



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de  
12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

AUTOR/A: Dávila Martínez, David

Tutor/a: Roldán Blay, Carlos

Cotutor/a: Roldán Porta, Carlos

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

**TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

# **PROYECTO DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A RED DE 12MW<sub>p</sub> EN MONFORTE DEL CID, PROVINCIA DE ALICANTE**

AUTOR: DAVID DÁVILA MARTÍNEZ

TUTOR: CARLOS ROLDÁN BLAY

COTUTOR: CARLOS ROLDÁN PORTA

**Curso Académico: 2021-22**

## RESUMEN

El presente trabajo trata del diseño de un parque solar fotovoltaico en suelo con conexión a la red de 12MWp y su interconexión a 20kV a subestación. Se presenta una introducción exponiendo la situación energética actual y cómo la fotovoltaica se debe convertir en un pilar muy importante en la transición energética. Después, se selecciona el emplazamiento adecuado de la instalación teniendo en cuenta las restricciones del terreno y la distancia al punto de acceso donde se va a verter la energía a la red.

Se definen los elementos primordiales de la instalación con las últimas tecnologías que nos ofrece el mercado, así como los cálculos justificativos de los mismos. Seguidamente se realizará un estudio de producción energética anual y de los 30 años de vida de la planta por medio del software PVSyst. Por último, se presenta un presupuesto junto con un estudio económico para comprobar la rentabilidad de la inversión.

**Palabras Clave:** Instalación fotovoltaica, conexión a red, viabilidad, línea de evacuación.

## RESUM

El present treball tracta del disseny d'un parc solar fotovoltaic en sòl amb connexió a la xarxa de 12MWp i la seua interconnexió a 20kV a subestació. Es presenta una introducció exposant la situació energètica actual i com la fotovoltaica s'ha de convertir en un pilar molt important en la transició energètica. Després, se selecciona l'emplaçament adequat de la instal·lació tenint en compte les restriccions del terreny i la distància al punt d'accés on s'abocarà l'energia a la xarxa.

Es defineixen els elements primordials de la instal·lació amb les últimes tecnologies que ens ofereix el mercat, així com els càlculs justificatius d'aquests. Seguidament es realitzarà un estudi de producció energètica anual i dels 30 anys de vida de la planta per mitjà del programari PVSyst. Finalment, es presenta un pressupost juntament amb un estudi econòmic per a comprovar la rendibilitat de la inversió.

**Paraules Clau:** Instal·lació fotovoltaica, connexió a xarxa, viabilitat, línia d'evacuació.



## ABSTRACT

This paper deals with the design of a ground-mounted photovoltaic solar park with 12MWp grid connection and its interconnection at 20kV to a substation. An introduction is presented exposing the current energy situation and how photovoltaics should become a very important pillar in the energy transition. Then, the appropriate location of the installation is selected taking into account the terrain restrictions and the distance to the access point where the energy is going to be fed into the grid.

The main elements of the installation are defined with the latest technologies offered by the market, as well as the calculations justifying them. Next, a study of the annual energy production and the 30-year life of the plant will be carried out using PVSyst software. Finally, a budget is presented together with an economic study to check the profitability of the investment.

**Keywords:** Photovoltaic installation, grid connection, feasibility, evacuation line.

## ÍNDICE DOCUMENTOS

1. MEMORIA DESCRIPTIVA
2. PRESUPUESTO
3. PLANOS

## ÍNDICE MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN .....	7
1.1.	Antecedentes .....	7
1.2.	Situación actual .....	9
1.3.	Situación en España.....	9
1.4.	Energía fotovoltaica en España .....	11
2.	OBJETO DEL PROYECTO .....	12
3.	EMPLAZAMIENTO .....	13
4.	NORMATIVA APLICABLE .....	15
4.1.	Normativa de carácter nacional .....	15
4.2.	Normativa de carácter autonómico .....	15
4.3.	Normativa UNE.....	15
5.	SELECCIÓN DE EQUIPOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN .....	17
5.1.	Paneles fotovoltaicos .....	17
5.2.	Estructura soporte.....	20
5.3.	Inversor.....	22
5.4.	Estaciones de inversor central .....	24
5.5.	Cableado.....	26
5.5.1.	Cableado de baja tensión .....	26
5.5.2.	Cableado de media tensión.....	27
5.6.	Sistema de puesta a tierra.....	28
5.7.	Sistema de control y monitorización de la planta.....	29
5.8.	Resumen de los equipos de la planta.....	29
6.	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS .....	33
6.1.	Tamaño del array.....	33

6.2.	Cálculo de la potencia total del generador fotovoltaico .....	35
6.3.	Selección del pitch.....	35
6.4.	Cableado de baja tensión .....	36
6.4.1.	Tramo A: Desde Strings a DC Combiner box .....	37
6.4.2.	Tramo B: Desde la DC Combiner box hasta el inversor central.....	45
6.5.	Cableado de media tensión.....	47
6.5.1.	Tramo C: De estaciones de inversor central a Centro de Seccionamiento .....	52
6.5.2.	Tramo D: Línea de evacuación del Centro de Seccionamiento a ST Novelda .....	53
6.6.	Sistema de puesta a tierra.....	54
6.6.1.	Protección de puesta a tierra de baja tensión .....	54
6.6.2.	Puesta a tierra de las estaciones de media tensión .....	56
6.6.3.	Comprobación de tensiones de paso y de contacto .....	57
6.7.	Protecciones de la instalación .....	59
6.7.1.	Protecciones de corriente continua. Tramo strings a DC Combiner box .....	59
6.7.2.	Protecciones del lado de DC Combiner Box a inversor central.....	60
7.	PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA .....	61
7.1.	Archivo meteorológico .....	61
7.1.1.	PVGIS .....	61
7.1.2.	Datos meteorológicos .....	61
7.2.	Método de cálculo.....	62
7.2.1.	Cálculo de la energía incidente .....	62
7.2.2.	Energía de MPP del inversor .....	63
7.2.3.	Energía total del sistema .....	63
7.2.4.	Estimación de las pérdidas del sistema y cálculo del PR.....	63
7.3.	Modelo Bifacial.....	69
7.4.	Resultados. Producción P50 .....	69
7.5.	Estimación de producción de la vida útil del proyecto .....	75
8.	ESTUDIO ECONÓMICO .....	77
8.1.	Costes .....	77
8.1.1.	CAPEX .....	77
8.1.1.1.	Coste de la instalación.....	78
8.1.1.2.	Coste de desarrollo.....	78
8.1.1.3.	Alquiler o compra del terreno .....	78
8.1.1.4.	Cuota ICIO.....	78

8.1.1.5.	Licencia de obras .....	79
8.1.1.6.	Solicitud del punto de conexión .....	79
8.1.2.	OPEX .....	79
8.1.2.1.	Costes de gestión, mantenimiento y operación.....	79
8.1.2.2.	Seguros .....	79
8.1.3.	Impuestos y otros gastos.....	80
8.2.	Ingresos .....	81
8.3.	Indicadores de viabilidad económica .....	84
8.3.1.	VAN.....	84
8.3.2.	TIR.....	87
8.3.3.	Payback.....	88
9.	CONCLUSIONES .....	102
10.	BIBLIOGRAFÍA .....	103

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: Evolución en las emisiones globales de CO2 procedentes de combustibles fósiles. Fuente: Global Carbon Project, <a href="http://www.epdata.es">www.epdata.es</a> (10/09/2022) .....	7
FIGURA 2: Variación de la temperatura media global desde 1950. Fuente: <a href="http://www.elordenmundial.com">www.elordenmundial.com</a> (10/09/2022) .....	8
FIGURA 3: Previsión del precio de la electricidad en Europa el día 23-8-2022. Fuente: ENTSOe.....	9
FIGURA 4: Evolución del precio de la electricidad a lo largo del año. Fuente: OMIE (30/08/2022) .....	10
FIGURA 5: Porcentajes de la estructura de la generación por tecnologías del sistema eléctrico español. Fuente: REE (10/09/2022) .....	10
FIGURA 6: Potencia eléctrica instalada de solar fotovoltaica. Fuente: REE (10/09/2022) .....	11
FIGURA 7: Vista aérea del emplazamiento. Fuente: Google Earth .....	14
FIGURA 8: Estructura fija. Fuente: Axial Structural Solutions (10/09/2022).....	20
FIGURA 9: Seguidor Solar a un eje. Fuente: Made-in-China (10/09/2022).....	21
FIGURA 10: Seguidor solar a dos ejes. Fuente: Alibaba (10/09/2022).....	21
FIGURA 11: Inversor central PV Proteus. Fuente: Catálogo Gamesa Electric .....	23
FIGURA 12: Estación de inversor central. Fuente: Catálogo Gamesa Electric .....	25
FIGURA 13: Estación 8,2 MVA y 4,1 MVA. Fuente: Elaboración propia .....	26
• FIGURA 14: Cable solar modelo EXZHELLENT. Fuente: Catálogo General Cable .....	26
FIGURA 15: Cable AC/DC modelo HARMONY. Fuente: Catálogo General Cable .....	27
FIGURA 16: Cable de media tensión modelo VULPREN. Fuente: Catálogo General Cable .....	28
FIGURA 17: Distancias entre seguidores. Fuente: Elaboración propia .....	36
FIGURA 18: Método de instalación sobre bandeja no perforada. Tabla A.52.3 .....	37
FIGURA 19: Método de instalación en conducto cerrado en el suelo. Tabla A.52.3 .....	37
FIGURA 20: Corrientes admisibles de cables aislados con dos conductores cargados. Tabla B.52.3 ...	39

FIGURA 21: Factores de corrección para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 20°C a aplicar a los valores de corriente admisibles para cables en conductor en el suelo. Tabla B.52.15.....	40
FIGURA 22: Factores de corrección para cables enterrados directamente en el suelo o en conductos enterrados para terrenos de resistividad diferente de 2,5 K·m/W a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para el método de referencia D. Tabla B.52.16 .....	41
FIGURA 23: Factores de reducción para más de un circuito, cables en conductos enterrados en el suelo - Método de instalación D1. Tabla B.52.19.....	42
FIGURA 24: Método de instalación para cables unipolares con cubierta en el suelo. Tabla A.52.3.....	45
FIGURA 25: Corrientes admisibles para dos conductores cargados. Tabla 52.B.1.....	46
FIGURA 26: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados. Tabla 6 (norma) .....	49
FIGURA 27: Características eléctricas cable 12/20kV. Fuente: Catálogo General Cable.....	50
FIGURA 28: Factor de corrección para temperatura distinta de 25 °C. Tabla 7.....	50
FIGURA 29: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W. Tabla 8 ITC LAT-6.....	50
FIGURA 30:Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares. Tabla 10 ITC LAT-6 ..	51
FIGURA 31: Factor de corrección para profundidades de la instalación distintas a 1 m. Tabla 11 ITC LAT-6.....	51
FIGURA 32: Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad el terreno y las características del electrodo. Fuente: ITC-BT-18 .....	54
FIGURA 33: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno. Fuente: ITC-BT-18 .....	54
FIGURA 34: Esquema de distribución IT. Fuente: Bender.es .....	55
FIGURA 35: Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra. Fuente: ITC-BT-18 .....	56
FIGURA 36: Puesta a tierra rectángulo de 6x2,5m <sup>2</sup> a profundidad 0,8m. Fuente: UNESA .....	57
FIGURA 37: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada Uca en función de la duración de la corriente de falta tF. Fuente: MIE RAT-13.....	58
FIGURA 38: Horizonte del emplazamiento de Monforte del Cid. Fuente: PVSyst .....	65
FIGURA 39: Simulación 3D para el cálculo de las sombras cercanas. Fuente: PVSyst .....	66
FIGURA 40: Resumen general del sistema. Fuente: PVSyst .....	70
FIGURA 41: Características generales del proyecto. Fuente: PVSyst .....	71
FIGURA 42: Características del array fotovoltaico I. Fuente: PVSyst .....	71
FIGURA 43: Características del array fotovoltaico II. Fuente: PVSyst .....	71
FIGURA 44: Pérdidas del sistema. Fuente: PVSyst .....	72
FIGURA 45: Resultados de la simulación. Fuente: PVSyst.....	73
FIGURA 46: Diagrama de pérdidas. Fuente: PVSyst .....	74
FIGURA 47: VAN del proyecto. Fuente: Elaboración propia .....	87
FIGURA 48: TIR del proyecto. Fuente: Elaboración propia.....	87
FIGURA 49: Gráfico del flujo de caja acumulado. Fuente: Elaboración propia .....	88

