.37 A \quad (35)$$

Comprobamos que se cumple el criterio térmico para los tres tramos definidos.

	lb	lz	lz'	Cumple (lz'>lb)
240 mm² (L1)	156.37 A	345 A	417.6 A	Si
240 mm² (L2)	250.18 A	345 A	342.44 A	Si
400 mm² (L3)	375.28 A	445 A	538.65 A	Si

Tabla 20: Criterio térmico tramo media tensión.

Criterio de máxima caída de tensión

A continuación, comprobamos que la máxima caída de tensión en cada tramo no supera el 3%.

$$\Delta U (\%) = \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \text{sen } \varphi)}{U_n} \quad (36)$$

Donde:

- I : Intensidad del tramo, calculada en el criterio anterior. [A]
- L : longitud del tramo [km].
- R : Resistencia por ud de longitud, según las tablas de normativa y sección. [Ω]
- X : Reactancia por ud de longitud, según las tablas de normativa y sección. [Ω]
- $\cos \varphi$: Factor de potencia. ($\cos \varphi = 1$) y $\text{sen } \varphi = 0$
- U_n : Tensión de la línea de media tensión.

$$\Delta U (\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \text{sen } \varphi)}{U_n} \cdot 100 \quad (37)$$

Tramo	Sección	I_b	L	R	X	ΔU (%)
L1: CT1 A CT2	240 mm ²	156.37 A	0.252 km	0.161	0.114	0,063%
L2: CT2 A CT3	240 mm ²	250.18 A	0.221 km	0.161	0.114	0,088%
L3: CT3 a Subestación	400 mm ²	375.28 A	5.837 km	0.100	0.106	2,605%

Tabla 21: Criterio caída tensión dl tramo de media tensión.

Criterio de cortocircuito

El criterio de cortocircuito es el criterio más determinante para el dimensionamiento de los conductores de media tensión. Para este cálculo conocemos que la subestación de conexión, es decir, la red de suministro es de 220kV.

$$I_{cc} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_s \cdot U_{cc}/100} \quad (38)$$

Donde:

- S_n : potencia aparente del transformador [kVA].

- U_{cc} : tensión de cortocircuito del transformador. [V]
- U_s : tensión en el secundario del transformador. [V]
- I_{cc} : corriente de cortocircuito del transformador. [A]

El procedimiento seguido para el cálculo de la intensidad de cortocircuito total se detalla a continuación. Por un lado, sabemos que la energía generada por la planta se inyectará en una subestación que posee un transformador de 125 MVA para elevar la tensión de 30 kV a 220 kV. La tensión de cortocircuito del transformador se considera del 8%.

$$I_{cc-SET} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 8\%} = 30070.33 \text{ A} \quad (39)$$

Por otro lado, la corriente máxima que va a circular por la planta es la que se obtiene de la potencia nominal de con la máxima potencia que va a proporcionar. Por ello, suponemos que la intensidad de cortocircuito coincide con la intensidad nominal del parque fotovoltaico.

$$I_{cc} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (40)$$

$$I_{cc-PV} = \frac{16600}{\sqrt{3} \cdot 30} = 319.47 \text{ A} \quad (41)$$

Por tanto, la intensidad máxima de cortocircuito es la suma de ambas corrientes calculadas:

$$I_{cc} = I_{cc-SET} + I_{cc-PV} = 30070.33 + 319.47 = 30389.8 \text{ A} \quad (42)$$

El criterio de cortocircuito se cumple cuando la corriente de cortocircuito calculada (40) es menor que la corriente de cortocircuito del conductor para el tiempo de duración de fallo, considerándose 1s.

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} = K \cdot S \quad (43)$$

Donde:

- K : densidad de corriente, constante que depende del material del conductor [$K=148$ para aluminio].
- S : sección en mm^2 del conductor.

$$S = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{30389.8 \cdot \sqrt{1}}{148} = 205.34 \text{ mm}^2 \quad (44)$$

La sección mínima a emplear que indica este criterio es 205.34 mm^2 . Por tanto, las secciones escogidas de 240 mm^2 y 400 mm^2 cumplen el criterio de sección mínima.

5.3 Estudio de producción energética

El objetivo de este estudio es obtener la producción de energía del parque fotovoltaico que se ha diseñado en este trabajo. Para llevarlo a cabo se va a emplear el software PVsyst, herramienta que se usa frecuentemente en las empresas para evaluar la efectividad y las diferentes posibilidades de la implementación de los sistemas fotovoltaicos. En el programa se deben definir los siguientes parámetros:

- Características del sistema.
- Ubicación de la planta.
- Pérdidas detalladas.
- Sombreados

Una vez definidos, se realiza la simulación y proporciona un informe con la producción esperada. También permite realizar una evaluación económica si se definen los costes de la planta fotovoltaica.

A continuación, se presentan unas tablas resumen con los principales resultados obtenidos y pérdidas consideradas. En el Anexo IV, se incluye el informe completo obtenido tras volcar los datos de diseño de nuestra planta fotovoltaica.

Descripción	Dato
Producción del sistema	2228 kWh/kWp/año
Energía producida	44731.977 MWh/año
Proporción rendimiento (PR)	88.58%

Tabla 22: Resumen producción.

Pérdidas detalladas	
Descripción	Dato
Factor pérdida térmica	29 W/m ² K
Pérdidas en circuito CC	1.3%
Pérdidas en circuito CA	0.6%
Pérdida de eficiencia del módulo	0.45%/año

Pérdida de desajuste de módulo	2%
Pérdida de desajuste de cadenas	0.1%
Pérdida por ensuciamiento	2%
Pérdida por indisponibilidad	2%

Tabla 23: Resumen pérdidas consideradas.

6 CONSTRUCCIÓN

En este apartado se van a describir las actividades necesarias para llevar a cabo la construcción del Parque Fotovoltaico “Los Entrines”.

6.1 Acondicionamiento del terreno

El acondicionamiento del terreno consiste en llevar a cabo las actividades de limpieza y desbroce, es decir, reducir o eliminar la vegetación presente en la parcela con el objetivo de sanear y obtener un mejor aprovechamiento del terreno, evitar incendios y tener una superficie limpia en la que sea más fácil trabajar.

Es la primera tarea que se realiza al acceder a la parcela, suele estar sujeta a condiciones temporales recogidas en la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o por inclemencias meteorológicas.

Las zonas donde deben realizarse son aquellas donde sea necesario realizar desmonte y terraplén, así como donde se deban instalar las estructuras de los paneles o edificios. Debe retirarse la capa superficial del terreno, así como todos los obstáculos, piedras sueltas, arbustos, vegetación, hierba, maleza, árboles y plantones hasta una altura máxima de un metro por encima del suelo. Los huecos o agujeros resultantes se deben rellenar de tierra, nivelada y compactada.

La unidad de acondicionamiento del terreno se medirá en hectáreas (Ha) sobre el terreno.

6.2 Movimiento de tierras

Tras el acondicionamiento del terreno, debe llevarse a cabo el movimiento de tierra que necesario para la correcta implantación de las estructuras soporte de los paneles fotovoltaicos. Para ello, deben nivelarse las irregularidades presentes en el terreno ejecutando las actividades de desmonte y terraplén.

De forma generalizada se va a llevar a cabo la compensación de tierras, reutilizando el material procedente de desmonte para el terraplenado necesario.

La ejecución comprende las actividades siguientes:

- Retirada de la capa vegetal en las superficies donde se vaya a ejecutar movimiento de tierras y se transporta a la zona de acopio.

- Desmante en tierra.
- Terraplenado, rellenando con material procedente del desmante, extendiendo y compactándolo.
- Extensión de la tierra vegetal en las zonas de actuación.

La unidad de medida se hará por metros cúbicos (m³)

6.3 Vallado

Todo el perímetro que conforma el límite de la superficie de la planta fotovoltaica debe estar protegido por un vallado. Las características del vallado deben cumplir con los requisitos recogidos en el Decreto 226/2013 del 3 de diciembre, en el que se regulan las condiciones de la instalación de cerramientos cinéticos y no cinéticos en la Comunidad Autónoma de Extremadura, además de los requisitos marcados en la DIA.

En este caso, se instalará un vallado cinético con una altura de 2 metros con material no perecedero y se colocará una puerta de entrada para vehículos y personas.

La unidad de vallado se medirá por metros lineales de vallado (m) y unidades de puertas colocadas (ud).



Figura 27: Ejemplo vallado cinético [53]

6.4 Instalaciones temporales

Las instalaciones temporales son aquellas que son necesarias para poder llevar a cabo los trabajos de construcción de la planta fotovoltaica con las debidas condiciones de seguridad y salud, y que una vez finalizada se deben retirar.

Están formadas por la zona de oficinas, aseos, comedores, zona de contenedores para residuos, zona adecuada para la colocación de generadores diésel para proporcionar electricidad a las casetas, aparcamiento... y la zona de acopio o almacenamiento.

6.5 Caminos internos

Los caminos internos se ejecutan, principalmente, para permitir el acceso a los centros de transformación instalados en el interior de la planta fotovoltaica una vez esté en operación. Además, también permiten el acceso y reparto de materiales y posibilitan circulación de maquinaria y vehículos en la parcela para la ejecución de las obras.

Generalmente, los viales se ejecutan en dos etapas, una primera donde se garantiza la circulación de la maquinaria de obra y la segunda etapa en la que se terminan los caminos, evitando de esta manera que el continuo tránsito de la maquinaria de obra desgaste el firme de éstos.

Las características principales de los caminos son:

- Ancho vial: 4 m.
- Ancho cuneta: 1m.
- Drenajes: se ejecutarán a uno o ambos lados del vial para respetar las vaguadas naturales del terreno.

Para la ejecución, en primer lugar, se debe hacer un replanteo topográfico de los límites de los viales en el terreno, realizar el desbroce y retirar la capa vegetal. Seguidamente, se debe realizar el desmante necesario y compactar el terreno, extender una primera capa de firme con material como zahorra artificial y ejecutar las cunetas. Finalmente, cuando se hayan finalizado las obras se llevará a cabo la segunda etapa descrita anteriormente.

La unidad de camino se medirá por metros lineales ejecutados de vial (m).

6.6 Sistema de drenajes

El sistema de drenaje tiene como objetivo dejar fluir las aguas de escorrentía de manera que afecten lo mínimo posible a la instalación del parque.

Puesto que se van a ejecutar trabajos que modifican parcialmente la orografía del terreno como movimientos de tierra, caminos, zanjas... se debe proyectar un sistema de drenaje con vados sobre los caminos en los puntos mas bajos del terreno que permita el paso del agua.

6.7 Plataformas de los centros de transformación

Los centros de transformación es necesario situarlos sobre una cimentación que los soporte. La ejecución de cada una de las cimentaciones comprende las actividades siguientes:

- Retirada de la capa vegetal en la superficie ocupada por la cimentación.
- Replanteo y comprobación de la correcta posición en la parcela.
- Excavación a la cota necesaria.
- Ejecución de la cimentación, según el tipo de terreno que determine el estudio geotécnico, podrá ser la instalación de una losa de hormigón, zapatas de hormigón...

Se debe prever la entrada de cables para las futuras conexiones de los centros de transformación.

6.8 Canalizaciones

Las canalizaciones del cableado del parque fotovoltaico se llevarán a cabo mediante zanjas eléctricas que deben ser adecuadas según el número de circuitos que vayan instalados. Las canalizaciones son tanto de baja tensión como de media tensión.

De manera general, los circuitos de baja tensión entre módulos e inversor comienzan con la conexión en serie de módulos formando los strings y que se conectan en paralelo en los inversores strings, esta parte del circuito va al aire con las protecciones adecuadas para evitar su deterioro. Entre cada inversor y su centro de transformación se abre una zanja de la tipología adecuada.



Figura 28: Ejemplo canalización.

El circuito de media tensión recorre los centros de transformación hasta la subestación de conexión que se encuentra fuera de la planta.

Para la correcta ejecución de las canalizaciones se deben llevar a cabo las siguientes actividades:

- Marcado topográfico del trazado de las zanjas
- Excavación de la zanja, acopiando el material a los laterales de la zanja para emplearlo posteriormente para su relleno.

- Tendido del cable de puesta a tierra directamente enterrado dentro de la zanja, ejecutando las conexiones donde sea necesario para asegurar la continuidad. Instalación de las picas de puesta a tierra donde corresponda y su conexionado
- Relleno con cama de arena
- Tendido de cable de baja tensión o media tensión, según corresponda en la zanja. Se realizará directamente enterrado salvo en los cruzamientos con viales, que serán enterrados bajo tubo y cubiertos con hormigón.
- Relleno de la zanja hasta la cota donde se tiende el tubo corrugado para instalar el cable solar en su interior.
- Relleno de otra capa de la zanja y colocación de la cinta de señalización.
- Relleno hasta la cota final del terreno.

La medición de la unidad de zanja se realizará por metro lineal (m) y tipo de zanja ejecutada.

6.9 Montaje mecánico

El montaje mecánico es una de las actividades más importantes en la construcción de una planta fotovoltaica. Consiste en el montaje de la estructura y de los paneles sobre ella. A continuación, se describen brevemente las actividades que abarca.

En primer lugar, se debe llevar a cabo un marcado topográfico de los puntos de hincado de los perfiles de la estructura y de los inversores. Una vez definida las posiciones, se lleva a cabo la cimentación de los pilares de la estructura y para la colocación de los inversores, según el tipo de terreno, será de una tipología distinta. Para conocer el tipo de terreno es necesario realizar un estudio geotécnico previamente y un ensayo de pruebas de hincas, de manera que se pueda elegir la tipología de cimentación y calcular la profundidad de hincado.



Figura 29: Ejemplo hincas en terreno.

- Hincado directo: consiste en introducir el pilar en el terreno directamente.

- Predrilling + Hincado directo: El predrilling consiste en realizar una perforación previa de diámetro inferior al perfil, se rellena con el material extraído y se procede al hincado del perfil.
- Micropilote: Consiste en la realización de un micropilote de hormigón en el pilar del seguidor.

La siguiente actividad es llevar a cabo el montaje de la estructura bifila según el manual del proveedor. Según van quedando completamente montadas, se comprueba que se ha ejecutado correctamente el montaje.