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: Resumen de las parcelas catastrales. Fuente: Elaboración propia.....	13
TABLA 2: Comparativa de módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia .....	19
TABLA 3: Características Inversor Proteus PV 4100. Fuente: Elaboración propia .....	24
TABLA 4: Datos de partida para el cálculo del array. Fuente: Elaboración propia.....	33

TABLA 5: Iteraciones para la selección del pitch. Fuente: Elaboración propia .....	36
TABLA 6: Datos de partida del cableado de CC para el tramo A. Fuente: Elaboración propia .....	38
TABLA 7: Cálculo de las pérdidas para cada string. Fuente: Elaboración propia .....	44
TABLA 8: Caída de tensión para el tramo A. Fuente: Elaboración propia .....	44
TABLA 9: Cálculo de las pérdidas desde la combiner box. Fuente: Elaboración propia .....	47
TABLA 10: Caída de tensión para el tramo B. Fuente: Elaboración propia .....	47
TABLA 11; Tabla resumen del cableado de media tensión. Fuente: Elaboración propia .....	48
TABLA 12: Cálculo de la resistencia a tierra. Elaboración propia .....	55
TABLA 13: Datos meteorológicos Monforte del Cid. Fuente: PVGIS.....	62
TABLA 14: Estimación producción durante la vida de la planta. Fuente: Elaboración propia .....	76
TABLA 15: Inversión total en el año cero (PAC). Fuente: Elaboración propia.....	80
TABLA 16: Costes anuales esperados en la instalación. Fuente: Elaboración propia .....	81
TABLA 17: Desglose del balance neto de energía. Fuente: Elaboración propia.....	82
TABLA 18: Ingresos totales del escenario 1. Fuente: Elaboración propia .....	83
TABLA 19: Ingresos totales del escenario 2. Fuente: Elaboración propia .....	84
TABLA 20: Flujos de caja acumulados Escenario 1. Fuente: Elaboración propia .....	86
TABLA 21: Flujos de caja acumulados Escenario 2. Fuente: Elaboración propia .....	87
TABLA 22: Payback del proyecto. Fuente: Elaboración propia .....	88
TABLA 23: Resumen PBL de la instalación. Fuente: Elaboración propia .....	101

# MEMORIA DESCRIPTIVA

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Antecedentes

En las últimas décadas el calentamiento global se ha convertido en uno de los grandes problemas mundiales. La primera persona que alertó sobre el impacto del CO<sub>2</sub> en la atmósfera fue Svante August Arrhenius en abril de 1896 a través de uno de sus ensayos “La influencia del ácido carbónico en el aire, sobre la temperatura del suelo”.

No fue hasta mediados de los años 70 cuando se expuso por primera vez el término “calentamiento global” y para 1988 se empezó a vincular este término con el de “efecto invernadero”.

En 1995 los científicos hablaban por primera vez de una brecha en la capa de ozono provocado por los gases de efecto invernadero que hacían que penetrase mayor radiación emitida por el sol.

La expresión “calentamiento global” que solo hacía referencia a la temperatura de la superficie del globo terrestre, se sustituyó por el término “cambio climático” que incluía otros efectos secundarios además del calentamiento de la superficie terrestre.

El cambio climático es una modificación en el clima, atribuido a los efectos del ser humano en los procesos industriales. El principal motivo del cambio climático se debe a la emisión masiva de gases de efecto invernadero a la atmósfera que deterioran la capa de ozono permitiendo que llegue más radiación incidente del sol. El gas más conocido es el CO<sub>2</sub>, que causa el 63 % del calentamiento global. A esta causa se suman otras que están provocando el calentamiento global como son la deforestación y el crecimiento acelerado de la población.

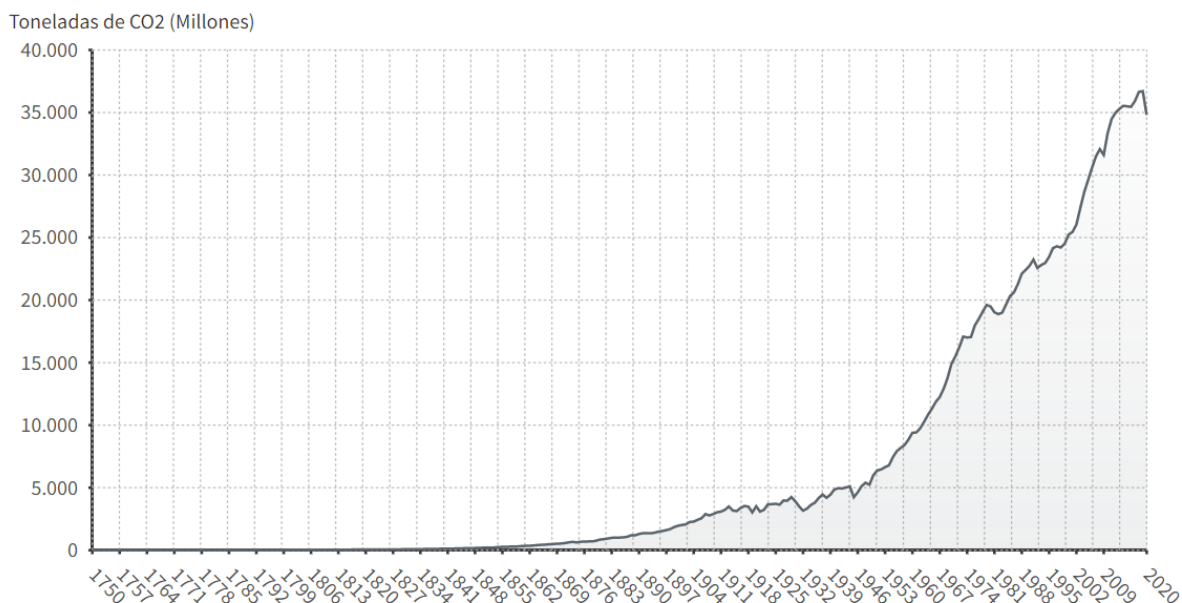


FIGURA 1: Evolución en las emisiones globales de CO<sub>2</sub> procedentes de combustibles fósiles. Fuente: Global Carbon Project, [www.epdata.es](http://www.epdata.es) (10/09/2022)



Los principales efectos del cambio climático se manifiestan en el aumento de la temperatura media global, descenso de las precipitaciones, fenómenos meteorológicos de gran magnitud, el aumento del nivel del mar y los deshielos provocados en el Ártico y en las zonas de bajas temperaturas.

Lo que más preocupa es la velocidad con la que ocurre este aumento, complicando la adaptación del ser humano y de la naturaleza. La temperatura media global ha aumentado prácticamente 1 °C desde los años 70.

A continuación, se muestra una gráfica que contiene la variación de la temperatura media global anual desde el año 1950 hasta el año 2021:

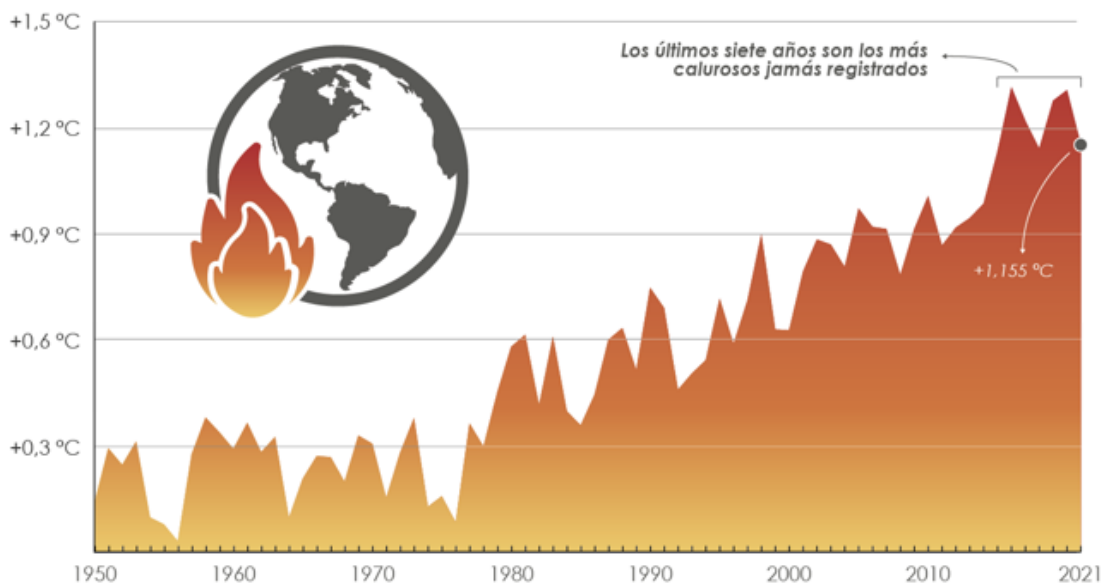


FIGURA 2: Variación de la temperatura media global desde 1950. Fuente: [www.elordenmundial.com](http://www.elordenmundial.com) (10/09/2022)

Con el fin de controlar y mitigar las consecuencias del cambio climático las grandes potencias mundiales han puesto en vigor varios planes de contingencias con objetivos y medidas para reducir la emisión de gases de efecto invernadero. El Protocolo de Kyoto (1997) por el cual los países industrializados se comprometían a reducir las emisiones de estos gases. En 2015, a través del Acuerdo de París se establecieron nuevos acuerdos centrándose en tres objetivos principales:

- Mantener el aumento de temperatura global por debajo de los 2 °C, con la intención ambiciosa de limitarlo a 1,5 °C.
- Mejorar la capacidad de adecuación de los efectos del cambio climático, promoviendo un futuro energético con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.
- Realizar esfuerzos económicos para conseguir mitigar los efectos sobre el clima.

Para poder alcanzar los objetivos propuestos y disminuir la emisión de gases de efecto invernadero se persigue sustituir las energías provenientes de combustibles fósiles por energía procedente de origen renovable, más limpias y seguras. Del mismo modo, se persiguen objetivos de eficiencia energética que permitan reducir la cantidad de energía a generar.

## 1.2. Situación actual

En los últimos años, estamos experimentando un incremento en la demanda energética mundial. La principal causa de este aumento son la necesidad de sustituir la generación de energía mediante combustibles fósiles por fuentes renovables también llamado proceso de descarbonización. A este hecho se suman, el avance tecnológico y el aumento acelerado de la población mundial que hacen que sea necesaria mucha más energía de la que se demandaba décadas atrás.

Este proceso de electrificación de la energía supone un aumento de la demanda de electricidad desacoplando la oferta y la demanda encareciendo los precios de la energía. Otros factores de carácter geopolítico también están afectando a los mercados energéticos. El principal conflicto bélico entre Rusia y Ucrania con la invasión de Rusia se ha manifestado con el cierre de los gaseoductos rusos como amenaza a las sanciones de la UE, provocando la escasez de gas y elevando el precio de la energía en Europa hasta los niveles más elevados de toda su historia.

Average Day-Ahead Market prices for 2022-08-23

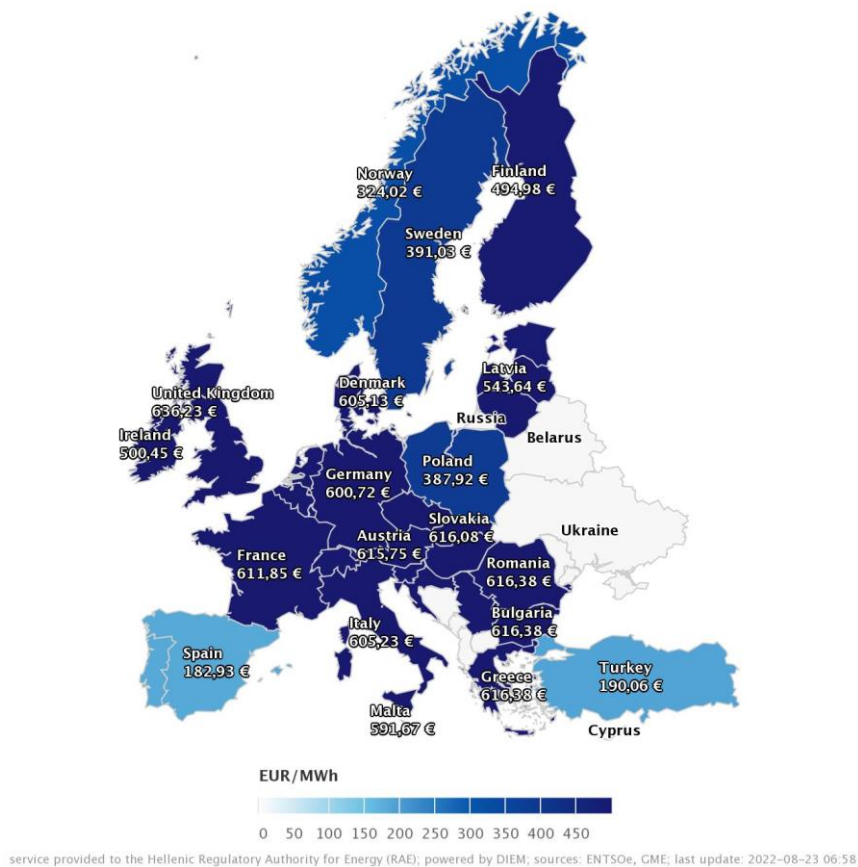


FIGURA 3: Previsión del precio de la electricidad en Europa el día 23-8-2022. Fuente: ENTSOe

## 1.3. Situación en España

A lo largo del año, España ha tenido precios de la electricidad similares a los de toda Europa registrando máximos históricos en el mes de marzo de 2022 debido principalmente a la invasión de Rusia a Ucrania.

En estos últimos meses hemos experimentado en España un descenso del precio de la luz en el mercado ibérico mientras en el resto de Europa se mantienen los precios registrados a lo largo del año. Esto se debe al desacoplamiento de España del sistema eléctrico europeo y a la capacidad de no depender del gas ruso, importándolo desde Argelia. A continuación, se muestra una gráfica con la evolución del precio de la electricidad en España durante este año 2022:



FIGURA 4: Evolución del precio de la energía eléctrica en España durante este año. Fuente: OMIE (30/08/2022)

Para poder mantener y regular estos precios es necesario tener un mix energético suficiente y equilibrado que permita cubrir la demanda eléctrica nacional sin necesidad de emplear el gas. Se denomina 'mix energético' al conjunto de tecnologías empleadas para satisfacer la demanda de energía.

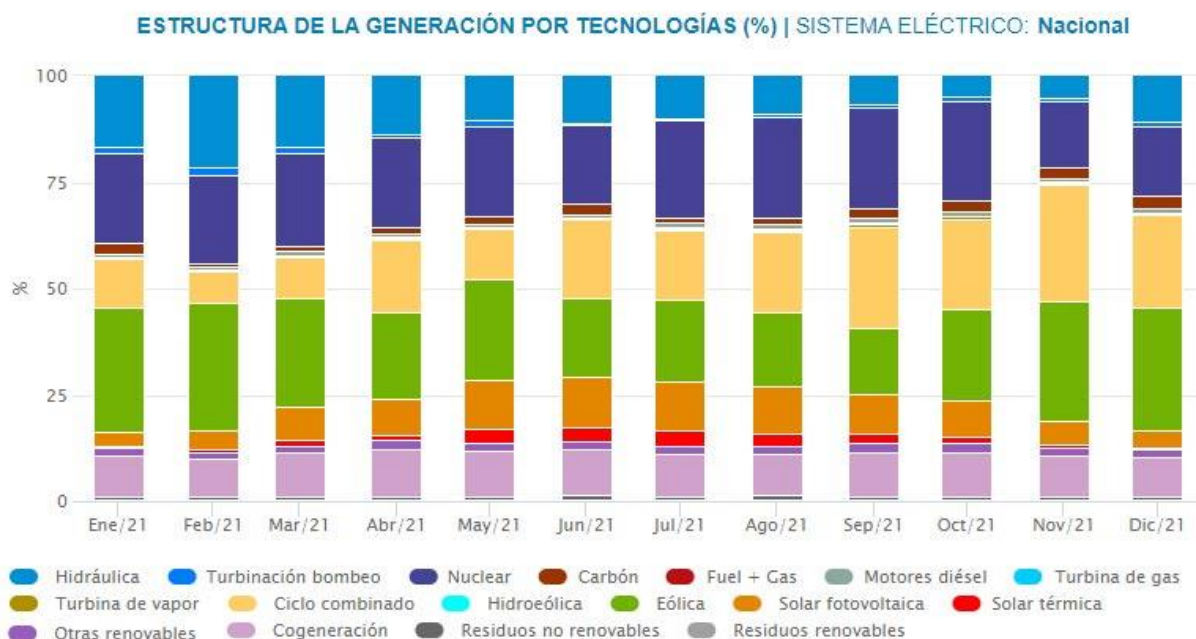


FIGURA 5: Porcentajes de la estructura de la generación por tecnologías del sistema eléctrico español. Fuente: REE (10/09/2022)

Como se puede ver en la figura anterior a lo largo de los meses se observa el gran aporte de las energías renovables. En la actualidad más del 47,6 % de la energía producida en España tiene su origen en instalaciones renovables. Su principal inconveniente es que son bastante erráticas a lo largo del tiempo ya que dependen de las condiciones meteorológicas lo que las dota de cierta aleatoriedad.

Las energías renovables y su integración dentro del mix energético es un factor crucial para reducir la explotación de otras energías más contaminantes como pueden ser los combustibles fósiles. Una de estas energías es la fotovoltaica de la cual se hará una descripción de su situación en España.

#### 1.4. Energía fotovoltaica en España

Debido al clima España es un sitio propicio para la instalación de energía fotovoltaica. Según datos de Green Rhino Energy nuestro país alcanza una irradiación solar de entre 1600 kW/m<sup>2</sup> y 1950 kW/m<sup>2</sup> siendo el país europeo que más potencia puede generar. Los principales competidores son los países del Mediterráneo que tienen un clima similar a España pero que no poseen grandes mesetas o dehesas donde albergar la energía. Las principales ventajas de esta tecnología son:

- Precio bajo con unos rendimientos altos.
- Reducción de costes a lo largo de los años
- Menos errática que otras renovables como la eólica
- Energía limpia que no emite sustancias tóxicas ni contaminantes al aire
- Compatible con multitud de tecnologías (almacenamiento, hidrógeno verde, agrovoltaica, etc)

En España actualmente hay instalados unos 15 GW. A continuación, se muestra una gráfica con la evolución de la potencia eléctrica instalada desde 2015:

##### Potencia eléctrica instalada de solar fotovoltaica

Sistema eléctrico nacional 2015-2021 | En MW

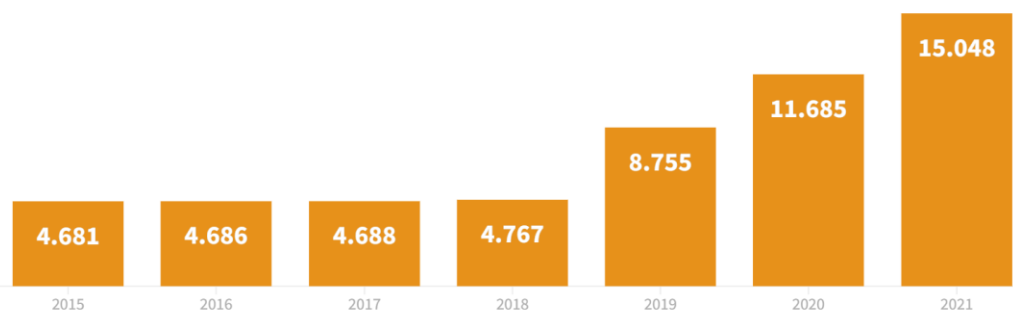


FIGURA 6: Potencia eléctrica instalada de solar fotovoltaica. Fuente: REE (10/09/2022)

En cuanto al futuro, será necesario realizar avances tecnológicos para suplir la principal limitación de las renovables incluyendo la fotovoltaica. Se trata de la nula capacidad de adaptación a la demanda eléctrica debido a la intermitencia de estas energías. Uno de los focos que podrían solucionar este problema es el almacenamiento en baterías. El problema actualmente con el almacenamiento se basa en dos pilares, escasez de materiales de fabricación y tecnología con costes de producción muy altos que hacen poco rentable la instalación de baterías en los parques fotovoltaicos.

## 2. OBJETO DEL PROYECTO

El objetivo del siguiente trabajo es desarrollar el diseño de un parque solar fotovoltaico de 12MWp localizado en el municipio de Monforte del Cid, provincia de Alicante. Se trata de una instalación fotovoltaica conectada a la red de transporte a una tensión de servicio de 20kV donde se inyectará la energía generada por la planta.

La línea de evacuación será soterrada y será la encargada de transportar la energía de la planta a la subestación de conexión ST Novelda, propiedad de Iberdrola distribución (i+DE).

A lo largo del documento se definirán las particularidades técnicas y económicas de los equipos de la planta escogidos, justificación de su elección y dimensionamiento de los mismos. Finalmente, se llevará a cabo un estudio económico para comprobar la viabilidad y la rentabilidad del proyecto.

### 3. EMPLAZAMIENTO

La instalación fotovoltaica estará localizada en el municipio de Monforte del Cid (Alicante) en unas fincas ubicadas en la zona noroeste de la población. Concretamente, la instalación se localiza en las siguientes coordenadas geográfica y UTM:

#### COORDENADAS GEOGRÁFICAS

Latitud: 38,399 °

Longitud: -0,7108 °

#### COORDENADAS UTM

Huso: 30S

X: 699902,51 mE

Y: 4252676,48 mN

Altitud: 252 m

A continuación, se presenta un resumen de las parcelas catastrales donde irá ubicada la instalación:

REF. CATASTRAL	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE (m <sup>2</sup> )	Clase	Uso Principal
03088A005000740000LM	5	74	18.310	RÚSTICO	AGRARIO
03088A005000810000LD	5	81	32.960	RÚSTICO	AGRARIO
03088A005000830000LI	5	83	23.575	RÚSTICO	AGRARIO
03088A005000840000LJ	5	84	93.591	RÚSTICO	AGRARIO
03088A005000890000LH	5	89	26.533	RÚSTICO	AGRARIO
<b>TOTAL</b>			<b>194.969</b>		

TABLA 1: Resumen de las parcelas catastrales. Fuente: Elaboración propia

Lo más importante a la hora de buscar y localizar parcelas propicias para realizar un parque fotovoltaico con conexión a la red es encontrar una subestación cercana con capacidad disponible donde verter la energía. En este caso, existe una subestación localizada a unos 6 km de las parcelas. Se trata de la subestación ST Novelda de la compañía distribuidora de Iberdrola (i+DE).