Figura 30: Ejemplo estructura y paneles montados

Finalmente, se montan los módulos fotovoltaicos sobre la estructura según el manual de montaje del fabricante y según el esquema de conexionado que se muestra a continuación, de manera que se alternan el polo positivo y el polo negativo.

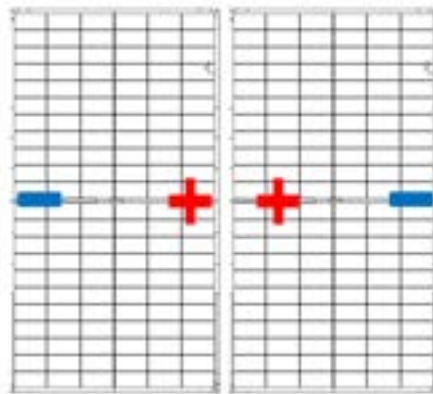


Figura 31: Colocación paneles para posterior conexionado

6.10 Montaje eléctrico

El montaje eléctrico consiste en llevar a cabo los trabajos de conexionado del parque fotovoltaico. Se realiza posterior al montaje mecánico y abarca las siguientes actividades:

- Conexión de cable solar, tanto interconexión de los módulos fotovoltaicos empleando el conector MC4, como interconexión con el sistema inversor.
- Conexión de cable de baja tensión con el sistema inversor con conectores bimetálicos y con los centros de transformación.
- Conexión de cable de media tensión tanto en los centros de transformación como en la subestación que se encuentra fuera de la planta fotovoltaica.

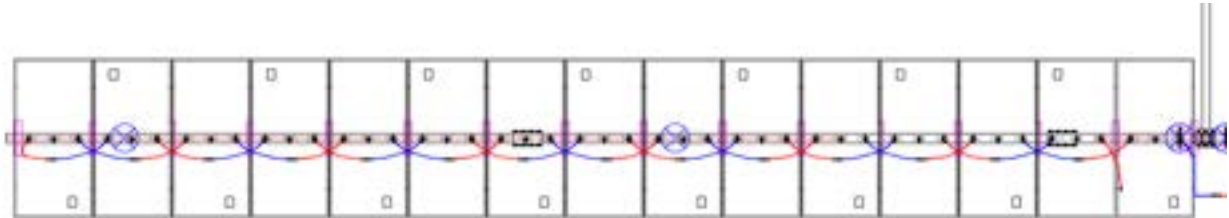


Figura 32: Enseriado de módulos

6.11 Puesta en marcha

La puesta en marcha de la planta fotovoltaica es un conjunto de pruebas que se realizan a las distintas partes de la planta y se llevan a cabo en varias fases.

La primera fase es la inspección visual de los diferentes componentes, asegurando que está libre de daños, que se ha instalado correctamente según planos y las conexiones son las adecuadas.

La comprobación de los circuitos eléctricos se puede realizar conforme se van finalizando su instalación, las pruebas que se deben realizar son: megado de cables y pruebas VLF, prueba a la instalación de puesta a tierra.

Por otro lado, se debe comprobar la polaridad de los módulos y realizar las curvas I-V de los strings de la planta, ya que es un método sencillo para comprobar que las cadenas están correctamente conectadas y que los módulos producen a niveles de tensión e intensidad adecuados. Estas pruebas deben realizarse antes de conectar la planta fotovoltaica a la red.

Para comprobar la existencia de daños en los módulos e inversores, se llevan a cabo las termografías. Esta prueba ayuda a localizar puntos calientes en la instalación y poder reparar o sustituir el componente dañado.

Finalmente, se conecta la planta fotovoltaica a la red y se realiza la prueba PR que consiste en realizar un seguimiento de la producción de la planta durante un periodo de tiempo para comprobar que genera lo que debe según diseño.

7 PRESUPUESTO

En este capítulo se presenta el presupuesto necesario para ejecutar el proyecto diseñado de el parque fotovoltaico de “Los Entrines”.

El presupuesto se divide en nueve capítulos que engloban los principales suministros o trabajos, cada uno se subdivide en partidas principales.

Partida	Concepto	Ud	Cantidad	Precio unitario	Precio total
01.	Equipos y suministros				5.018.441,66 €
01..01	Módulos fotovoltaicos	Ud	37.184,00	97,15	3.612.425,60 €
01..02	Centros de transformación	Ud	3,00	215.000	645.000,00 €
01..03	Estructuras / Tracker 1Vx2x56	Ud	382,00	750,00	286.500,00 €
01..04	Inversores de string	Ud	83,00	762,65	63.300,16 €
01..05	CCTV (sistema completo)	Ud	1,00	126.338,00	126.338,00 €
01..06	SCADA + Estaciones Metereológicas	Ud	1,00	147.832,00	147.832,00 €
01..07	Unidades complementarias ⁽¹⁾	Ud	1,00	67.548,54	67.548,54 €
01..08	Repuestos ⁽²⁾	Ud	1,00	69.497,36	69.497,36 €
02.	Suministro Cableado				367.126,06 €
02..01	Cable solar 6mm2	m	35.347,17	0,71	25.096,49 €
02..02	Cable solar 10mm2	m	1.299,84	0,89	1.156,85 €
02..03	Cable BT Al 240 mm2	m	6.045,40	3,91	23.615,65 €
02..04	Cable BT Al 300 mm2	m	2.622,40	4,98	13.053,48 €
02..05	Cable BT Al 400 mm2	m	7.743,40	6,27	48.567,64 €
02..06	Cable BT Al 500 mm2	m	2.236,80	7,39	16.529,95 €
02..07	Cable MT 240 mm2	m	840,00	9,59	8.054,59 €
02..08	Cable MT 400 mm2	m	6.121,50	12,58	77.014,90 €
02..09	Cable PaT	m	23.100,00	4,19	96.789,00 €
02..010	Conectores MC4	Ud	37.500,00	1,50	56.250,00 €
02..011	Conectores bimetálicos	Ud	150,00	6,65	997,50 €
03.	Obra civil ⁽⁴⁾				537.514,00 €
03..01	Limpieza y desbroce del terreno	m2	1,00	43.250,00	43.250,00 €
03..02	Movimiento de tierra	m3	1,00	14.000,00	34.000,00 €

03..03	Campamento de instalaciones temporales	Ud	1,00	33.200,00	33.200,00 €
03..04	Viales internos	m	1,00	12.150,00	37.150,00 €
03..05	Cimentaciones CT, WS, CCTV	Ud	1,00	62.174,00	62.174,00 €
03..06	Canalizaciones: Zanjas BT	Ud	1,00	165.800,00	165.800,00 €
03..07	Canalizaciones: Zanjas MT	Ud	1,00	34.340,00	34.340,00 €
03..08	Vallado perimetral	m	3.500,00	13,85	48.475,00 €
03..09	Drenajes	Ud	1,00	34.125,00	34.125,00 €
03..10	Almacén	Ud	1,00	35.000,00	45.000,00 €
04.	Montaje mecánico				741.787,60 €
04..01	Hincado y cimentaciones	Ud	4.980,00	53,50	266.430,00 €
04..02	Montaje de estructura	Ud	332,00	960,00	318.720,00 €
04..03	Montaje de módulos	ud	37.184,00	3,90	145.017,60 €
04..04	Montaje de inversor string	Ud	83,00	140,00	11.620,00 €
05.	Montaje eléctrico				226.197,41 €
05..01	Tendido de cable solar	ml	36.647,01	0,60	21.988,21 €
05..02	Tendido de cable BT	ml	18.648,00	1,60	29.836,80 €
05..03	Tendido de cable MT	ml	6.961,50	2,40	16.707,60 €
05..04	Tendido de cable PaT	ml	23.100,00	0,90	20.790,00 €
05..05	Conexión de módulos formando strings	Ud	37.184,00	0,95	35.324,80 €
05..06	Conexión BT	Ud	1,00	12.000,00	12.000,00 €
05..07	Conexión MT	Ud	1,00	12.000,00	12.000,00 €
05..08	Conexión malla de PaT	Ud	1,00	19.000,00	19.000,00 €
05..09	Instalación de inversores	Ud	83,00	250,00	20.750,00 €
05..010	Conexión en subestación existente	Ud	1,00	37.800,00	37.800,00 €
06.	Puesta en Marcha				164.492,72 €
06..01	Escaneo de equipos	Ud	1,00	6.300,00	6.300,00 €
06..02	Puesta en Marcha de Inversores	Ud	83,00	110,00	9.130,00 €
06..03	Megado cables	Ud	1,00	10.000,00	10.000,00 €
06..04	Pruebas Funcionales (Curvas IV, Voc, Isc, SCADA)	Ud	1,00	43.200,00	43.200,00 €
06..05	Pruebas FAT/SAT módulos e inversores	Ud	1,00	65.000,00	65.000,00 €
06..06	Lavado de módulos	Ud	37.184,00	0,83	30.862,72 €
07.	Ingeniería y estudios				109.500,00 €
07..01	Ingeniería de detalle	Ud	1,00	76.000,00	76.000,00 €
07..02	Levantamiento topográfico	Ud	1,00	9.000,00	9.000,00 €
07..03	Estudio geotécnico	Ud	1,00	8.500,00	8.500,00 €
07..04	Estudio Hidrológico	Ud	1,00	8.500,00	8.500,00 €
07..05	Pruebas de Hinca	Ud	1,00	7.500,00	7.500,00 €
08.	Calidad y Seguridad				17.500,00 €
08..01	Ensayos y laboratorios	Ud	1,00	4.500,00	4.500,00 €
08..02	Señalización	Ud	1,00	5.000,00	5.000,00 €
08..03	EPIs	Ud	1,00	8.000,00	8.000,00 €
09.	Staff y gastos generales				1.006.800,00 €
09..01	Staff	Mes	8,00	93.750,00	750.000,00 €
09..02	Vigilancia y control de acceso	Mes	8,00	20.000,00	160.000,00 €
09..03	Vehículos y combustible	Mes	8,00	6.500,00	52.000,00 €

09..04	Ordenadores y móviles	Mes	8,00	1.200,00	9.600,00 €
09..05	Consumibles (agua, electricidad, agua baños)	Mes	8,00	1.600,00	12.800,00 €
09..06	Oficina (mobiliario, impresoras, papelería)	Mes	8,00	1.200,00	9.600,00 €
09..07	Limpieza	Mes	8,00	1.600,00	12.800,00 €
	Total				8.189.359,44 €

Tabla 24: Presupuesto

Algunos detalles a tener en cuenta:

- (1) Unidades complementarias: engloba elementos como conectores y picas de puesta a tierra, tubo corrugado, tubo UV, bridas, placas de protección...
- (2) Repuestos de los equipos principales como módulos, inversores y estructuras que se consideren necesarios en la fase de ingeniería de desarrollo tanto para la fase de construcción como para la fase de operación y mantenimiento.
- (3) Obra civil: el alcance de diseño de este capítulo queda fuera del alcance de este trabajo, por lo que se ha estimado presupuesto total para las distintas partidas.

ANEXO I: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

1. **Ámbito de aplicación**

Este Plan de Seguridad y Salud aplica a todos los trabajadores que participen en las actividades de la obra para ejecutar el parque fotovoltaico “Los Entrines”.

Su objetivo es identificar posibles riesgos durante la ejecución de los distintos trabajos que son necesarios ejecutar y establecer las medidas básicas necesarias para evitarlos.

2. **Descripción de los trabajos**

Las actividades a realizar para la construcción de la planta fotovoltaica objeto de este proyecto, se enumeran a continuación:

- Vallado perimetral de la planta.
- Señalización en viales de acceso e internos.
- Desmonte y terraplén.
- Descarga de cableado.
- Apertura de zanjas.
- Colocación de hincas.
- Descarga de estructura.
- Colocación de estructuras.
- Descarga de paneles solares.
- Instalación de placas solares.
- Tendido del cableado de la planta.
- Instalación de inversores.
- Instalación de centros de transformación.
- Conexionado sin tensión.
- Instalación del sistema de seguridad perimetral.
- Conexión a la red de la compañía eléctrica.

- Pruebas de funcionamiento y puesta en marcha.

3. Organización de los trabajos

Medios humanos

Para el correcto desarrollo de la actividad es necesario emplear a un equipo humano compuesto por los siguientes perfiles como mínimo:

- Director del proyecto: Persona designada para dirigir la ejecución del proyecto.
- Jefe de obra: Persona designada que dirigirá los trabajos en el emplazamiento.
- Coordinador de Seguridad y Salud en la obra: Persona designada para coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y de seguridad, coordinar las actividades de la obra para garantizar que se apliquen de manera coherente y responsable los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de PRL durante la ejecución de la obra y, en particular, en las tareas o actividades a que se refiere el artículo 10 de este Real Decreto.
- Montadores eléctricos: El número de trabajadores en la obra podrá variar según las necesidades que puedan surgir durante el transcurso de los trabajos.
- Visitas: Las personas que vayan de visita deberán llevar los EPIS necesarios con la posibilidad de que se lo entreguen en la obra directamente.

Medios materiales

La maquinaria, equipos de trabajo y los medios auxiliares que se prevén utilizar para la ejecución de los trabajos son los que se relacionan a continuación:

- Herramientas eléctricas portátiles y a batería: taladro, martillo percutor-rompedor...
- Equipos de Medida: Multímetros, Verificadores de tensión, Cámaras termográficas, Calibres, Metro láser, Flexómetros...
- Herramientas de mano.
- Escaleras de mano.
- Vehículos de transporte de personal.
- Camión de obra
- Camión de riego
- Dumper
- Camión grúa.
- Máquina hincadora y perforadora.
- Retroexcavadora y pala cargadora. / Miniexcavadora.
- Grupo electrógeno.

- Portabobinas de cable.
- Carretilla
- Telescópica elevadora.
- Pala Cargadora
- Rulo Compactador
- Motoniveladora
- Camión Hormigonera
- Vibrador de hormigón.
- Hormigonera eléctrica o amasadora.
- Compactadora.
- Rodillo compactador.
- Grupo de soldadura eléctrica.
- Equipo de soldadura oxiacetilénica.
- Bomba de achique
- Martillo neumático y martillo eléctrico.