Una vez se tiene conocimiento de la existencia de una subestación de conexión a una distancia adecuada, se buscan parcelas que no tengan restricciones medioambientales y que tengan una orografía regular sin grandes desniveles. Esto es un punto muy importante, ya que una buena orografía

de las parcelas evita costes y sobrecostes de movimiento de tierras y otras actividades de obra civil haciendo el proyecto más rentable.

Las parcelas escogidas para la ubicación de la planta fotovoltaica son terrenos declarados como suelo no urbanizable común donde no existe ningún tipo de aprovechamiento agrario y con pendientes medias de entre el 2 y el 4%, por lo que es la ubicación ideal para construir una planta fotovoltaica de este tipo. Del mismo modo, existen buenos accesos a la planta desde carreteras principales como la A-7 y carreteras autonómicas como la CV-825.



FIGURA 7: Vista aérea del emplazamiento. Fuente: Google Earth



## 4. NORMATIVA APLICABLE

### 4.1. Normativa de carácter nacional

- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- La Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. B.O.E 140, 10 de junio 2014, 43876-43978.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión; B.O.E. núm. 224, 18 septiembre 2002, 33084-33086. Actualizado en B.O.E. núm. 326, 22 de junio de 2020.
- R.D. 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación; B.O.E. núm. 74, 28 marzo 2006, 11816-11831.
- Instrucción de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red; BOJA núm. 26, 9 febrero 2004.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

### 4.2. Normativa de carácter autonómico

- Decreto Ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.

### 4.3. Normativa UNE

- Norma UNE-HD 60364-4-43. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-43: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra las sobreintensidades.
- Norma UNE-EN 50618. Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
- Norma UNE-HD 60364-5-52. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.



- Norma UNE 21144-1-1. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades.
- Norma UNE-EN 60296-6. Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica.
- Recomendación UNESA "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación.
- Norma UNE-HD 60364-5-54. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-54: Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra y conductores de protección.
- UNE 211435: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual de 0.6/1kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.

## 5. SELECCIÓN DE EQUIPOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN

### 5.1. Paneles fotovoltaicos

El módulo o panel fotovoltaico es elemento que nos permite captar la radiación del sol y por medio del efecto fotoeléctrico producir energía eléctrica en corriente continua.

Los módulos son el equipo más caro de toda la instalación (alrededor del 40-45% del PEM), por lo que la selección y dimensionamiento del panel es un factor crucial para el buen desempeño de la planta y al que hay que prestarle mucha atención.

Se van a describir las principales características de los módulos fotovoltaicos y se van a definir los parámetros clave que nos van a ayudar a decantarnos por un módulo u otro. Con el fin de seleccionar el mejor módulo posible, se va a realizar una comparativa entre módulos de diversas tecnologías que nos ofrece el mercado. Todos estos módulos serán de fabricantes Tier 1 que es un listado realizado por la compañía Bloomberg en el que se muestran los fabricantes de paneles solares con mejores ventas y mayor solvencia en el mercado.

Antiguamente, existían principalmente dos tipos de tecnologías de paneles solares en función de la calidad/pureza de la célula. Los paneles policristalinos (menos eficientes, pero más baratos) y los módulos monocristalinos (más eficientes, pero más caros). Actualmente, motivado por la reducción de los costes de producción no merece la pena emplear módulos policristalinos en una instalación de este tamaño. Del mismo modo, es difícil encontrar módulos de este tipo en el mercado ofertándose una gran mayoría de módulos monocristalinos con tecnología PERC.

Estos últimos años se ha puesto de moda el uso del módulo bifacial. Se trata de un tipo de panel que utiliza células bifaciales y que, en vez de utilizar una lámina opaca en la parte trasera, esta se sustituye por un cristal, captando radiación solar y generando electricidad por su parte trasera.

Existen otras tecnologías más actuales de gran eficiencia pero que aún están maduras, con poca cuota de mercado y con unos costes que dificultan la viabilidad económica de un huerto solar de tamaño considerable. Se van a nombrar algunas de estas tecnologías (TopCon y HJT) para que el lector se pueda hacer una idea del avance tecnológico en materia de paneles fotovoltaicos. Por lo tanto, queda fuera del análisis del trabajo este tipo de tecnologías.

La tendencia de este año 2022 está siendo emplear módulos tipo 'n'. Estos módulos han roto el mercado ofreciendo numerosas ventajas y mejoras con respecto al tipo 'p', siendo más eficientes y con unas pérdidas por temperatura menores. Esto sumado al nulo LID y ala menor degradación del panel a lo largo de la vida útil de la instalación.

Para realizar la selección del módulo, se hará una comparativa entre tres tipos de módulos distintos:

- Módulo tipo p (bifacial)
- Módulo tipo n (bifacial)
- Módulo tipo p (monofacial)

Las características técnicas principales de los paneles son:

1. **Potencia pico (Wp):** Se trata de la máxima potencia que puede proporcionar el panel por su cara frontal. En el caso de módulos bifaciales el fabricante facilita el coeficiente de bifacialidad con el que se obtiene la potencia del módulo por su cara trasera en condiciones ideales.
2. **Intensidad en el punto de máxima potencia (A):** Se trata de la corriente con la que se obtiene la potencia pico.
3. **Tensión en el punto de máxima potencia (V):** Se trata de la tensión con la cual se obtiene la potencia pico.
4. **Intensidad de cortocircuito (A):** Se trata de la tensión que proporciona el panel en caso de un circuito abierto. Se corresponde con la máxima tensión que puede ofrecer el panel.
5. **Máxima tensión del sistema (Vdc):** Se trata de la máxima tensión que pueden soportar los paneles cuando están conectados en serie. En general 1500Vdc.
6. **Coefficientes correctivos por temperatura:** Se trata de la variación de los parámetros de intensidad, tensión o potencia que experimentan los paneles por trabajar en condiciones distintas a las condiciones de diseño.
7. **Eficiencia:** Se trata de la relación que existe entre la potencia generada por el módulo en sus extremos y la potencia de la radiación solar que incide sobre la superficie del módulo.

Las variables descritas anteriormente están referenciadas a unas condiciones meteorológicas determinadas. Los fabricantes suelen aportar los datos del módulo usando dos tipos de condiciones:

- Condiciones STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C y 1,5 de masa de aire.
- Condiciones NOCT: 800 W/m<sup>2</sup>, 20 °C y 1 m/s de velocidad del viento.

Una vez presentados estos datos se va a realizar una recopilación de estos valores para cada uno de los módulos a estudiar.

	RSM132-8-660BMDG	TSM-NEG21.20-685	STP550S-C72/Vmh
<b>Tecnología</b>	Mono PERC Bifacial (tipo p)	Mono PERC Bifacial (tipo n)	Mono PERC Monofacial (tipo p)
<b>Fabricante</b>	Risen Solar	Trina Solar	Suntech Power
<b>Características eléctricas</b>			
<b>P (Wp)</b>	660	685	550
<b>Impp (A)</b>	17,27	17,19	13,08
<b>Vmpp (V)</b>	38,23	39,8	42,05
<b>Isc (A)</b>	18,28	18,21	14,01
<b>Voc (V)</b>	45,89	47,7	49,88

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

<b>Coefficiente de bifacialidad</b>	0,7	0,8	-
<b>Eficiencia (%)</b>	21,2	22,1	21,3
<b>Coef. T<sup>a</sup> Pmax (%/°C)</b>	-0,34	-0,3	-0,36
<b>Coef. T<sup>a</sup> Isc (%/°C)</b>	0,04	0,04	0,05
<b>Coef. T<sup>a</sup> Voc (%/°C)</b>	-0,25	-0,25	-0,304
<b>Degradación</b>	2% (año 1) y 0,5% anual (hasta año 30)	1% (año 1) y 0,4% anual (hasta año 30)	2% (año 1) y 0,55% anual (hasta año 25)
<b>Características físicas</b>			
<b>Dimensiones (mm)</b>	2384 x 1303 x 35	2384 x 1303 x 35	2279 x 1134 x 35
<b>Nº células</b>	132	132	144
<b>Peso (kg)</b>	40	38.7	29.1
<b>Paneles/contenedor</b>	527	558	620
<b>Datos resumen</b>			
<b>Paneles necesarios (12 MWp)</b>	18.182	17.519	21.819
<b>Precio condiciones FOB (€/Wp)</b>	0,255	0,27	0,23
<b>Precio condiciones FOB (€)</b>	3.060.000	3.240.000	2.760.000
<b>Nº contenedores 40'HC</b>	35	32	36
<b>Precios contenedores (€) [8000 €/cont]</b>	280.000	256.000	288.000
<b>Precios condiciones CIF (€)</b>	3.340.000	3.496.000	3.048.000
<b>Precios condiciones CIF (€/Wp)</b>	0,278	0,291	0,254

TABLA 2: Comparativa de módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia

Tras comparar y analizar los diferentes paneles, se pueden extraer una serie de conclusiones:

- En cuanto a las características técnicas de los módulos, se observa con claridad que el módulo de Trina del tipo n tiene numerosas ventajas con respecto a sus contrapartes del tipo p. Es un módulo con una eficiencia 1% mayor. Comparando con el módulo de Risen, a igualdad de dimensiones, el módulo de Trina proporciona 25Wp más de potencia de salida.
- Otro factor a tener en cuenta a lo largo de la vida útil de la planta y a la hora de calcular la rentabilidad, es la degradación del módulo. En este caso, el fabricante de Trina garantiza una

degradación de un 1% en el primer año y una pérdida anual del 0.4% durante 25 años. En cambio, los otros módulos garantizan un 2% en el primer año y entorno al 0.5%-0.55% anual durante 25-30 años.

- En cuanto al precio, se observa que el módulo más barato es el del fabricante Suntech. También se trata de un módulo más pequeño y con peores características eléctricas. Tanto a nivel de producción, como de características técnicas del módulo se justifica el aumento de coste de los otros dos paneles que se han comparado.

Con todo esto, finalmente se seleccionará el panel de Trina TSM-685NEG21C.20, ya que es la mejor solución técnica y económica atendiendo a las menores pérdidas por degradación.

## 5.2. Estructura soporte

La estructura es el elemento sobre el que irán montados los paneles solares. Este es un elemento clave con el fin de aprovechar al máximo la radiación solar.

Esta estructura deberá ser capaz de soportar las cargas de los paneles y al mismo tiempo debe estar correctamente diseñada para que capte la máxima radiación posible. En cuanto al tipo de estructura se distinguen 3 tipos en función de los grados de libertad:

- **Estructuras fijas:** Se trata de estructuras que como su propio nombre indica, estarán fijas en sus dos ejes, es decir, el ángulo de acimut y la inclinación serán fijos.

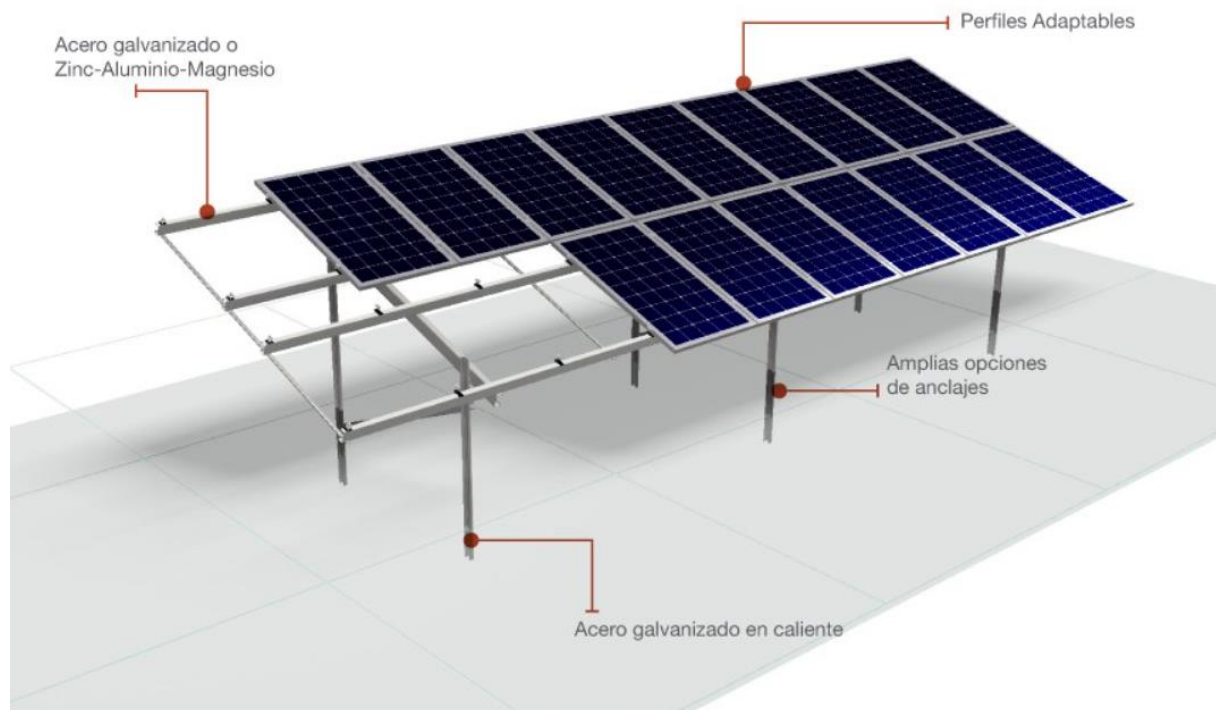


FIGURA 8: Estructura fija. Fuente: Axial Structural Solutions (10/09/2022)

- **Seguidor a un eje:** Se trata de estructuras que nos permiten el seguimiento en uno de los dos ejes, pudiendo variar el ángulo de acimut o el de inclinación. Habitualmente, los seguidores suelen ser de eje horizontal con orientación N-S manteniendo el acimut fijo y siguiendo la trayectoria del sol E-O.

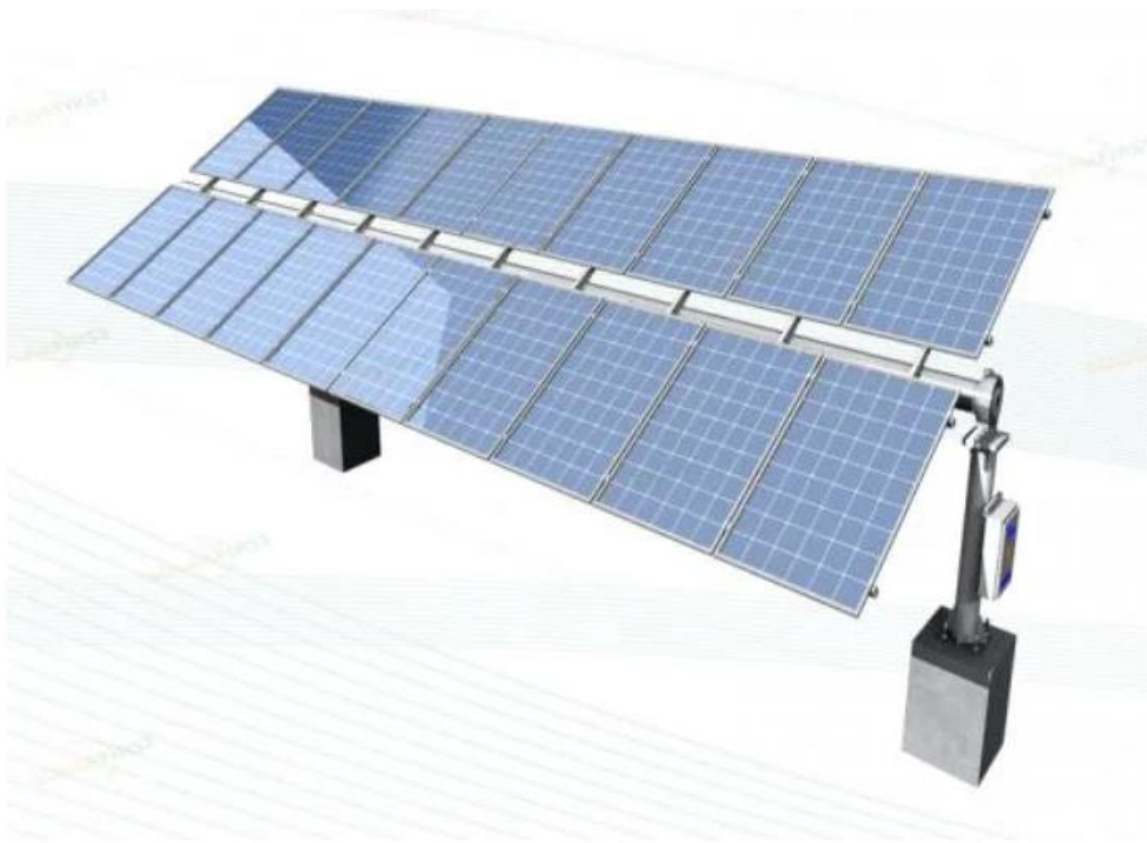


FIGURA 9: Seguidor Solar a un eje. Fuente: Made-in-China (10/09/2022)

- **Seguidor a dos ejes:** Se trata de estructuras que nos permiten el seguimiento en los dos ejes, pudiendo variar tanto el ángulo de acimut como el de inclinación.



FIGURA 10: Seguidor solar a dos ejes. Fuente: Alibaba (10/09/2022)

Finalmente se seleccionará el seguidor solar horizontal orientado al N-S.

Una vez se ha seleccionado el tipo de estructura, tenemos que definir la configuración de los paneles que irán sobre la estructura. Tenemos distintas configuraciones que dependerán de cómo se ubique el módulo sobre la estructura (vertical u horizontal) y el número de filas de módulos (monofila, bifila, etc).

A la hora de seleccionar la configuración hay que considerar el estudio de las pendientes de los terrenos de implantación. Se seleccionará el caso bifila con el módulo en vertical por tres motivos principales:

- Se reduce el movimiento de tierras ya que el seguidor o tracker bifila tiene menor longitud en la orientación N-S que el caso de monofila para el mismo número de paneles por estructura. Además, en el caso monofila al tener mayor longitud se adapta peor al terreno si este es irregular. En nuestro caso, se cuenta con parcelas de pequeño tamaño y muy fragmentadas.
- Con el fin de aprovechar mejor la bifacialidad de los paneles, la configuración bifila presenta ventajas sobre la monofila, ya que aparte de ser una estructura más alta, el torque tube o tubo central del seguidor se encuentra situado entre los dos módulos evitando que se sombree la parte trasera de los módulos. La bifacialidad dependerá principalmente del ángulo de incidencia, la altura del objeto y el albedo del terreno.
- Al ser la estructura más compacta, se reduce la longitud y por tanto las pérdidas eléctricas del cableado de baja tensión que es determinante para el diseño de la planta.

Por tanto, se seleccionará el seguidor solar a un eje horizontal con orientación N-S con azimut 0° y configuración 2Vx30 (2 strings) y 2Vx15 (1 string). El fabricante será SOLTEC, el modelo de tracker SF7 para módulos bifaciales.

El método de anclaje de la estructura al terreno será mediante hincado directo con los perfiles metálicos a una profundidad de 2 metros.

La estructura estará reforzada en las uniones con un tratamiento de acero galvanizado en caliente con el fin de proteger la estructura frente a la oxidación.

El seguidor tendrá un motor o actuador en el centro que será el encargado de girar el torque tube para realizar el seguimiento de la trayectoria del sol. Este seguidor o tracker cuenta con una pequeña placa solar montada sobre su estructura que será la encargada de proporcionar la energía.

Además, el seguidor estará optimizado mediante la técnica del backtracking o retroseguimiento. Se trata de una técnica que reduce las sombras entre los paneles. El seguidor va siguiendo al sol durante toda su trayectoria y si en algún momento se sombreen entre ellos, retroceden evitando que se produzcan estas sombras.

El pitch o distancia entre seguidores será de 12,3 m. Su selección está justificada en el apartado 6.3.

### 5.3. Inversor

Los inversores son otro de los elementos principales. Estos equipos se encargarán de convertir la corriente continua generada en los paneles fotovoltaicos en corriente alterna en baja tensión.



A continuación, se definirán los distintos tipos de inversores con sus ventajas y desventajas con el fin de seleccionar la mejor configuración del inversor en función del tipo de instalación.

- **Inversor central:** Se trata de la configuración que plantea el uso de un inversor o unos pocos que concentran o centralizan todos los strings o cadenas en un mismo inversor. Las principales ventajas de esta configuración es su escalabilidad, haciendo que con muy pocos equipos se puedan concentrar los strings de toda la planta. Los fabricantes te ofrecen la estación en formato contenedor, incluyendo los inversores centrales, los transformadores y las celdas de media tensión. La principal desventaja de este tipo de inversores es que, ante un caso de fallo o mantenimiento, se pierde la mayor parte de la producción.
- **Inversor de string o cadena:** Se trata de inversores de potencias más pequeñas que van desde los 5kVA hasta los 250kVA. Las principales ventajas de este tipo de inversores, es que ya no se depende de un único inversor teniendo distribuida la potencia entre varios inversores, de manera que ante el fallo o mantenimiento del inversor el resto de la planta continua en funcionamiento. También tiene como ventaja su aplicación en terrenos con una orografía irregular permitiendo instalar distintas cadenas o strings a cada inversor. La principal desventaja de este sistema es que tienen muchos más equipos para colocar y mantenimiento. Además, es necesario una estación a parte para elevar la tensión de baja a media tensión.

Una vez analizadas las distintas configuraciones de inversor se selecciona el tipo óptimo para nuestra instalación. Debido a que se trata de una planta fotovoltaica en suelo de unas dimensiones considerables y con un terreno con una orografía regular con pocas pendientes, se va a decantar por el uso de inversores centrales.

Para la operación de la planta se optará por inversores centrales del fabricante Gamesa. Concretamente se tendrán 3 inversores centrales repartidos en dos tipos de estaciones. La primera estará formada por dos inversores centrales con un transformador de 8,2 MVA. La segunda estará formada por un inversor central con un transformador de 4,1 MVA. Los inversores centrales serán el modelo PV Proteus 4100.

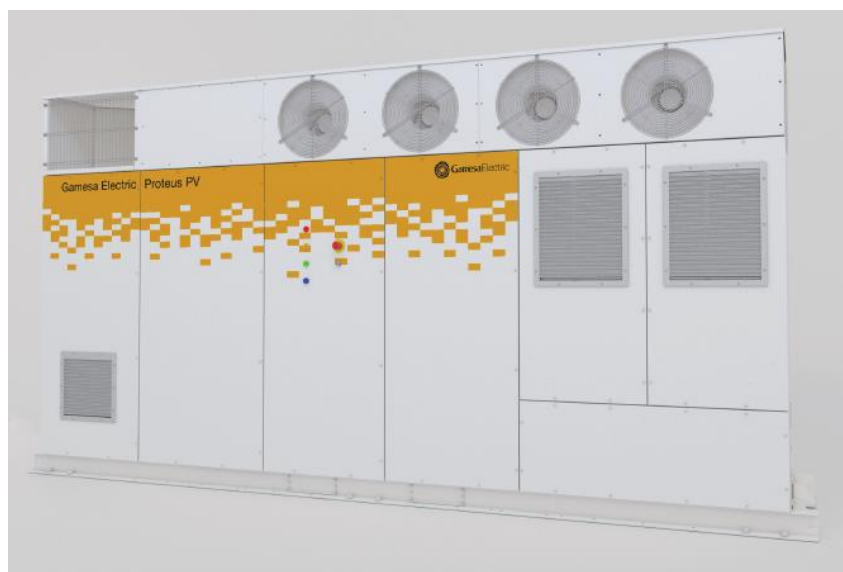


FIGURA 11: Inversor central PV Proteus. Fuente: Catálogo Gamesa Electric



A continuación, se presentan las principales características de estos inversores:

<b>MODELO INVERSOR</b>	PROTEUS PV 4100
<b>Entrada CC</b>	
<b>Tensión máxima en CC</b>	1500 V
<b>Rango de tensión de entrada del MPPT</b>	835 - 1300 V
<b>Nº de MPPTs independientes</b>	2
<b>Nº de entradas</b>	24
<b>Dimensiones de los fusibles</b>	125 A a 500 A
<b>Salida CA</b>	
<b>Nº de fases</b>	3
<b>Potencia nominal CA @40°C</b>	4095 kVA
<b>Potencia nominal CA @50°C</b>	3790 kVA
<b>Corriente máxima en CA @40°C</b>	3940 A
<b>Tensión nominal en CA</b>	600 V

TABLA 3: Características Inversor Proteus PV 4100. Fuente: Elaboración propia

#### 5.4. Estaciones de inversor central

Tal como se ha comentado en el apartado de los inversores, el fabricante ofrece la estación llave en mano en formato de contenedor. El sistema completo incluye el inversor o inversores centrales, el transformador y las celdas de protección de media tensión.