Los equipos de trabajo que se emplearán en la realización de los deben cumplir lo dispuesto en la legislación vigente y reglamentación de aplicación. Como medida de seguridad, es obligación del encargado de obra comprobar que todas las máquinas y equipos presentes disponen de la reglamentación necesaria y equipos de protección necesarios para la actividad que va a llevar a cabo.

Protecciones colectivas

- Cartel indicativo de riesgo.
- Cordón de balizamiento reflectante.
- Cinta plástica de balizamiento en colores blanco y rojo, amarillo y negro
- Mano de obra para colocar señalización y su mantenimiento o reposición.
- Teléfono móvil disponible en obra, incluida conexión y utilización.
- Instalación de sistema de puesta a tierra.
- Interruptor diferencial de media sensibilidad (300mA)
- Interruptor diferencial de alta sensibilidad (30mA)
- Tapado provisional de pozos, arquetas mediante la colocación de tablonos de madera.
- Señales de seguridad como Stop, Dirección obligatoria...
- Malla de polietileno alta densidad con tratamiento anti ultravioleta, color naranja de 1,26 m de altura
- Pasarela para paso sobre zanjas
- Conos y balizas luminosas para señalización de desvíos y cortes provisionales de tráfico en caminos de accesos a la obra y caminos propios de la obra

El responsable de seguridad debe tener en cuenta que los trabajos no contemplados en el plan de seguridad y salud necesitan que se elabore un anexo con las medidas preventivas de seguridad para llevarlo a cabo.

4. Identificación y evaluación de riesgos

Los riesgos que se identifican de manera general para la obra se detallan a continuación:

- Caídas de personas a distinto nivel: por desplazamientos por escaleras, durante la realización de trabajos en obra por huecos o excavaciones, por tendido de cable en zanjas, por saltar de la cabina o plataforma del vehículo.
- Caídas de personas al mismo nivel: por realización de trabajos en zanjas, cimentaciones y excavaciones, preparación de trabajos mecánicos y eléctricos; por desplazamientos por la obra debido a materiales que invaden zonas de paso, resbalones, patinazos por suelos húmedos como consecuencia de las labores de limpieza, deficiente iluminación.
- Caída de objetos desprendidos o derrumbamiento: por caídas de cargas suspendidas, por mal acopio de materiales...
- Caída de objetos en manipulación: durante operaciones de carga y descarga de materiales y equipos, por manipular cargas que están con equilibrio inestable.
- Caída de objetos desprendidos: por no seguir los procedimientos de montaje o desmontaje correctamente.
- Pisadas sobre objetos: por presencia de objetos en lugares no adecuados, por desorden, por no prestar atención en la zona de trabajo y pisar materiales que están en el suelo como cables, mangueras...
- Golpes contra objetos inmóviles: por acopio de materiales en zonas de paso.
- Choques contra objetos móviles: por movimiento no previsto de equipos y maquinaria, por realización de trabajos próximos a maquinaria o vehículos.
- Golpes o cortes por objetos o herramientas: durante el uso de herramientas de mano, y manipulación de materiales, durante el uso de equipos de corte como la radial sin los equipos de protección adecuados.
- Proyección de fragmentos o partículas: en trabajos como la instalación y tendido de cables.
- Atrapamiento por vuelco de maquinaria o vehículos: durante la realización de trabajos cercanos a ellos.
- Sobreesfuerzos: realización de tareas en posturas forzadas, manipulación manual de cargas de manera incorrecta.
- Contactos térmicos : posibles quemaduras en trabajos de soldadura, contacto con partes calientes de maquinaria y vehículos.
- Contactos eléctricos: durante las actividades de conexionado, fase de pruebas y puesta en marcha.
- Incendios: Por fumar en la obra o en el vehículo, por sobrecarga en los circuitos eléctricos.
- Atropellos o golpes con vehículos: por no respetar la señalización existente en obra durante los desplazamientos.
- Accidentes de tráfico: en desplazamientos con vehículos en obra o durante el trayecto desde el trabajo o hasta el trabajo.
- Fatiga mental: por exceso en la carga de trabajo.
- Fatiga física: por mal o repetidos movimientos.
- Exposición a temperaturas extremas: como consecuencia de trabajos a la intemperie.
- Además, para cada actividad, antes de realizarla, se deben evaluar los riesgos específicos que lleva asociados.

5. Medidas preventivas generales

El objetivo de las medidas preventivas es evitar los accidentes, para cada trabajo se deben establecer unas concretas según el riesgo que tenga la actividad. A continuación, se enumeran medidas de carácter general para todas las actividades que se llevarán a cabo en la obra.

- Todos los equipos que se vayan a emplear deben disponer de un certificado de conformidad de un organismo competente como el marcado CE.
- Los equipos y maquinaria deben utilizarse según indique el manual de instrucciones, donde el fabricante explica cómo realizar de forma segura las diversas actividades que se pueden llevar a cabo como montaje, puesta en marcha, utilización, limpieza, mantenimiento, equipos de protección personal necesarios....
- No se debe realizar ninguna modificación en la máquina, que no esté autorizada por el fabricante.
- Se debe elegir siempre el equipo de trabajo adecuado según el trabajo a realizar.
- Cada trabajador debe comprobar el buen estado de las máquinas o herramientas de manera previa a su uso.
- Si tras revisiones o inspecciones se observa peligro o riesgo elevado, se debe paralizar la máquina o equipo, y adoptar las medidas necesarias para intentar reducirlo.
- En las actividades de mantenimiento o reparación de equipos, debe garantizarse que no se pondrán en marcha de manera involuntaria.
- Los equipos de trabajo eléctrico deben estar conectados a tierra.
- Emplear la herramienta adecuada a cada trabajo y no usarlas para trabajos que no han sido diseñadas.

6. Medidas preventivas específicas

En este apartado, se evalúan los riesgos de trabajos que se van a llevar a cabo para la construcción de la planta fotovoltaica “Los Entrines”.

6.1. Acondicionamiento del terreno.

Descripción

Los trabajos de acondicionamiento del terreno abarcan el desbroce y limpieza del mismo, y el movimiento de tierras necesario.

Riesgos

- Caídas al mismo nivel o caída de objetos.
- Sobreesfuerzos por transporte de cargas.
- Golpes contra objetos o maquinaria.
- Atropello, choque o colisión con maquinaria.

- Exposición a polvo en suspensión.

Medidas de prevención

- Supervisión de los trabajos para su correcta ejecución.
- Protección personal con los EPIS adecuados.
- Uso de cinturón de seguridad en los vehículos y camiones
- Señales de seguridad y carteles informativos.
- Maquinaria con dispositivo acústico para la marcha atrás.
- Realizar riegos en las áreas de trabajo si hay exceso de polvo.
- Uso de gafas para la protección ocular por el exceso de polvo y posibles proyecciones de pequeñas partículas de material.

6.2. Recepción y acopio de materiales.

Descripción

Los materiales llegarán a la obra en camiones que se van a recepcionar en lugar indique el personal responsable de obra y preparado para ello.

Una vez descargados, se almacenarán de manera estable y hasta una altura máxima para evitar su caída.

Riesgos

- Caídas al mismo nivel o caída de objetos.
- Sobreesfuerzos por transporte de cargas.
- Golpes contra objetos o maquinaria.

Medidas de prevención

- Supervisión en la descarga y almacenamiento de materiales.
- Protección personal con los EPIS adecuados.
- Uso de cinturón de seguridad en los vehículos y camiones
- Zona de descarga acondicionada para ello y señalizada.

6.3. Vallado perimetral.

Descripción

Se llevará a cabo el vallado perimetral de la planta mediante un vallado cinético. Se instalarán postes metálicos de fijación.

Previamente se hará un marcado topográfico de los puntos donde se ubican los postes según planos y por donde discurre el vallado.

Riesgos

- Caídas al mismo nivel o caída de objetos.

- Sobreesfuerzos por transporte de cargas.
- Golpes contra objetos o maquinaria.
- Derrame de combustible.
- Obstáculos enterrados.

Medidas de prevención

- Supervisión en la ejecución de los viales para su correcta ejecución según las especificaciones desarrolladas en el proyecto.
- Protección personal con los EPIS adecuados.
- Uso de cinturón de seguridad en la maquinaria.
- No arrancar la maquinaria si se observa o detecta fugas de combustible.

6.4. Ejecución de viales.

Descripción

Los viales se ejecutan siguiendo el marcado previo por el topógrafo. No se permite el tránsito de vehículos mientras los caminos no estén acondicionados adecuadamente.

Riesgos

- Caídas al mismo nivel o caída de objetos.
- Sobreesfuerzos por transporte de cargas.
- Golpes contra objetos o maquinaria.
- Derrame de combustible.

Medidas de prevención

- Supervisión en la ejecución de los viales para su correcta ejecución según las especificaciones desarrolladas en el proyecto.
- Protección personal con los EPIS adecuados.
- Uso de cinturón de seguridad en la maquinaria.
- No arrancar la maquinaria si se observa o detecta fugas de combustible.

6.5. Trabajos de hincado.

Descripción

Los trabajos de hincado comienzan con el replanteo de las posiciones de hincas, desplazamiento y reparto de los perfiles en esos puntos y finalmente, su hincado.

La máquina hincadora carga el perfil y lo hinca usando el sistema de posicionamiento de GPS, para mayor precisión.

Riesgos

- Caídas al mismo nivel o caída de objetos.

- Sobreesfuerzos por transporte de cargas.
- Golpes contra objetos o maquinaria.
- Derrame de combustible.

Medidas de prevención

- Supervisión en los trabajos de hincado para asegurar su correcta ejecución.
- Protección personal con los EPIS adecuados.
- Uso de cinturón de seguridad en la maquinaria.
- No arrancar la maquinaria si se observa o detecta fugas de combustible.

6.6. Montaje de estructura.

Descripción

Tras el hincado de los perfiles, se lleva a cabo el montaje de la estructura soporte de los paneles. El montaje de la estructura se llevara a cabo siguiendo las instrucciones proporcionadas por el fabricante.

El traslado de la estructura al lugar donde debe ubicarse se debe realizar mediante grúa o medio de transporte adecuado, siguiendo las instrucciones de transporte del fabricante.

Riesgos

- Caídas al mismo nivel o caída de objetos.
- Sobreesfuerzos por transporte de cargas.
- Golpes contra objetos o maquinaria.
- Trabajo con movimientos repetitivos.
- Desplome de la estructura.
- Atrapamiento bajo la estructura.

Medidas de prevención

- Supervisión en los trabajos de montaje para asegurar su correcta ejecución.
- Protección personal con los EPIS adecuados.
- Uso de cinturón de seguridad en la maquinaria.
- Programar descansos en las áreas destinadas a ello dentro de la obra.
- Evitar improvisaciones.
- Seguir las instrucciones del fabricante.

6.7. Montaje de paneles.

Descripción

Tras el montaje de la estructura, se lleva a cabo la colocación de los paneles solares sobre ella.

El traslado de los paneles y su reparto por las diferentes zonas del campo solar se debe realizar mediante grúa o medio de transporte adecuado, siguiendo las instrucciones de transporte del fabricante.

El montaje de los paneles se debe llevar a cabo siguiendo las instrucciones proporcionadas por el fabricante tanto

de estructura como de módulos para su correcta colocación.

Para dar por finalizado el montaje de un panel, se debe corroborar que el par de apriete de fijación es el indicado y validarán individualmente.

Riesgos

- Caídas al mismo nivel o caída de objetos.
- Sobreesfuerzos por transporte de cargas.
- Golpes contra objetos o maquinaria.
- Trabajo con movimientos repetitivos.

Medidas de prevención

- Supervisión en los trabajos de montaje para asegurar la calidad de su instalación.
- Protección personal con los EPIS adecuados.
- Programar descansos en las áreas destinadas a ello dentro de la obra.

6.8. Instalación y conexionado del sistema de baja tensión

Descripción

Los trabajos para llevar a cabo la instalación del sistema de baja tensión consisten en la ejecución de las canalizaciones, tendido de cableado de baja tensión e instalación de los inversores, cámaras de vigilancia y SCADA.

La instalación de los equipos se realizará siguiendo las instrucciones del fabricante correspondiente.

Las zanjas se excavarán con una retroexcavadora y según el cable a tender será directamente enterrado o bajo tubo. Una vez tendido el cableado, se rellenarán las zanjas con el material procedente de la excavación.

Riesgos

- Caídas al mismo nivel o caída de objetos.
- Sobreesfuerzos por transporte de cargas.
- Golpes contra objetos o maquinaria.
- Electrocutación
- Caída a distinto nivel, las zanjas.

Medidas de prevención

- Supervisión en los trabajos de excavación de zanjas para asegurar la profundidad adecuada.
- Supervisión en el tendido del cableado.
- Protección personal con los EPIS adecuados.
- Uso de cinturón de seguridad en la maquinaria.

6.9. Instalación y conexionado del sistema de media tensión

Descripción

Los trabajos para llevar a cabo la instalación del sistema de media tensión consisten en la ejecución de las canalizaciones, tendido de cableado de media tensión e instalación de los centros de transformación, línea de evacuación y conexión de la celda de media tensión en la subestación de conexión.

La instalación de los centros de transformación se realizará siguiendo las instrucciones del fabricante correspondiente mediante izado.

Las zanjas se excavarán con una retroexcavadora y el cable de media tensión será directamente enterrado. Una vez tendido el cableado, se rellenarán las zanjas con el material procedente de la excavación.

Riesgos

- Caídas al mismo nivel o caída de objetos.
- Sobreesfuerzos por transporte de cargas.
- Golpes contra objetos o maquinaria.
- Electrocutación
- Caída a distinto nivel, las zanjas.

Medidas de prevención

- Supervisión en los trabajos de excavación de zanjas para asegurar la profundidad adecuada.
- Supervisión en el tendido del cableado.
- Protección personal con los EPIS adecuados.
- Uso de cinturón de seguridad en la maquinaria.

6.10. Trabajos de puesta en marcha

Descripción

Los trabajos de puesta en marcha consisten en la conexión y pruebas de todos los equipos que componen la planta fotovoltaica.