FIGURA 12: Estación de inversor central. Fuente: Catálogo Gamesa Electric

A continuación, se presenta la información técnica de las estaciones:

<b>MODELO ESTACIÓN 1</b>	2 x PROTEUS PV 4100
<b>Inversores</b>	2 x PROTEUS PV 4100
<b>Transformador</b>	
<b>Tensión nominal en CA (lado de BT)</b>	600 V
<b>Tensión nominal en CA (lado de MT)</b>	Hasta 34,5kV
<b>Configuración</b>	Dynyn
<b>Tipo de refrigeración</b>	ONAN
<b>Transformador auxiliar</b>	5 kVA
<b>Celdas de MT</b>	1L1P/2L1P hasta 36kV
<b>MODELO ESTACIÓN 2</b>	1 x PROTEUS PV 4100
<b>Inversores</b>	1 x PROTEUS PV 4100
<b>Transformador</b>	
<b>Tensión nominal en CA (lado de BT)</b>	600 V
<b>Tensión nominal en CA (lado de MT)</b>	Hasta 34,5kV
<b>Configuración</b>	Dyn

<b>Tipo de refrigeración</b>	ONAN
<b>Transformador auxiliar</b>	5 kVA
<b>Celdas de MT</b>	1L1P/2L1P hasta 36kV

FIGURA 13: Estación 8,2 MVA y 4,1 MVA. Fuente: Elaboración propia

## 5.5. Cableado

Para realizar la interconexión de los elementos de la planta se hará uso de diversos tipos de cableado. Principalmente se tendrá cableado en CC y CA para baja tensión y cableado de CA para media tensión.

### 5.5.1. Cableado de baja tensión

El cableado de baja tensión abarca tres tramos distintos: interconexión desde los paneles hasta las cajas de conexión o combiner boxes, desde las cajas hasta el inversor y dentro del SKID desde el inversor al transformador.

A continuación, se van a definir las características de cada tipo de cable:

#### **TRAMO A: Desde Strings a DC Combiner box**

- Fabricante: General Cable
- Modelo: EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K
- Tensión CC: 1,5/1,5 kVdc
- Tensión CA: 1/1 kV
- Sección: 6 mm<sup>2</sup>
- Material del conductor: Cobre clase 5
- Aislamiento: PVC
- Temperatura máxima del conductor: 90 °C



• FIGURA 14: Cable solar modelo EXZHELLENT. Fuente: Catálogo General Cable

**TRAMO B: Desde la DC Combiner box hasta el inversor central**

- Fabricante: General Cable
- Modelo: HARMOHNY CLASS AI XZ1 (S)
- Tensión CC: 1,5/1,5 kVdc
- Tensión CA: 0,6/1 kV
- Sección: 300 mm<sup>2</sup>
- Material del conductor: Aluminio clase 2
- Aislamiento: XLPE
- Temperatura máxima del conductor: 90 °C



FIGURA 15: Cable AC/DC modelo HARMONY. Fuente: Catálogo General Cable

5.5.2. Cableado de media tensión

**TRAMO C1: Desde Est.1 hasta Centro de Seccionamiento**

- Fabricante: General Cable
- Modelo: VULPREN CLASS AI HEPRZ1
- Tensión: 12/20 kV
- Nº circuitos: 1
- Sección: 240 mm<sup>2</sup>
- Material del conductor: Aluminio clase 2
- Aislamiento: XLPE
- Temperatura máxima del conductor: 105 °C

**TRAMO C2: Desde Est.2 hasta Centro de Seccionamiento**

- Fabricante: General Cable

- Modelo: VULPREN CLASS AI HEPRZ1
- Tensión: 12/20 kV
- Nº circuitos: 1
- Sección: 95 mm<sup>2</sup>
- Material del conductor: Aluminio clase 2
- Aislamiento: XLPE
- Temperatura máxima del conductor: 105 °C

**TRAMO D: Desde Centro de Seccionamiento hasta subestación ST Novelda**

- Fabricante: General Cable
- Modelo: VULPREN CLASS AI HEPRZ1
- Tensión: 12/20 kV
- Nº circuitos: 2
- Sección: 630 mm<sup>2</sup>
- Material del conductor: Aluminio clase 2
- Aislamiento: XLPE
- Temperatura máxima del conductor: 105 °C



*FIGURA 16: Cable de media tensión modelo VULPREN. Fuente: Catálogo General Cable*

## 5.6. Sistema de puesta a tierra

Según el Real Decreto 1663/2000, el sistema de puesta a tierra de la planta generadora debe realizarse de forma que no se modifiquen las condiciones del sistema de tierras de la compañía distribuidora, evitando transferir defectos a la red.

Además, las masas de la instalación fotovoltaica se deberán conectar a una puesta a tierra que no puede coincidir con las del neutro de la empresa eléctrica y que será una puesta a tierra independiente de las demás.

Para la instalación fotovoltaica se tendrán tres puestas a tierra diferentes e independientes:

- Masas de la estructura de los seguidores solares y las partes metálicas del generador.
- Neutro de la red de baja tensión, puesto directamente a tierra.
- Neutro del transformador de la compañía distribuidora.

En ningún caso, se deberán superar las tensiones de contacto de 50 V para CA y 75 V para CC.

La puesta a tierra estará formada por electrodos simples hechos a base de piquetas normalizadas. Se colocarán líneas principales de tierra que unan eléctricamente las partes metálicas de la instalación con el fin de garantizar la protección frente a contactos directos.

### 5.7. Sistema de control y monitorización de la planta

El sistema de control y monitorización del parque fotovoltaico es el elemento que se encargará de recopilar y almacenar los datos que están relacionados con el estado de la instalación en cualquier instante.

Cada inversor es capaz de almacenar en memoria una serie de variables que posteriormente mediante el SCADA y un sistema de tratamiento de información (PC) se puede almacenar e interpretar a posteriori.

La planta contará además con los siguientes sensores:

- Sonda PT-100: mide la temperatura de los paneles
- Sonda PT-1000: mide la temperatura ambiente
- Piranómetro
- Módulo solar de tecnología equivalente: mide la radiación solar incidente.

### 5.8. Resumen de los equipos de la planta

La instalación fotovoltaica tendrá las siguientes características:

- Potencia pico de la instalación: 12.021,75 kWp
- Potencia Instalada s/RD1183/2020: 10.000 kVA
- Potencia activa máxima limitada: 4.000 kW
- Potencia aparente máxima: 12.300 kVA
- Potencia reactiva máxima: 7.380 kVAR
- Power Plant Controller (PPC):
  - Capacidad de limitar la potencia activa: Sí
  - Capacidad de recibir consignas de potencia activa: Sí

- Capacidad de recibir consignas de reactiva: Sí
- Paneles fotovoltaicos:
  - Fabricante: Trina Solar
  - Modelo: TSM-685NEG21C.20
  - Tipo: Bifacial
  - Configuración de células: 132 células (2 x 66)
  - Potencia pico del panel: 685 Wp
  - Número de paneles: 17.550 unidades
  - Dimensiones: 2.384 x 1.303 x 35 mm
- Cadenas o strings:
  - Tamaño: 30 paneles en serie por string
  - Cantidad: 585 strings
- Inversores:
  - Fabricante: Gamesa Electric
  - Tipo: Inversor central
  - Modelo: Proteus PV 4100
  - Potencia nominal @40 °C: 4.095 kVA
  - Potencia nominal @50 °C: 3637 kVA
  - Nº de entradas CC: 24
  - Nº de MPPTs independientes: 2
  - Máxima tensión de entrada (CC): 1.500 V
  - Tensión nominal de salida (CA): 600 V
  - Intensidad máxima de salida (CA): 3.940 Arms
  - Nº de inversores: 3 inversores
  - Capacidad de generar reactiva nocturna: Sí
- Estaciones de inversor central
  - Estación Tipo 1 – 2 x Proteus PV 4100
    - Nº de estaciones: 1
    - Relación de transformación: 0,6/20 kV
    - Potencia nominal @40 °C
    - Grupo de conexión: Dyn11yn11

- Corriente de entrada máxima: 7.890 A
- Frecuencia: 50 Hz
- Refrigeración: ONAN
- Cuadro de protecciones de BT:
  - 42 fusibles de 250 A y 6 fusibles de 150 A
  - 4 interruptores automáticos
- Conjunto de celdas de MT
  - 1L1P en SF6 de 630 A 24 kV 20kA/1s
- Estación Tipo 2 – 1 x Proteus PV 4100
  - Nº de estaciones: 1
  - Relación de transformación: 0,6/20 kV
  - Potencia nominal @40 °C
  - Grupo de conexión: Dyn11
  - Corriente de entrada máxima: 3.940 A
  - Frecuencia: 50 Hz
  - Refrigeración: ONAN
  - Cuadro de protecciones de BT:
    - 21 fusibles de 250 A y 3 fusibles de 150 A
    - 2 interruptores automáticos
  - Conjunto de celdas de MT
    - 1L1P en SF6 de 630 A 24 kV 20kA/1s
- Seguidor Solar:
  - Fabricante: Soltec
  - Tipo: Seguidor a un eje horizontal
  - Modelo: SF7 para módulos bifaciales
  - Configuración 1: 2Vx30
  - Cantidad: 276 unidades
  - Nº de strings por seguidor: 2
  - Dimensiones:
    - Largo: 40.456 mm
    - Ancho: 4.918 mm



- Altura media del eje de rotación al suelo: 2.350 mm
- Altura mínima libre al suelo: 350 mm
- Altura máxima de gálibo: 4.360 mm
- Configuración 2: 2Vx15
- Cantidad: 33 unidades
- Nº de strings por seguidor: 1
- Dimensiones:
  - Largo: 40.456 mm
  - Ancho: 4.918 mm
  - Altura media del eje de rotación al suelo: 2.350 mm
  - Altura mínima libre al suelo: 350 mm
  - Altura máxima de gálibo: 4.360 mm
- Pitch 12,3 m (Distancia E-O entre seguidores solares)
- Ratio de ocupación: 40 %
- Acimut: 0 ° (alineado en dirección N-S)
- Rango de seguimiento:  $\pm 55^\circ$
- Alimentación: Autoalimentado desde los paneles instalados en el seguidor
- Comunicaciones: Inalámbricas
- Backtracking: Sí
- Centro de Seccionamiento:
  - 4x Celda de línea en SF6 de 630 A 24 kV 20 kA/1s
  - 1x Celda de medida en SF6 de 630 A 24 kV 20 kA/1s

## 6. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

### 6.1. Tamaño del array

El cálculo de la longitud del string o el número de paneles FV a colocar en serie es un tema de vital importancia cuando se pretende diseñar la planta fotovoltaica. Un mal diseño del tamaño del string puede suponer un pobre rendimiento de la planta y puede causar daños en los equipos. Demasiados módulos en serie que excedan la tensión máxima del inversor pueden suponer el daño del inversor.

Muy pocos módulos implican pérdida de potencia en el inversor y/o su apagado.

En cuanto a consideraciones de diseño, para una planta fotovoltaica en general, pero sobre todo en suelo interesa maximizar el tamaño del string o cadena. Maximizar el número de paneles en serie mejorará el rendimiento de la planta, ya que reduce las pérdidas eléctricas del sistema. Al mismo tiempo se reducen la cantidad de elementos, los trabajos de instalación y su posterior mantenimiento.

Los parámetros que determinan el tamaño del string son la temperatura ambiente del emplazamiento, la tensión de circuito abierto (Voc), el coeficiente de pérdida por temperatura del módulo y la tensión máxima del inversor. A continuación, se analiza cada uno de estos parámetros:

- **Temperatura ambiente:** Debido a las pérdidas del módulo por la variación de temperatura, en función de esta, el módulo fotovoltaico ofrecerá unas condiciones de tensión, intensidad y potencia. A mayor temperatura la tensión del módulo se reduce. Por el contrario, si disminuye la temperatura el voltaje será mayor.
- **Voc:** Se trata de la tensión máxima a la que puede trabajar el módulo fotovoltaico en condiciones STC (25 °C y 1000 W/m<sup>2</sup>). Esta tensión variará en función de la temperatura del sitio.
- **Coeficiente de pérdida por temperatura (Voc):** coeficiente indicado como %/°C que representa el cambio porcentual de tensión al variar un grado la temperatura.
- **Tensión máxima del inversor:** Máxima tensión que puede admitir el inversor en corriente continua. Este parámetro es en realidad el que determinará el tamaño del string y que dictaminará qué tipo de inversor usar (inversor de string o inversor central).

A continuación, se presenta una tabla con los datos de partida necesarios para el cálculo del array en función de los equipos proyectados para la instalación:

Módulo Trina Solar 685Wp	
Voc (STC)	47,7 V
Tk(Voc)	-0,25 %/°C
T mínima array*	8 °C
Gamesa Proteus	
Vmax (DC)	1500 V

TABLA 4: Datos de partida para el cálculo del array. Fuente: Elaboración propia

\* La temperatura mínima del array ha sido obtenida del archivo TMY (Typical Meteorological Year) de PVGIS para el emplazamiento de la instalación en Monforte del Cid. La temperatura escogida es la mínima temperatura del año considerando solo las horas donde la planta está produciendo. Este archivo contiene datos meteorológicos horarios y recopila datos desde 2005 a 2020.

La variación de la tensión de circuito abierto para la temperatura mínima se calculará de la siguiente forma:

$$\Delta T = T_{min} - T_{STC} \quad (1)$$

$$\Delta V_{oc} = (\Delta T \cdot \frac{T_k (\%/^{\circ}C)}{100}) \cdot V_{oc}(STC) \quad (2)$$

Finalmente, el tamaño del array se calculará como:

$$PV \text{ Array} = \frac{V_{max,DC}}{V_{oc}(STC) + \Delta V_{oc}} \quad (3)$$

Haciendo uso de las ecuaciones anteriores y los datos iniciales, el número máximo de paneles en serie será:

$$\Delta T = -17 \text{ }^{\circ}C$$

$$\Delta V_{oc} = 2,027 \text{ V}$$

$$PV \text{ Array} = \frac{1500}{47,7 + 2,027} = 30,16 \text{ módulos}$$

Por tanto, el número máximo de módulos en serie será de 30 módulos.

El tamaño del array también tiene un número mínimo de paneles en serie a considerar. Si no es así, el inversor puede fallar, perder potencia e incluso apagarse. Sin embargo, una planta fotovoltaica a gran escala y de conexión a red funciona de manera distinta a una instalación de autoconsumo o localizada en una cubierta, donde por temas de espacio, obstáculos y diseño de la instalación se tendrán distintos tamaños de string. En nuestro caso solamente se considerará un tamaño de string y que será el máximo posible para reducir pérdidas, por lo que no se realizará el cálculo del tamaño mínimo del string al ser un caso que nunca se va a dar, siendo irrelevante en el diseño de una planta de este tipo.

## 6.2. Cálculo de la potencia total del generador fotovoltaico

El cálculo de la potencia total de la instalación se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_{gen} = P_{mod} \cdot (N_s \cdot N_p) \quad (4)$$

Donde:

- $P_{gen}$ : potencia del generador fotovoltaico
- $P_{mod}$ : Potencia nominal del panel fotovoltaico
- $N_s$ : número de paneles enseriados de cada ramal o string
- $N_p$ : número de cadenas o strings en paralelo.

La potencia del generador fotovoltaico para nuestra instalación es:

$$P_{gen} = 685 \cdot (30 \cdot 585) = 12.021.750 \text{ Wp}$$

## 6.3. Selección del pitch

El pitch es la distancia que existe desde el centro de una estructura hasta la siguiente. Este parámetro se debe dimensionar para evitar que las estructuras provoquen sombras sobre estructuras cercanas y para permitir el paso de personas y equipamiento entre las estructuras.

A la hora de seleccionar el pitch se suele calcular en función del GCR (Ground Coverage Ratio) que es la relación existente entre el área del módulo y la superficie del suelo o análogamente la relación entre la longitud de los módulos en el eje X en relación con el pitch.

Según estudios realizados por el fabricante SOLTEC, el GCR óptimo para seguidores solares a un eje horizontal para módulos bifaciales se encuentra entre el 33 y 40%. Este óptimo puede variar dependiendo de la potencia a instalar y de la cantidad de terreno disponible.

En nuestro caso se pretenden instalar 12 MWp de potencia y el terreno disponible consta de 19,5 ha. A la hora de estimar el pitch se realizarán iteraciones en función del GCR hasta alcanzar la potencia deseada, buscando siempre que la distancia entre seguidores sea la mayor posible con el fin de aumentar el haz difuso y maximizar la capacidad de generación bifacial. A la hora de calcular el pitch se utilizará la siguiente fórmula:

$$pitch = \frac{2 \cdot L + t}{GCR} \cdot 100 \quad (5)$$

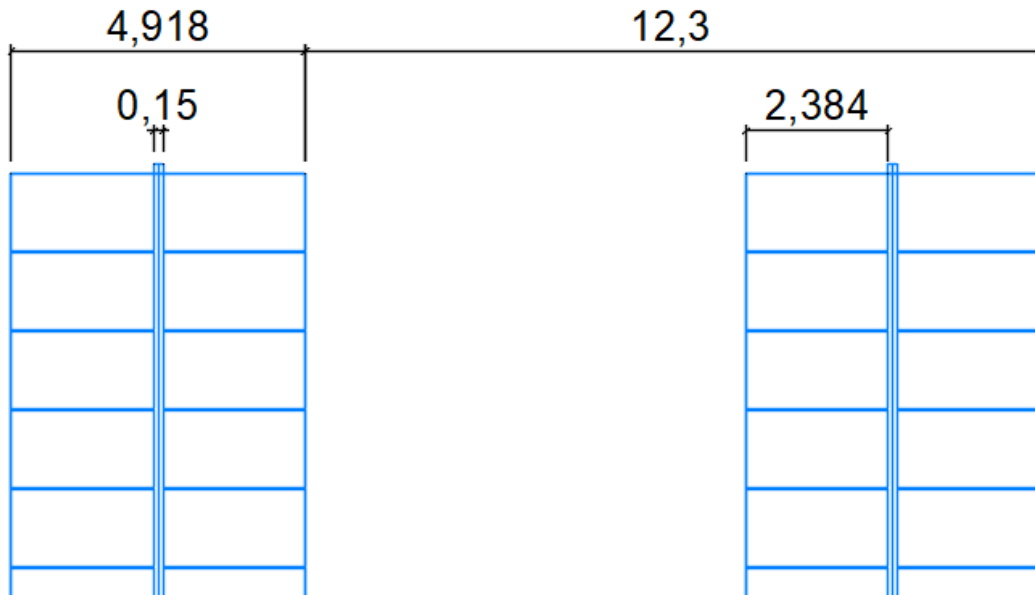


FIGURA 17: Distancias entre seguidores. Fuente: Elaboración propia

Donde:

- L: Longitud del módulo en m.
- t: Anchura del tubo del seguidor en m.
- GCR: Ground Coverage Ratio o relación de cobertura del terreno en %.

A continuación, se presenta una tabla con el cálculo del pitch y la máxima potencia instalada en función de las hectáreas disponibles:

Iteración	$2 \cdot L + t$ (m)	GCR (%)	Pitch (m)	Potencia instalada (kWp)
1	4,918	33	14,9	10.110,6
2	4,918	37	13,3	11.261,4
3	4,918	40	12,3	12.021,75

TABLA 5: Iteraciones para la selección del pitch. Fuente: Elaboración propia

#### 6.4. Cableado de baja tensión

En este apartado se calcularán las secciones de los conductores de baja tensión. Dentro de la instalación fotovoltaica, en el lado de corriente continua se tienen dos tramos bien diferenciados.

El primer tramo discurrirá desde cada uno de los strings o cadenas hasta las cajas de conexión en corriente continua o DC combiner boxes. El segundo tramo discurrirá desde las combiner boxes hasta las entradas de los inversores.

Para su cálculo se utilizará el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión junto con las normas UNE relacionadas con instalaciones fotovoltaicas.

Según la ITC BT-40 el diseño del cableado debe cumplir las siguientes condiciones:

- La corriente de diseño debe ser mayor o igual al 125% de la corriente máxima.
- La caída de tensión admisible será inferior al 1.5% para la corriente nominal.

#### 6.4.1. Tramo A: Desde Strings a DC Combiner box

Para realizar el cálculo se utilizarán las dos reglas que contempla la norma, el criterio térmico y el criterio de caída de tensión.

A continuación, se definen los datos de partida considerados para el cálculo en los siguientes puntos:

- Temperatura ambiente de diseño: 35°C
- Temperatura del terreno: 25°C
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 K·m/W
- Tipo de conductor: Cobre
- Sección: mínimo 6mm<sup>2</sup> (si el cableado va enterrado [ITC-BT-07])
- Método de instalación: Enterrado bajo tubo.
- Norma: UNE HD 60364-5-52: D1

Este primer tramo es en corriente continua a 1500 V desde los strings formados por la unión de los paneles fotovoltaicos en serie hasta cada combiner box, mediante conductor de cobre.

La canalización de los conductores desde los módulos hasta las combiner box, se realizará principalmente en bandeja no perforada, ya que el cableado irá sujeto con bridas a la estructura del seguidor, enterrándose únicamente para pasar de un seguidor a otro.

Según la tabla A.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52, los métodos de instalación serán:

30		<p>Cables unipolares o multipolares: Sobre bandejas no perforadas en recorrido horizontal o vertical<sup>a, b</sup></p>	<p>C, con elemento 2 de la tabla B.52.17</p>
----	--	---	--

FIGURA 18: Método de instalación sobre bandeja no perforada. Tabla A.52.3

71		<p>Cable unipolar en tubo o en conducto cerrado de sección no circular en el suelo</p>	<p>D1</p>
----	--	--	-----------

FIGURA 19: Método de instalación en conducto cerrado en el suelo. Tabla A.52.3

Para realizar el cálculo se considerará el caso más desfavorable que se corresponde con conductores enterrados.