Se debe probar y comprobar el correcto funcionamiento de todos los sistemas según las pruebas definidas en el proyecto.

Riesgos

- Caídas al mismo nivel o caída de objetos.
- Sobreesfuerzos por transporte de cargas.
- Golpes contra objetos o maquinaria.
- Electrocutación.

Medidas de prevención

- Supervisión en la realización de las pruebas y validación del funcionamiento de los sistemas evaluados.
- Protección personal con los EPIS adecuados.
- Uso de cinturón de seguridad en la maquinaria.

ANEXO II: PLAN DE DESMANTELAMIENTO

1. Introducción

El plan de desmantelamiento consiste en definir las actividades necesarias para llevar a cabo el desmantelamiento de la planta fotovoltaica “Los Entrines” de 20MWp descrita en este proyecto, una vez haya finalizado su vida útil.

El objetivo es restituir los terrenos de manera que vuelvan a las mismas condiciones en las que se encontraban previamente, desmontando los equipos como paneles, inversores y centros de transformación y restaurando las zonas donde están ubicados.

2. Zonas afectadas

Las zonas objetivo de restitución son aquellas que se han visto afectadas por la implantación y explotación del parque fotovoltaico. Las zonas alteradas son:

- Viales interiores y de acceso al emplazamiento.
- Zanjas eléctricas.
- Zonas con implantaciones como zona de acopio, campo solar.

Los posibles usos de los terrenos tras el desmantelamiento pueden ser muy variados, sin embargo, el carácter agrícola previo a la implantación de la planta hace que sea la opción más viable.

3. Actuaciones para el desmantelamiento

De manera general, el proceso que se lleva a cabo para el desmantelamiento de las instalaciones es el siguiente:

- Desmontaje de los elementos que componen cada instalación.
- Los elementos desmontados se acopian en una zona destinada a ello.
- Los equipos acopiados serán cargados a los vehículos de transporte adecuados para cada uno.

- Transporte de los equipos a centros autorizados para su posterior tratamiento o reciclaje.

A continuación, se detallan las actuaciones necesarias para el desmantelamiento de la planta una vez finalizada su explotación y las actividades necesarias para la recuperación del terreno.

3.1. Desmontaje

En primer lugar, debe llevarse a cabo el desmontaje de los elementos que conforman la planta fotovoltaica.

Desmontaje de los paneles

La primera actividad es realizar la desconexión eléctrica de los paneles, para seguidamente poder realizar el desmontaje manualmente los paneles.

Conforme se van desmontando los paneles fotovoltaicos se cargan a un camión para transportarlos y llevarlos a un gestor autorizado para que realice el tratamiento y reciclaje adecuado.

Desmontaje de la estructura

Consiste en el desensamblaje de las estructuras y la extracción de las hincas, cargarlos en los camiones correspondientes para llevarlos al gestor autorizado.

Desmontaje de inversores y centros de transformación

Para llevar a cabo el desmontaje de estos equipos, previamente se debe realizar su desconexión. Los inversores se pueden desmontar manualmente con las herramientas adecuadas. Los centros de transformación deben ser retirados mediante una grúa y cargarlos en el camión para su transporte de manera adecuada.

3.2. Desconexión y desmantelamiento de la instalación eléctrica.

Los trabajos a realizar para llevar a cabo el desmantelamiento de la instalación eléctrica consisten en:

- Desconexión y desmontaje de los elementos que se emplean para la conexión y protección en las instalaciones.
- Traslado a zona de acopio y carga en camiones para el transporte a gestor autorizado.
- Desmantelamiento de las zanjas donde se encuentra el cableado.
- Recuperación y recogida del cable tendido en las zanjas, carga en los camiones y traslado a gestor autorizado, para vertedero o reutilización.

- Relleno de las zanjas para restitución del terreno.

3.3. Desmantelamiento del vallado perimetral

Esta actividad consiste en desmontar el vallado que recorre el perímetro de la planta de manera manual. Además de quitar la valla, es necesario demoler las cimentaciones de los postes de fijación y retirar los escombros generados.

Finalmente, se deben rellenar los huecos que han quedado en el terreno una vez se ha concluido el desmantelamiento del vallado.

3.4. Restauración de viales

Es necesario restaurar el suelo afectado por la construcción de los viales internos realizados para la planta fotovoltaica. En la construcción de los caminos, el terreno ha sufrido un desbroce y una compactación que se debe restaurar como estaba previamente.

En primer lugar, se debe retirar la zahorra que conforma el firme y trasladarla a un vertedero. Para descompactar, se propone realizar un escariado del terreno y para terminar, se debe rellenar con tierra adecuada para restaurarlo.

3.5. Restauración del terreno

Una vez finalizado el desmontaje de todos los equipos y el desmantelamiento de las instalaciones eléctricas, se procede a restaurar el terreno.

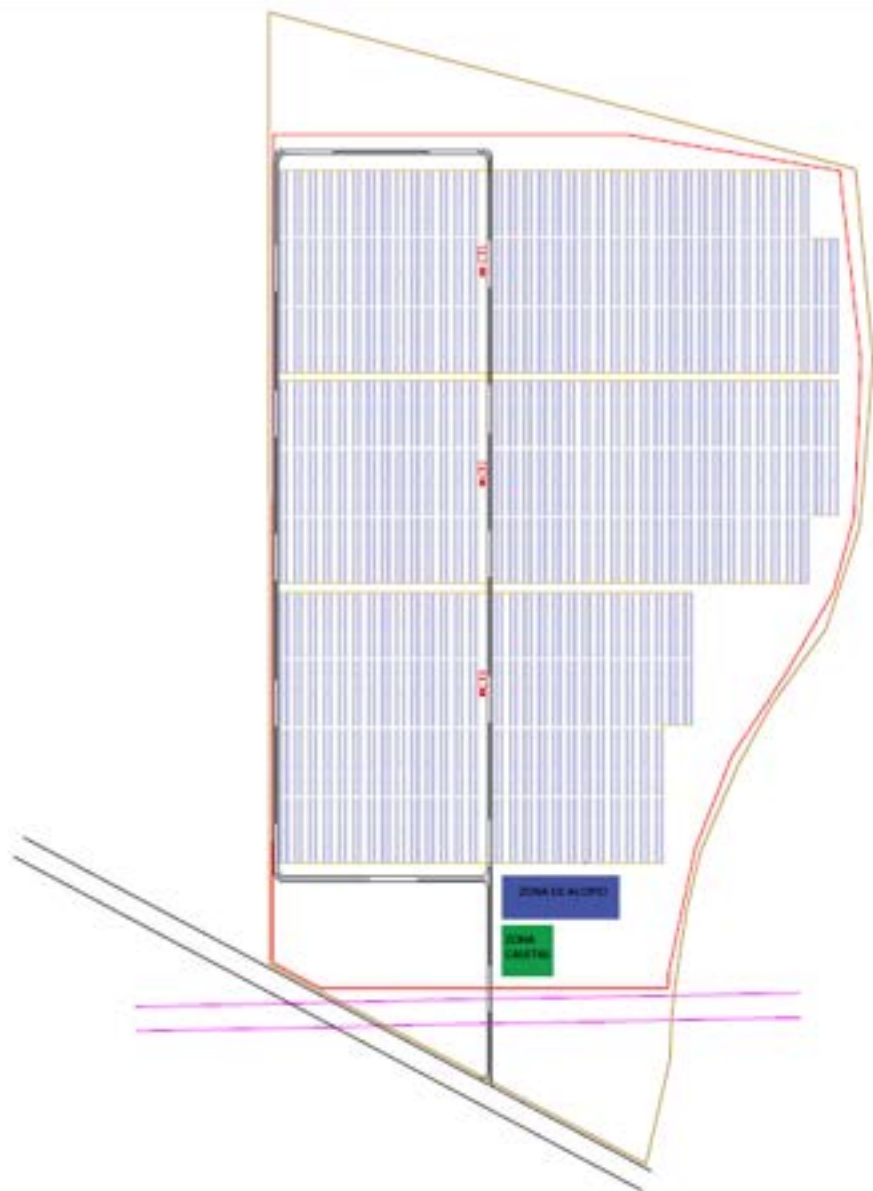
Para restaurar el suelo, comienza con aporte de tierras si es necesario y tierra vegetal en las superficies donde haya que realizar revegetación para mejorar las condiciones del terreno.

Para llevar a cabo los trabajos de revegetación del terreno, se debe tener en cuenta el calendario para que se realice en las fechas más adecuadas tanto para la vegetación como para la fauna.

ANEXO III: PLANOS

En este anexo, se encuentran los siguientes planos:

1. Layout general parcela.
2. Layout CT1.
3. Layout CT2.
4. Layout CT3.
5. Distribución grupos de inversores en CT1 y cableado de baja tensión.
6. Distribución grupos de inversores en CT2 y cableado de baja tensión.
7. Distribución grupos de inversores en CT3 y cableado de baja tensión.
8. Layout general con visualización de la parcela.



LEYENDA	
	CAMINO INTERNO
	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
	ZONA DE ACOPIO
	ZONA DE IMPLANTACIÓN
	VALLADO
	LÍMITES PARCELA
	LÍNEA AÉREA ALTA TENSIÓN
	CAMINO EXISTENTE

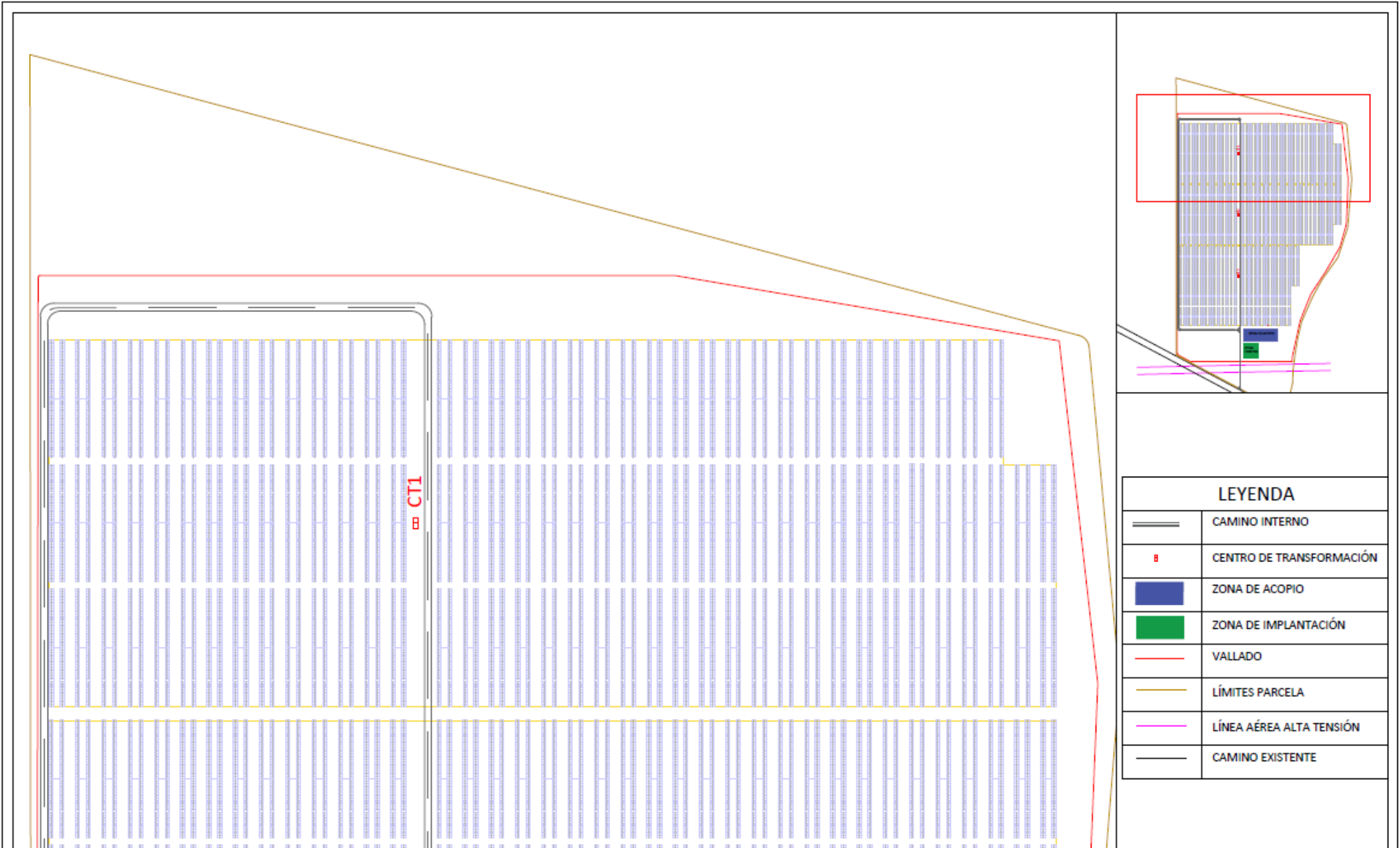
TFG: DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 20 MW EN T.M. BADAJOZ

PLANO: LAYOUT GENERAL

AUTOR: MARÍA GIL GAMBOA



1



LEYENDA

	CAMINO INTERNO
	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
	ZONA DE ACOPIO
	ZONA DE IMPLANTACIÓN
	VALLADO
	LÍMITES PARCELA
	LÍNEA AÉREA ALTA TENSIÓN
	CAMINO EXISTENTE

TFG: DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 20 MW EN T.M. BADAJOZ

PLANO: LAYOUT CT1

AUTOR: MARÍA GIL GAMBOA





TFG: DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 20 MW EN T.M. BADAJOZ

PLANO: LAYOUT CT2

AUTOR: MARÍA GIL GAMBOA





LEYENDA	
	CAMINO INTERNO
	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
	ZONA DE ACOPIO
	ZONA DE IMPLANTACIÓN
	VALLADO
	LÍMITES PARCELA
	LÍNEA AÉREA ALTA TENSIÓN
	CAMINO EXISTENTE

TFC: DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 20 MW EN T.M. BADAJOZ

PLANO: LAYOUT CT3

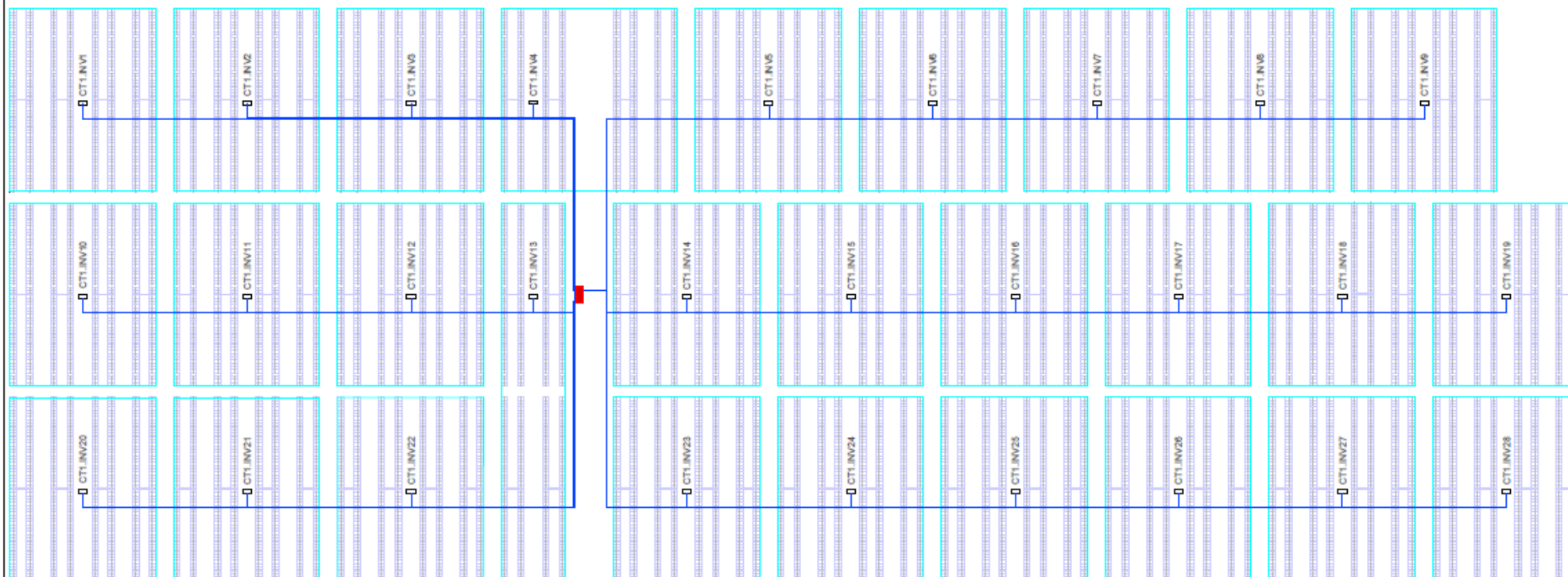
AUTOR: MARÍA GIL GAMBOA




4

LEYENDA

	GRUPO INVERSOR
	CABLE BAJA TENSION
	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN



TFG: DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 20 MW EN T.M. BADAJOZ

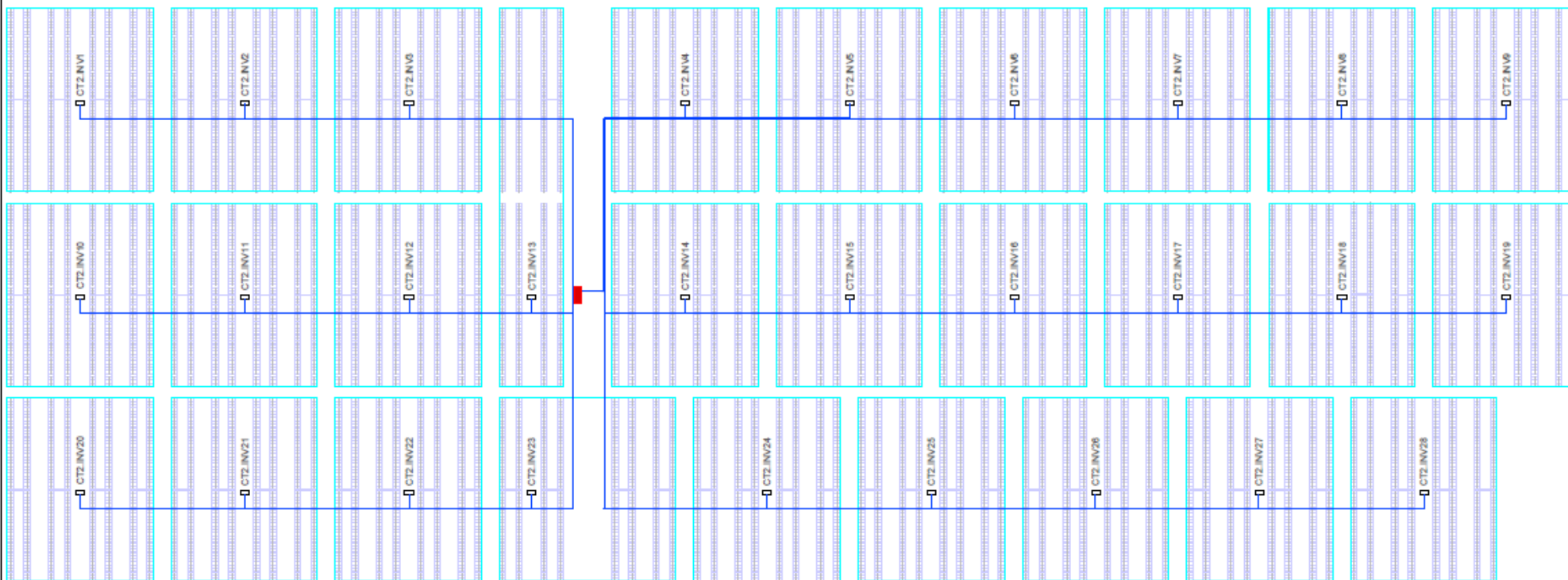
PLANO: GRUPOS DE INVERSORES CT1 Y CABLEADO DE BT

AUTOR: MARÍA GIL GAMBOA



LEYENDA

	GRUPO INVERSOR
	CABLE BAJA TENSION
	CENTRO DE TRANSFORMACION

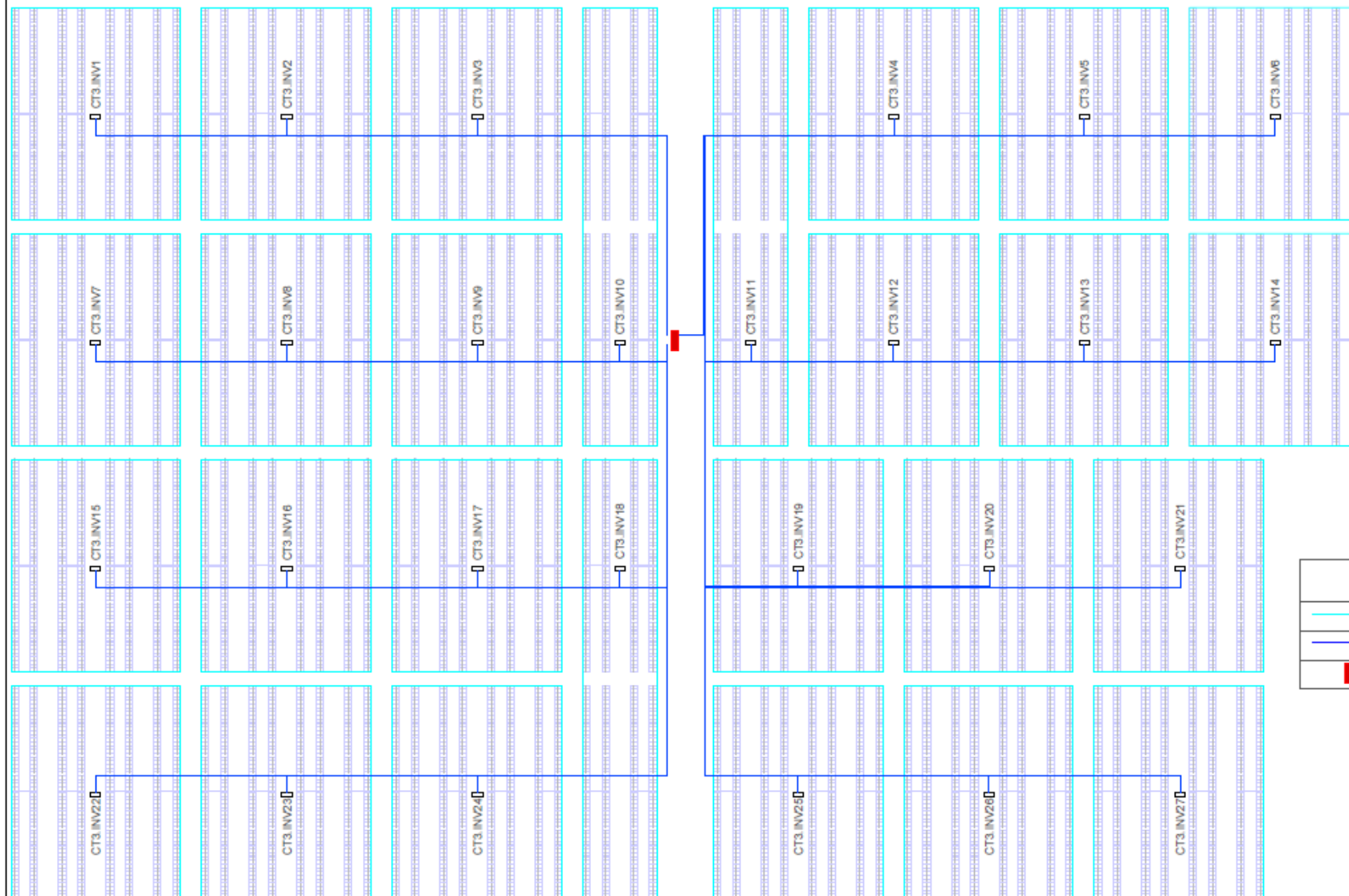


TFG: DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 20 MW EN T.M. BADAJOZ

PLANO: GRUPOS DE INVERSORES CT2 Y CABLEADO DE BT

AUTOR: MARÍA GIL GAMBOA





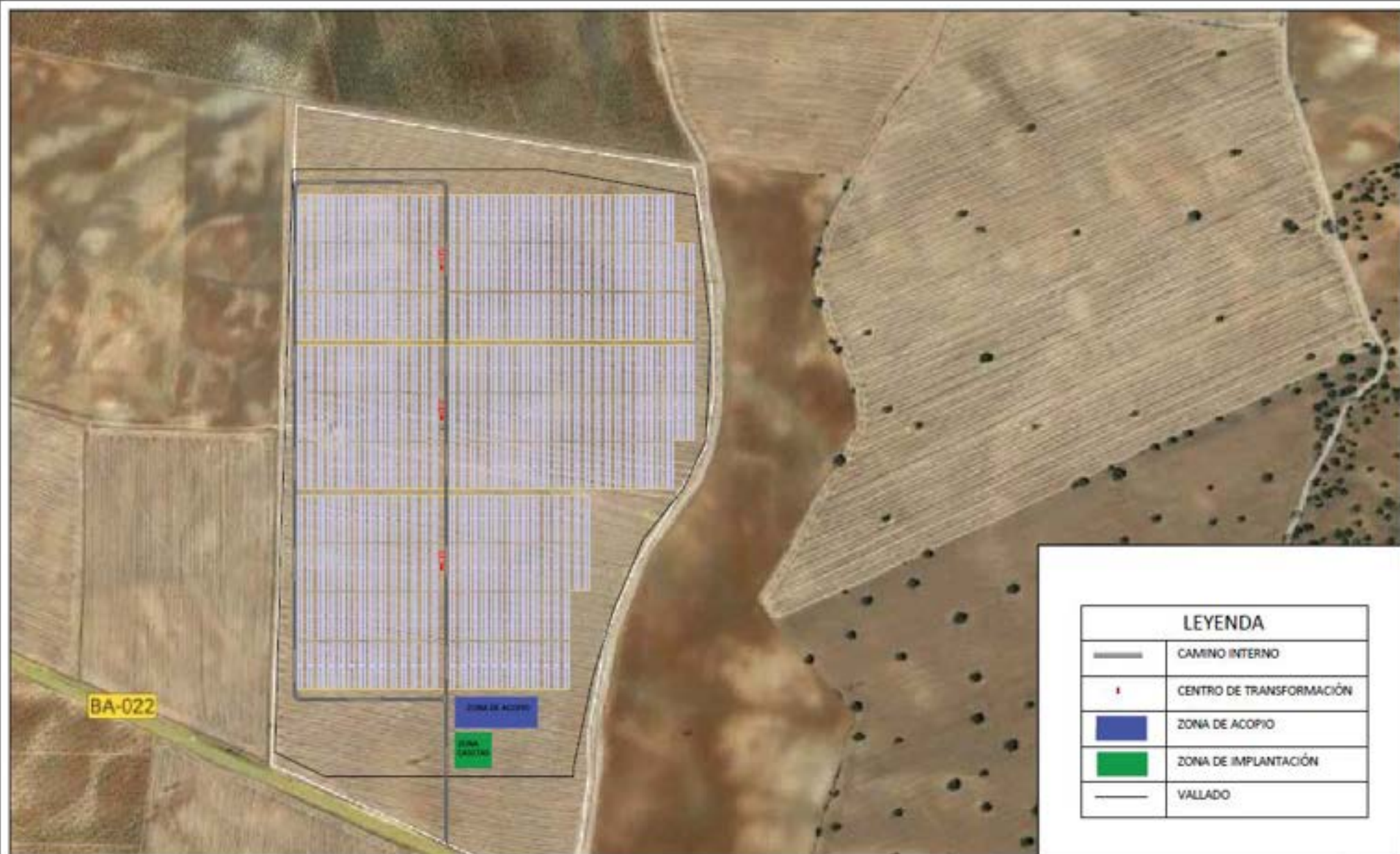
LEYENDA	
	GRUPO INVERSOR
	CABLE BAJA TENSION
	CENTRO DE TRANSFORMACION

TFG: DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 20 MW EN T.M. BADAJOZ

PLANO: GRUPOS DE INVERSORES CT3 Y CABLEADO DE BT

AUTOR: MARÍA GIL GAMBOA





TFG: DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 20 MW EN T.M. BADAJOZ

PLANO: LAYOUT PLANTA FOTOVOLTAICA

AUTOR: MARIA GIL GAMBOA



ANEXO IV: INFORME PVSYST

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: PFV_Los Entrines

Variante: CASO BASE

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Potencia del sistema: 20.08 MWp

PFV_Los Entrines - España



PVsyst V7.3.1

VCO, Fecha de simulación:
07/02/23 00:42
con v7.3.1

Resumen del proyecto

Sitio geográfico
PFV_Los Entrines
España

Situación
Latitud 38.80 °N
Longitud -6.76 °W
Altitud 240 m
Zona horaria UTC+1

Configuración del proyecto
Albedo 0.20

Datos meteo
PFV_Los Entrines
Meteonorm 8.0 (2002-2017), Sat=43% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red
Simulación para el año n° 1

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Orientación campo FV
Orientación
Plano de rastreo, eje horizontal N-S
Azimut del eje 0 °

Algoritmo de rastreo
Cálculo astronómico
Retroceso activado

Sombreados cercanos
Sombreados lineales

Información del sistema

Generador FV		Inversores	
Núm. de módulos	37184 unidades	Núm. de unidades	83 unidades
Pnom total	20.08 MWp	Pnom total	16.60 MWca
		Proporción Pnom	1.210

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Resumen de resultados

Energía producida	44731977 kWh/año	Producción específica	2228 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	88.58 %
-------------------	------------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	6
Resultados principales	7
Diagrama de pérdida	8
Gráficos predefinidos	9
Diagrama unifilar	10



PVsyst V7.3.1

VCO, Fecha de simulación:
07/02/23 00:42
con v7.3.1

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Conjunto único de rastreadores, con retroceso	
Orientación campo FV	Algoritmo de rastreo	Conjunto de retroceso
Orientación	Cálculo astronómico	Núm. de rastreadores 110 unidades
Plano de rastreo, eje horizontal N-S	Retroceso activado	Conjunto único
Azimut del eje 0 °		Tamaños
		Espaciado de rastreador 6.50 m
		Ancho de colector 1.13 m
		Proporc. cob. suelo (GCR) 17.4 %
		Phi mín/máx. -/+ 60.0 °
		Estrategia de retroceso
		Límites de phi para BT -/+ 79.8 °
		Paso de retroceso 6.50 m
		Ancho de retroceso 1.13 m
Modelos usados		
Transposición Perez		
Difuso Perez, Meteonorm		
Circunsolar separado		
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sombreados lineales	Carga ilimitada (red)
Sistema bifacial		
Modelo	Cálculo 2D rastreadores ilimitados	
Geometría del modelo bifacial		Definiciones del modelo bifacial
Espaciado de rastreador 6.50 m		Albedo de tierra 0.20
Ancho de rastreador 1.13 m		Factor de bifacialidad 70 %
GCR 17.4 %		Fact. sombreado trasero 5.0 %
Altura del eje sobre el suelo 2.50 m		Fact. desajuste trasero 2.0 %
		Fracción transparente de cobertizo 0.0 %

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	LR5-72HBD-540M Bifacial	Modelo	SUN2000-215KTL-H0
(Base de datos PVsyst original)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	540 Wp	Unidad Nom. Potencia	200 kWca
Número de módulos FV	37184 unidades	Número de inversores	83 unidades
Nominal (STC)	20.08 MWp	Potencia total	16600 kWca
Conjunto #1 - CT1			
Número de módulos FV	12544 unidades	Número de inversores	28 unidades
Nominal (STC)	6774 kWp	Potencia total	5600 kWca
Módulos	448 Cadenas x 28 En series		
En cond. de funcionam. (50°C)		Voltaje de funcionamiento	500-1500 V
Pmpp	6209 kWp	Potencia máx. (=>33°C)	215 kWca
U mpp	1048 V	Proporción Pnom (CC:CA)	1.21
I mpp	5927 A	Power sharing within this inverter	



PVsyst V7.3.1

VC0, Fecha de simulación:
07/02/23 00:42
con v7.3.1

Características del generador FV

Conjunto #2 - CT2			
Número de módulos FV	12544 unidades	Número de inversores	28 unidades
Nominal (STC)	6774 kWp	Potencia total	5600 kWca
Módulos	448 Cadenas x 28 En series		
En cond. de funcionam. (50°C)		Voltaje de funcionamiento	500-1500 V
Pmpp	6209 kWp	Potencia máx. (=>33°C)	215 kWca
U mpp	1048 V	Proporción Pnom (CC:CA)	1.21
I mpp	5927 A	Power sharing within this inverter	
Conjunto #3 - CT3			
Número de módulos FV	12096 unidades	Número de inversores	27 unidades
Nominal (STC)	6532 kWp	Potencia total	5400 kWca
Módulos	432 Cadenas x 28 En series		
En cond. de funcionam. (50°C)		Voltaje de funcionamiento	500-1500 V
Pmpp	5987 kWp	Potencia máx. (=>33°C)	215 kWca
U mpp	1048 V	Proporción Pnom (CC:CA)	1.21
I mpp	5715 A	Power sharing within this inverter	
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	20079 kWp	Potencia total	16600 kWca
Total	37184 módulos	Número de inversores	83 unidades
Área del módulo	95044 m ²	Proporción Pnom	1.21
Área celular	88389 m ²		

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		LID - Degradación Inducida por Luz	
Frac. de pérdida	2.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Frac. de pérdida	1.5 %
		Uc (const)	29.0 W/m ² K		
		Uv (viento)	0.0 W/m ² K/m/s		
Pérdida de calidad módulo		Pérdidas de desajuste de módulo		Pérdidas de desajuste de cadenas	
Frac. de pérdida	-0.4 %	Frac. de pérdida	2.0 % en MPP	Frac. de pérdida	0.1 %
Módulo de degradación media					
Año n°	1				
Factor de pérdida	0.45 %/año				
Desajuste debido a la degradación					
Dispersión Imp RMS	0 %/año				
Dispersión Vmp RMS	0 %/año				

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

Pérdidas de cableado CC

Res. de cableado global	0.84 mΩ
Frac. de pérdida	1.3 % en STC



PVsyst V7.3.1

VCO, Fecha de simulación:
07/02/23 00:42
con v7.3.1

Pérdidas de cableado CC

Conjunto #1 - CT1		Conjunto #2 - CT2	
Res. conjunto global	1.9 mΩ	Res. conjunto global	2.9 mΩ
Frac. de pérdida	1.0 % en STC	Frac. de pérdida	1.5 % en STC
Conjunto #3 - CT3			
Res. conjunto global	3.0 mΩ		
Frac. de pérdida	1.5 % en STC		

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema		Pérdidas auxiliares	
Frac. de tiempo	2.0 %	Proporcional a la potencia	3.0 W/kW
	7.3 días,	0.0 kW del umbral de potencia	
	3 períodos		

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV			
Voltaje inversor	800 Vca tri		
Frac. de pérdida	0.34 % en STC		
Inversor: SUN2000-215KTL-H0	Inversor: SUN2000-215KTL-H0		
Sección cables (28 Inv.)	Alu 28 x 3 x 400 mm ²	Sección cables (55 Inv.)	Alu 55 x 3 x 95 mm ²
Longitud media de los cables	342 m	Longitud media de los cables	0 m
Línea MV hasta inyección			
Voltaje MV	30 kV		
Promedio de cada inversor			
Cables	Alu 3 x 240 mm ²		
Longitud	6300 m		
Frac. de pérdida	0.60 % en STC		

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV		Pérdidas operativas en STC (sistema completo)	
Voltaje medio	30 kV	Nótese bien. Transformadores MV idénticos	3
Parámetros de un transformador		Potencia nominal en STC	19.70 MVA
Potencia nominal en STC	6.57 MVA	Pérdida de hierro (Conexión 24/24)	3.94 kVA
Iron Loss (Conexión 24/24)	1.31 kVA	Pérdida de cobre	157.63 kVA
Fración de pérdida de hierro	0.02 % en STC		
Pérdida de cobre	52.54 kVA		
Fración de pérdida de cobre	0.80 % en STC		
Resistencia equivalente de bobinas	3 x 0.78 mΩ		



PVsyst V7.3.1

VCO, Fecha de simulación:
07/02/23 00:42
con v7.3.1

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

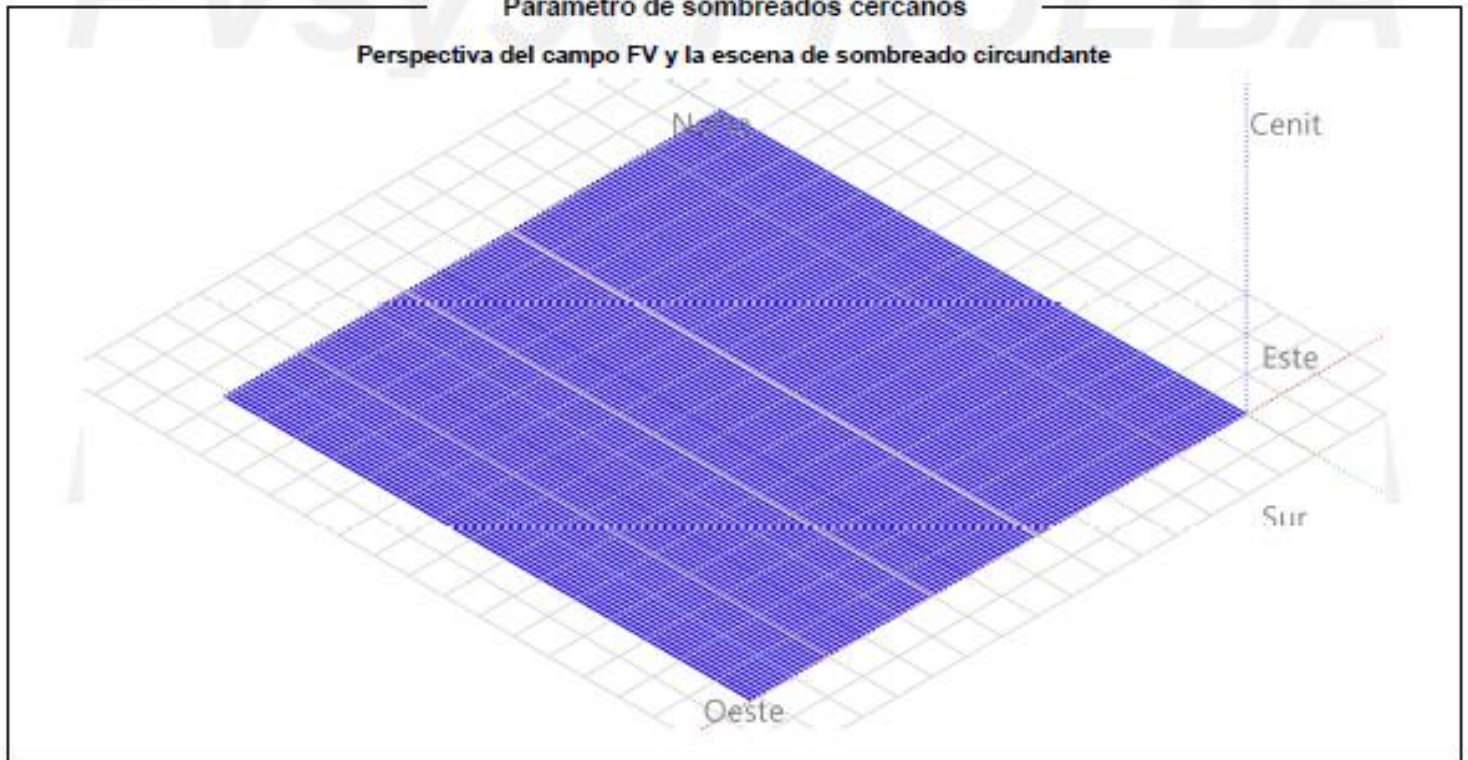
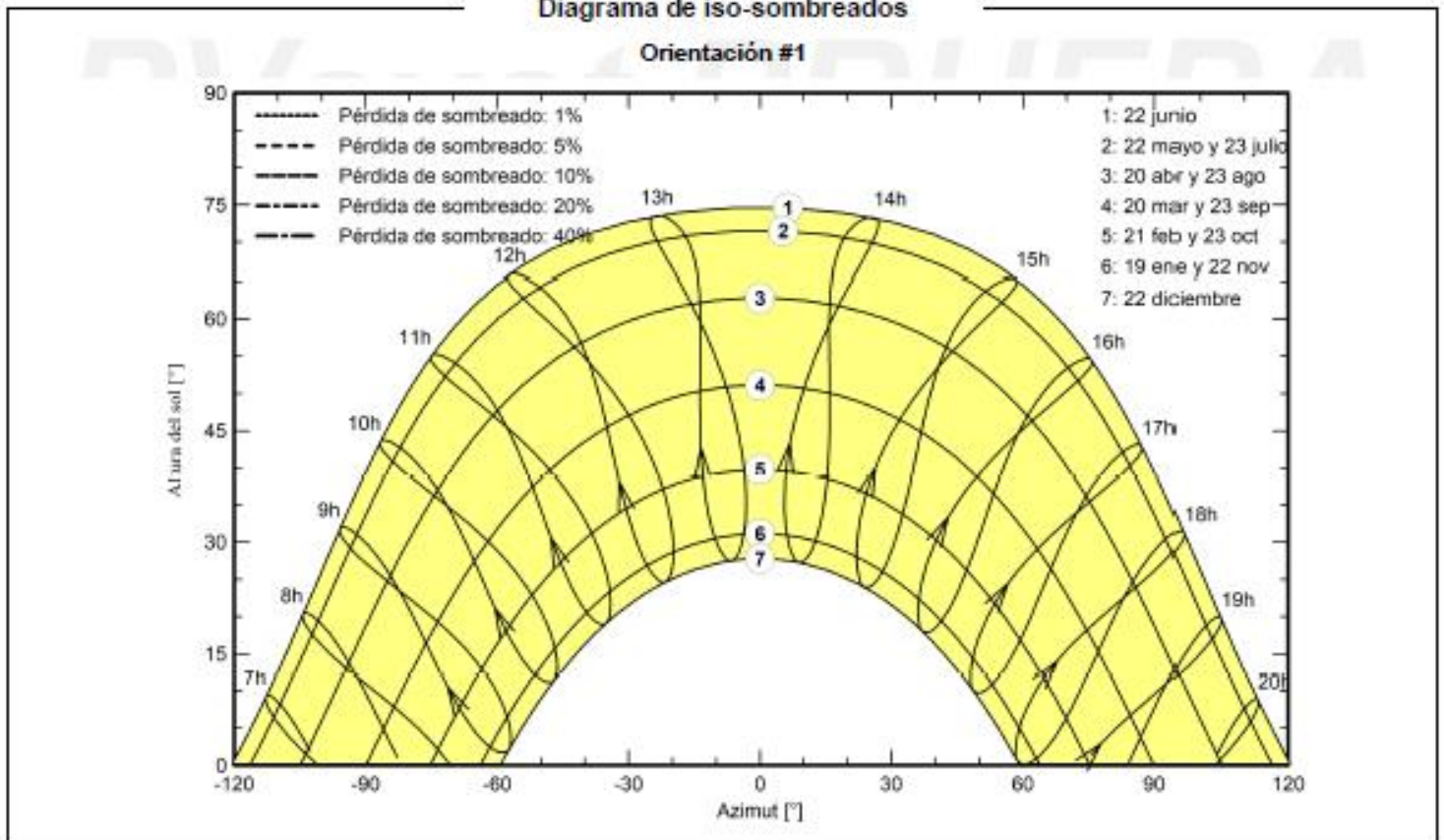


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1





PVsyst V7.3.1

VCO, Fecha de simulación:
07/02/23 00:42
con v7.3.1

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 44731977 kWh/año

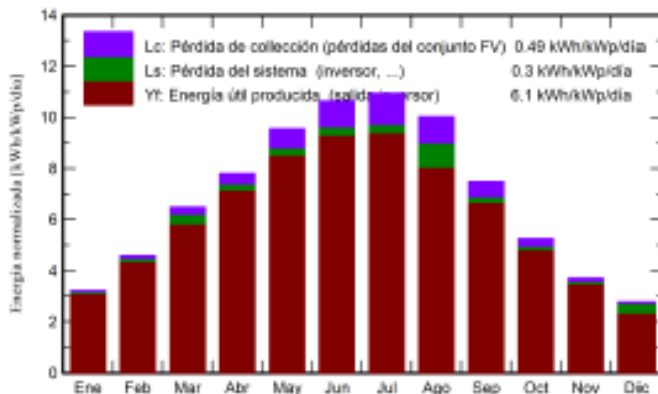
Producción específica

2228 kWh/kWp/año

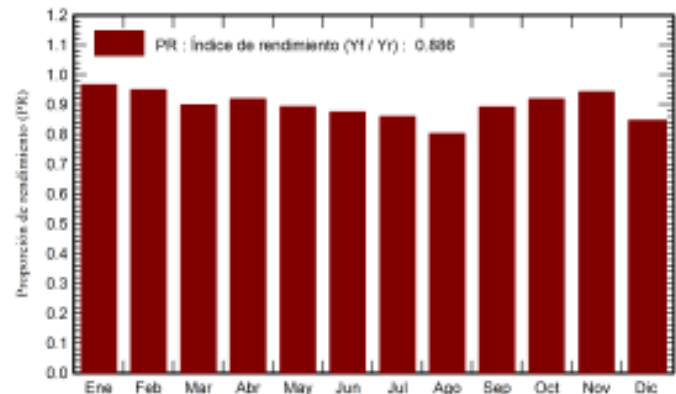
Proporción de rendimiento (PR)

88.58 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	69.1	32.64	8.51	99.8	95.3	1982408	1934579	0.966
Febrero	90.2	32.16	10.19	128.7	124.1	2523003	2452932	0.949
Marzo	139.9	49.16	13.66	201.2	194.9	3874870	3629413	0.898
Abril	170.4	62.30	15.91	234.2	227.1	4460594	4319333	0.919
Mayo	214.5	71.87	20.42	296.2	287.7	5491582	5313766	0.893
Junio	232.4	62.25	24.71	319.3	310.7	5805480	5609161	0.875
Julio	244.5	57.61	26.95	339.3	330.3	6063962	5857829	0.860
Agosto	216.5	54.26	27.29	310.9	302.5	5611428	5011398	0.803
Septiembre	160.0	52.76	23.66	224.7	218.0	4155499	4025181	0.892
Octubre	114.1	41.40	18.91	162.8	157.3	3092454	3003100	0.919
Noviembre	75.9	28.43	12.47	111.5	106.9	2166998	2110073	0.942
Diciembre	60.1	29.46	9.16	86.2	81.9	1702245	1465211	0.847
Año	1787.6	574.29	17.70	2514.9	2436.7	46930524	44731977	0.886

Leyendas

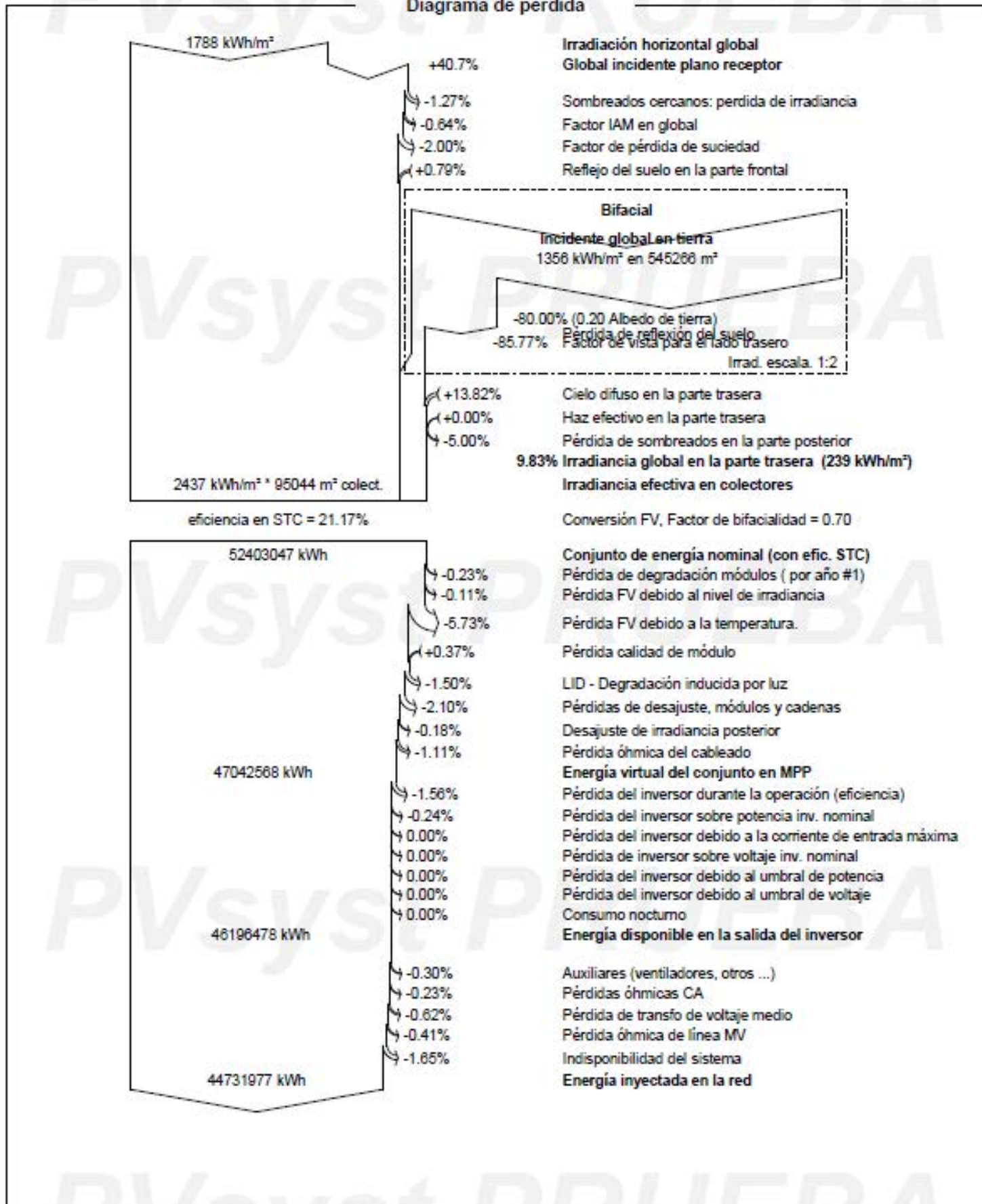
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



PVsyst V7.3.1

VCO, Fecha de simulación:
07/02/23 00:42
con v7.3.1

Diagrama de pérdida



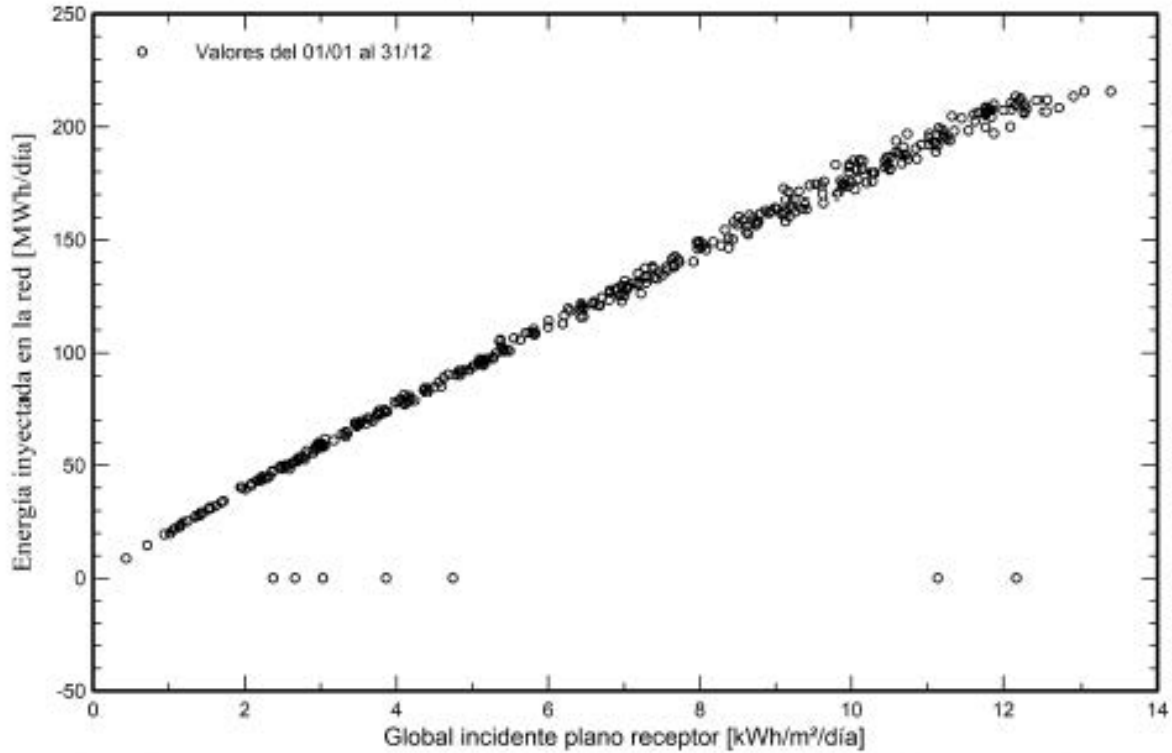


PVsyst V7.3.1

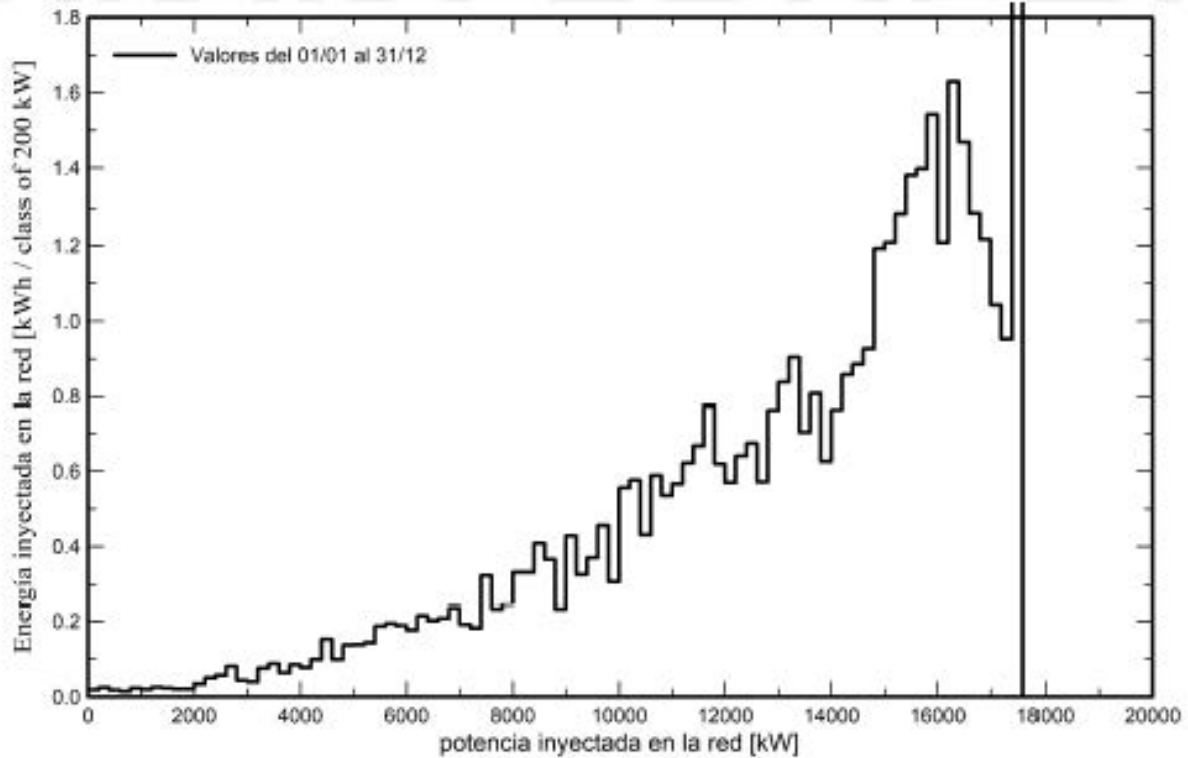
VC0, Fecha de simulación:
07/02/23 00:42
con v7.3.1

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

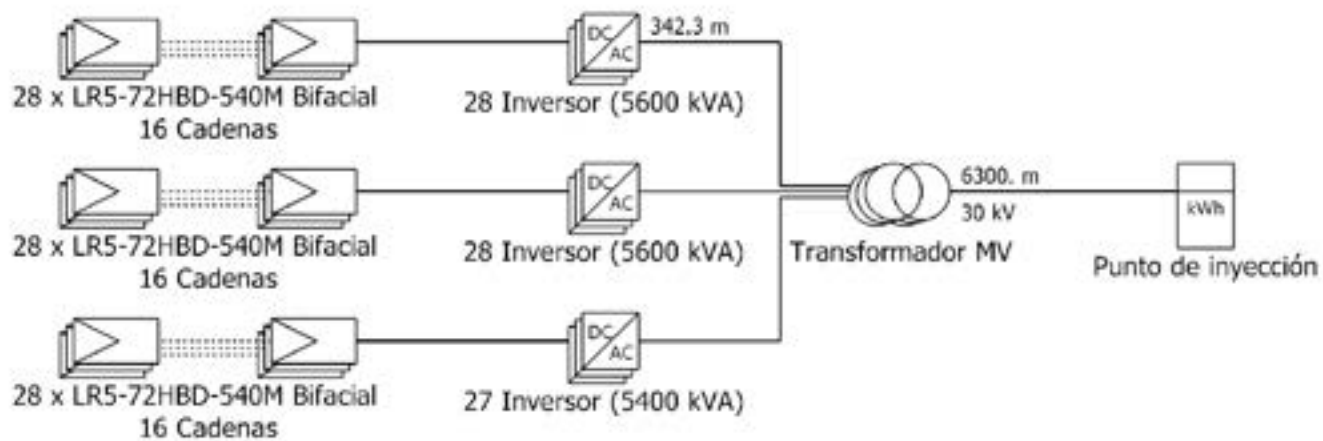




PVsyst V7.3.1

VC0. Fecha de simulación:
07/02/23 00:42
con v7.3.1

Diagrama unifilar



Módulo FV	LR5-72HBD-540M Bifacial
Inversor	SUN2000-215KTL-H0
Cadena	28 x LR5-72HBD-540M Bifacial

PFV_Los Entrines

VC0 : CASO BASE

07/02/23

REFERENCIAS

- [1] Sunpower-Invest, «Plan de desmatelamiento para planta solar fotovoltaica,» [En línea]. Available: https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Alicante/ATALFE_2020_195/4.%20Plan%20de%20desmantelamiento.pdf. [Último acceso: ene 2023].
- [2] Naturgy, «Plan de desmatelamiento,» [En línea]. Available: http://extremambiente.juntaex.es/files/2020/PSF_Jerte/Anexo%20XII_Plan%20desmantelamiento%20PSFV.pdf. [Último acceso: feb 2023].
- [3] IM2-Energía-Solar, «Pla de desmatelamiento para planta fotovoltaica conectada a red con una potencia de 28,57MWp / 24MWn y denominada "PS IM2 Castelló de Rugat",» [En línea]. Available: https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Valencia/ATALFE_2020_66/Plan%20de%20desmantelamiento%20instalacion%20y%20de%20restauracion%20terreno%20y%20entorno%20afectado.pdf. [Último acceso: feb 2023].
- [4] Huawei, «SUN2000-215KTL-H0,» [En línea]. Available: <https://b2b.technosun.com/web/image/288920?unique=154f067851ca8721d8e9433c2d0ff19bd3f1aa3b>. [Último acceso: feb 2023].
- [5] General-Cable, «Cables para instalaciones de energía solar fotovoltaica,» [En línea]. Available: <https://es.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/CAT-SOLAR-GC-2020-ES.pdf>. [Último acceso: feb 2023].
- [6] FEGA, «Visor SigPac V 4.10,» [En línea]. Available: <https://sigpac.mapama.gob.es/feqa/visor/>. [Último acceso: feb 2023].
- [7] «Transición energética y cambio climático,» Red Eléctrica, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sostenibilidad/descarbonizacion-de-la-economia/transicion-energetica-y-cambio->

- climatico. [Último acceso: feb 2023].
- [8] «Sistemas fotovoltaicos,» Ensys, [En línea]. Available: <https://www.ensys.mx/energia-solar/sistemas-fotovoltaicos.php>. [Último acceso: ene 2023].
- [9] «Seguidores solares: todo lo que necesitas saber,» SotySolar, [En línea]. Available: <https://sotysolar.es/placas-solares/seguidores-solares>. [Último acceso: ene 2023].
- [10] «REData - Balance Eléctrico,» Red Eléctrica, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/balance/balance-electrico>. [Último acceso: feb 2023].
- [11] «Objetivos 2030,» Red Eléctrica, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sostenibilidad/compromiso-con-la-sostenibilidad/objetivos-2030>. [Último acceso: ene 2023].
- [12] «Módulo fotovoltaico,» Enel Green Power, [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar/modulo-fotovoltaico>. [Último acceso: ene 2023].
- [13] «Los 3 principales sistemas fotovoltaicos: tipos y características,» KPN ENERGY SOLUTIONS, [En línea]. Available: <https://kpnenergy.com/sistemas-fotovoltaicos-tipos/>. [Último acceso: ene 2023].
- [14] «La eólica y la fotovoltaica baten récord de generación eléctrica en España en 2022,» Red Eléctrica, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/12/la-eolica-y-fotovoltaica-baten-record-de-generacion-electrica-en-espana-en-2022>. [Último acceso: ene 2023].
- [15] «La energía solar,» Enel Green Power, [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar>. [Último acceso: ene 2023].
- [16] «Historia de la fotovoltaica en España: desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030,» El periódico de la energía, [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/>. [Último acceso: ene 2023].
- [17] «Estudian nuevas estrategias de seguimiento solar en plantas fotovoltaicas para maximizar la producción eléctrica,» Universidad de Córdoba, [En línea]. Available: <https://www.uco.es/ucci/es/noticias-gen/item/3103-estudian-nuevas-estrategias-de-seguimiento-solar-en-plantas-fotovoltaicas-para-maximizar-la-produccion-electrica>. [Último acceso: feb 2023].
- [18] «Energías renovables,» APPA renovables, [En línea]. Available: <https://www.appa.es/energias-renovables/>. [Último acceso: ene 2023].
- [19] «Energía Solar Fovovoltaica. Ventajas y desventajas,» OCU, [En línea]. Available: <https://www.ocu.org/comunidad/energias-renovables/otras-energias-renovables/conversacion/5502/energia-solar-fotovoltaica-ventajas-y-desventajas>. [Último acceso: ene 2023].
- [20] «Energía eólica. Qué es, cómo funciona, ventajas y desventajas,» factor energia, [En línea]. Available: <https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-eolica/>. [Último acceso: feb 2023].
- [21] «Energía aerotérmica,» Wikipedia, [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_aerot%C3%A9rmica. [Último acceso: feb 2023].

- [22] «El hidrógeno verde: la energía del futuro clave en la descarbonización,» acciona, [En línea]. Available: https://www.acciona.com/es/hidrogeno-verde/?_adin=02021864894. [Último acceso: feb 2023].
- [23] «Curso de Energía Solar 3.0,» Academia de Energía Solar, [En línea]. Available: https://academiaenergiasolar.com/p/curso_gratis_fotovoltaica. [Último acceso: dic 2022].
- [24] «Catálogo - Inversores solares,» SotySolar, [En línea]. Available: <https://sotysolar.es/blog/que-son-los-inversores-fotovoltaicos>. [Último acceso: feb 2023].
- [25] «Catálogo - Estructura paneles solares,» AutoSolar, [En línea]. Available: <https://autosolar.es/estructura-paneles-solares>. [Último acceso: feb 2023].
- [26] «Breve repaso por la evolución fotovoltaica en España,» SolarMente, [En línea]. Available: <https://solarmente.es/blog/breve-repaso-por-la-evolucion-fotovoltaica-en-espana>. [Último acceso: ene 2023].
- [27] «Breve Historia de la Energía Solar Fotovoltaica en España,» Bester, [En línea]. Available: <https://bester.energy/historia-energia-solar-fotovoltaica-espana/>. [Último acceso: ene 2023].
- [28] «Aeroterminia, una opción sostenible y eficiente,» Iberdrola, [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-aeroterminia-y-bombas-de-calor>. [Último acceso: feb 2023].
- [29] «¿Qué son los paneles solares, cómo funcionan y cuál es su futuro?,» BBVA, [En línea]. Available: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-son-los-paneles-solares-como-funcionan-y-cual-es-su-futuro/>. [Último acceso: feb 2023].
- [30] «¿Qué son las energías limpias?,» Iberdrola, [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energias-limpias>. [Último acceso: ene 2023].
- [31] «¿Qué es y cómo funciona un inversor fotovoltaico?,» SunFiled Europe, [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/funcionamiento-inversor-fotovoltaico/>. [Último acceso: feb 2023].
- [32] «¿Qué es la energía solar? Tipos y aplicaciones,» SunFields Europe, [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/energia-solar/>. [Último acceso: ene 2023].
- [33] «¿Qué es la energía solar térmica?,» APREAN, [En línea]. Available: <https://www.aprean.com/energia-solar-termica/>. [Último acceso: feb 2023].
- [34] «¿Qué es la energía hidroeléctrica?,» Iberdrola, [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-hidroelectrica>. [Último acceso: feb 2023].
- [35] «¿Qué es la energía geotérmica y cuáles son sus ventajas?,» Repsol, [En línea]. Available: <https://www.repsol.com/es/energia-innovacion/energia-futuro/transicion-energetica/energia-geotermica/index.cshtml>. [Último acceso: ene 2023].
- [36] «¿Qué es la energía eólica, cómo se transforma en electricidad y cuáles son sus ventajas?,» Iberdrola, [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energia-eolica>. [Último acceso: ene 2023].
- [37] «¿Qué es la biomasa?,» Santander Universidades, [En línea]. Available: <https://www.becas-santander.com/es/blog/biomasa.html>. [Último acceso: dic 2022].

- [38] «¿Qué es el efecto fotovoltaico? Uso en placas solares,» solar-energia, [En línea]. Available: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/efecto-fotovoltaico#para-que-se-utiliza-el-efecto-fotovoltaico>. [Último acceso: dic 2022].
- [39] «¿Qué es Aerotermia? ¿Cómo funciona? Sistemas e instalación,» Toshiba, [En línea]. Available: <https://www.toshiba-aire.es/que-es-aerotermia/>. [Último acceso: feb 2023].
- [40] CDT, «El parque eólico marino más grande del mundo ya está operativo,» [En línea]. Available: <https://www.cdt.cl/wp-content/uploads/2022/09/El-parque-e%C3%B3lico-marino-m%C3%A1s-grande-del-mundo-ya-est%C3%A1-operativo-1024x683.jpg>.
- [41] E. M. Magazine, «Enel Green Power comienza nuevo parque eólico en México,» [En línea]. Available: <https://e-management.mx/website/wp-content/uploads/2015/12/A0CE0042899.jpg>. [Último acceso: 01 2023].
- [42] «Elona y Enerhi invertirán 500 millones de euros en parques solares en España,» Energías renovables, [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/ficheroenergias/fotos/agenda/ampliada/e/elonacapital.jpg>.
- [43] «La torre más alta del mundo en una central solar ya está terminada,» Energías renovables, [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/termosolar/la-torre-mas-alta-del-mundo-para-20200129>.
- [44] «Los coches eléctricos pueden ayudar a mejorar la conservación de los ríos,» agenciasinc, [En línea]. Available: <https://www.agenciasinc.es/Noticias/Los-coches-electricos-pueden-ayudar-a-mejorar-la-conservacion-de-los-rios>. [Último acceso: Enero 2023].
- [45] «LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO SON SOLO EÓLICA Y SOLAR,» ecomedioambiente, [En línea]. Available: <http://ecomedioambiente.com/energias-renovables/las-energias-renovables-no-son-solo-eolica-y-solar/>. [Último acceso: Enero 2023].
- [46] «Célula fotovoltaica,» Energy Education, [En línea]. Available: https://energyeducation.ca/Enciclopedia_de_Energia/index.php/C%C3%A9lula_fotovoltaica. [Último acceso: Enero 2023].
- [47] «Radiación, Geometría, Recorrido óptico, Irradiancia,» SUN FIELDS Europe, [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>. [Último acceso: Enero 2023].
- [48] «La energía solar,» Enel Green Power, [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar>. [Último acceso: Enero 2023].
- [49] «Bifacial Power Generation,» Solactra, [En línea]. Available: <https://www.solactra.com/Bifacial-Power>. [Último acceso: Enero 2023].
- [50] Longi Solar, «LR5-72HBD 530-550M,» 2018.
- [51] Hauwei, «Datasheet: SUN2000-90KTL-H2 Smart String Inverter,» Hauwei, [En línea]. Available: <https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fapac%2Fdatasheet%2FSUN2000-90KTL-H2.pdf>.

[52] Hauwei, «STS-6000K-H1 Technical Specification For 32 x SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL».

[53] Solar Steel Gonvarri Industries, «TracSmart 1V Datasheet».