<b>Tensión de servicio (V)</b>	1.194 V
<b>Nivel de aislamiento</b>	1,5/1,5 kVdc
<b>Material del conductor</b>	Cobre flexible (clase 5)
<b>Aislamiento del cable</b>	Policloruro de vinilo (PVC)
<b>Cubierta del cable</b>	Policloruro de vinilo (PVC)
<b>Intensidad/string</b>	$I = 17,19 \text{ A}$
<b>Intensidad de cálculo (según ITC-BT-40)</b>	$I_{dis} = 21,49 \text{ A}$
<b>Método de instalación</b>	Al aire y enterrado bajo tubo








TABLA 6: Datos de partida del cableado de CC para el tramo A. Fuente: Elaboración propia

#### **Cálculo de sección por criterio térmico**

Según la ITC-BT-40 se toma la máxima intensidad del string con una mayoración del 125%.

$$I_{dis} = 1,25 \cdot I = 1,25 \cdot 18,21 = 22,76 \text{ A}$$

Según la norma UNE-HD 60364-5-52, tabla B.52.3, para dos cables de 6mm<sup>2</sup> con aislamiento de PVC, enterrado bajo tubo (D1), se tiene que su intensidad admisible es de 58 A.

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
							
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Cobre</b>							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502
<b>Aluminio</b>							
2,5	20	19,5	25	23	26	26	
4	27	26	33	31	35	33	
6	35	33	43	40	45	42	
10	48	45	59	54	62	55	
16	64	60	79	72	84	71	76
25	84	78	105	94	101	90	98
35	103	96	130	115	126	108	117
50	125	115	157	138	154	128	139
70	158	145	200	175	198	158	170
95	191	175	242	210	241	186	204
120	220	201	281	242	280	211	233
150	253	230	307	261	324	238	261
185	288	262	351	300	371	267	296
240	338	307	412	358	439	307	343
300	387	352	471	415	508	346	386

NOTA: En las columnas 3, 5, 6, 7 y 8, se supone que los conductores son circulares para un tamaño de hasta 16 mm<sup>2</sup> inclusive. Los valores indicados para mayores tamaños se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a los conductores circulares.

FIGURA 20: Corrientes admisibles de cables aislados con dos conductores cargados. Tabla B.52.3

Una vez se sabe el método de instalación y la corriente admisible de los conductores de cobre, se deben aplicar los factores de corrección al estar trabajando en condiciones distintas a lo que contempla la norma, temperatura ambiente de 30 °C en el aire y 20 °C en el terreno.

La intensidad admisible ( $I'_{adm}$ ) se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$I'_{adm} = I_{adm} \cdot K_T \cdot K_a \cdot K_r \quad (6)$$

Donde:

$I'_{adm}$ : es la corriente admisible corregida mediante los factores de corrección [A].

$I_{adm}$ : es la corriente admisible obtenida de la norma en condiciones estándar [A].

$K_T$ : factor corrector por temperatura.

$K_a$ : factor corrector por agrupación.

$K_r$ : factor corrector por resistividad del terreno.



Factor de corrección por temperatura distinta a 30 °C

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

FIGURA 21: Factores de corrección para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 20°C a aplicar a los valores de corriente admisibles para cables en conductor en el suelo. Tabla B.52.15

Se comprueba que para una temperatura del terreno de 25 °C y un aislamiento de PVC el coeficiente corrector  $K_T$  es de 0,95.

Factor de corrección para terrenos de resistividad diferentes de 2,5 K·m/W

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
<b>Factor de corrección para cables en conductos enterrados</b>	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
<b>Factor de corrección para cables enterrados directamente</b>	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

NOTA 1 Los factores de corrección dados están promediados para los rangos de dimensiones de conductores y los tipos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.5. La precisión global de los factores de corrección es de  $\pm 5\%$ .

NOTA 2 Los factores de corrección se aplican a los cables en conductos enterrados; para cables tendidos directamente en el terreno los factores de corrección para resistividades térmicas inferiores a 2,5 K·m/W sería más elevados. Si se necesitan valores más precisos, pueden calcularse por medio de los métodos dados en la Norma IEC 60287.

NOTA 3 Los factores de corrección se aplican a los conductos enterrados hasta una profundidad de 0,8 m.

NOTA 4 Se asume que las propiedades del terreno son uniformes. No se ha contemplado la posibilidad de la migración de humedad que puede comportar la existencia de una región de alta resistividad térmica alrededor del cable. Si se prevé el secado parcial del terreno, la corriente admisible debería determinarse a partir de los métodos especificados en la Norma IEC 60287.


FIGURA 22: Factores de corrección para cables enterrados directamente en el suelo o en conductos enterrados para terrenos de resistividad diferente de 2,5 K·m/W a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para el método de referencia D.  
Tabla B.52.16

Se comprueba que para una resistencia del terreno de 1,5 K·m/W y considerando cables en conductos enterrados el factor corrector es de 1,1 K·m/W

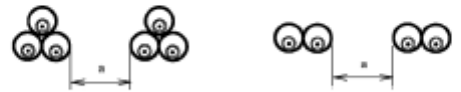
Factor de corrección por agrupamiento de cables

B) Cables unipolares en conductos individuales no magnéticos				
Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	Distancia entre conductos <sup>b</sup>			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,33	0,50	0,65	0,82
18	0,31	0,49	0,65	0,82
19	0,30	0,48	0,64	0,82
20	0,29	0,47	0,63	0,81

<sup>a</sup> Cables multipolares



<sup>b</sup> Cables unipolares



NOTA 1 Los valores indicados se aplican para una profundidad de instalación de 0,7 m y una resistividad térmica del terreno de 2,5 K·m/W. Estos valores están promediados para las dimensiones de los cables y los tipos de las tablas B.52.2 a B.52.5. Los valores medios, redondeados, pueden comportar un error de hasta el ±10% en ciertos casos. Si son necesarios valores más precisos, pueden calcularse por los métodos de la serie de Normas IEC 60287.

NOTA 2 En caso de una resistividad térmica menor que 2,5 K·m/W los factores de corrección en general se pueden incrementar y se pueden calcular con los métodos indicados en la Norma IEC 60287-2-1.

NOTA 3 Si un circuito consta de n conductores paralelos por fase, para determinar el factor de reducción, este circuito debería considerarse como n circuitos.

FIGURA 23: Factores de reducción para más de un circuito, cables en conductos enterrados en el suelo - Método de instalación D1. Tabla B.52.19

Se comprueba que para circuitos con distancia entre conductos de 0,25 m y 3 circuitos el coeficiente de reducción es de 0,80.

Por tanto, de acuerdo con la ecuación (6), la intensidad admisible corregida será:

$$I'_{adm} = 48,49 \text{ A}$$

La condición que se debe cumplir es:

$$I'_{adm} \geq I_{dis} \tag{7}$$

$$48,49 \text{ A} > 21,49 \text{ A}$$

**CUMPLE**

### **Criterio de caída de tensión**

Para realizar el cálculo, el primer paso es obtener todas las distancias de los tramos de cableado que discurren desde los strings a las DC combiner boxes. Una vez determinadas las longitudes de los strings se calculará la resistencia eléctrica, que vendrá dada por la siguiente fórmula:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S} \quad (8)$$

Donde:

- $\rho$ : resistividad del material
- $l$ : longitud del conductor
- $S$ : sección del conductor
- $R$ : resistencia eléctrica

Para el cálculo de la resistencia, se considerará una temperatura del cable de 75°C al tratarse de cable de PVC. Por tanto, se realizará el cálculo de la resistividad del cobre para dicha temperatura empleando la siguiente ecuación:

$$\rho = \rho_0 \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad (9)$$

Donde:

- $\rho$ : resistividad del material a la temperatura de estudio
- $\rho_0$ : resistividad del material a 20°C
- $\alpha$ : coeficiente de dilatación del conductor
- $\Delta T$ : incremento de temperatura

Para determinar las resistencias se utilizarán las longitudes de los distintos tramos y la sección que se establecerá será la calculada según el criterio térmico. El cálculo de la resistencia se puede observar en la TABLA 7.

Antes de calcular la caída de tensión en valor absoluto, se calcularán las pérdidas energéticas totales pertenecientes a la DC combiner box. Posteriormente se calculará la caída de tensión según estas pérdidas.

La ecuación correspondiente al cálculo de las pérdidas energéticas o pérdidas de calor por efecto Joule es la siguiente:

$$P = R \cdot I^2 \quad (10)$$

Donde:

- $P$ : potencia disipada en forma de calor
- $I$ : corriente eléctrica

- R: resistencia eléctrica

Una vez calculadas las pérdidas del cableado desde los strings a las DC combiner boxes, estas se sumarán y se calculará la caída de tensión absoluta del tramo como:

$$P = \Delta V \cdot I \quad (11)$$

Donde:

- P: potencia disipada por calor
- I: corriente eléctrica
- $\Delta V$ : caída de tensión

Por último, para calcular la caída de tensión porcentual se obtendrá como la relación entre la caída de tensión absoluta del tramo y la tensión nominal del string. Para ello, se hará uso de los datos técnicos del módulo.

Debido a que todas las DC combiner boxes se encuentran situadas en el centro geométrico de cada grupo de strings, las longitudes de los string serán muy similares. Por lo tanto, solamente se va a calcular la caída de tensión de una de las combiner box y se comprobará que esta caída no supera el 1% que es el valor máximo que marca el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

A continuación, se presentan los resultados para la DC Combiner más desfavorable empleando el método de cálculo mostrado anteriormente:

	Istring (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	L (m)	R (ohm)	Perdida R·I <sup>2</sup>
<b>String 1</b>	17.19	6	30.13	0.211	62.228
<b>String 2</b>	17.19	6	17.74	0.124	36.639
<b>String 3</b>	17.19	6	15.23	0.106	31.455
<b>String 4</b>	17.19	6	5.27	0.037	10.884
<b>String 5</b>	17.19	6	5.27	0.037	10.884
<b>String 6</b>	17.19	6	17.5	0.122	36.143
<b>String 7</b>	17.19	6	20	0.140	41.307
<b>String 8</b>	17.19	6	27.58	0.193	56.962
<b>String 9</b>	17.19	6	30.07	0.210	62.105
<b>String 10</b>	17.19	6	40.07	0.280	82.758
				<b>TOTAL</b>	431.365

TABLA 7: Cálculo de las pérdidas para cada string. Fuente: Elaboración propia

<b>Itotal (A)</b>	171.9
<b>Avg dV (V)</b>	2.509
<b>%Avg dV (%)</b>	0.21%

TABLA 8: Caída de tensión para el tramo A. Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar la caída de tensión es 0,21% que es menor del 1%.

Para el tramo A se utilizarán cables unipolares de cobre de 6mm<sup>2</sup> de sección con aislamiento en PVC y cubierta de PVC.

#### 6.4.2. Tramo B: Desde la DC Combiner box hasta el inversor central

Este segundo tramo también es en corriente continua a 1500 V desde las combiner boxes hasta las entradas de cada inversor, mediante conductor de aluminio.

La canalización de los conductores se realizará en su totalidad enterrándose directamente al terreno.

Según la tabla A.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52, el método de instalación será:

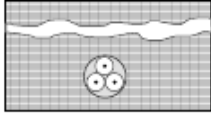
72		Cables unipolares o multipolares con cubierta en el suelo: – sin protección mecánica complementaria <sup>4</sup>	D2
----	---	---	----

FIGURA 24: Método de instalación para cables unipolares con cubierta en el suelo. Tabla A.52.3

#### **Criterio térmico**

En este caso, también se mayorará un 125%. La intensidad de diseño será:

$$I_{dis} = 1,25 \cdot I \cdot N = 1,25 \cdot 18,21 \cdot 10 = 227,625 \text{ A}$$

Donde:

- N: número de strings máximos en cada caja.

Según la norma UNE-HD 60364-5-52, tabla B.52.1, para dos cables de aluminio de 300mm<sup>2</sup> con aislamiento de PVC, enterrado directamente en el terreno (D2), se tiene que su intensidad admisible es de 336 A.

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla B.52.1							
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2	
1	2	3	4	5	6	7	8	
<b>Cobre</b>								
1,5	14,5	14	17,5	16,5	19,5	22	22	
2,5	19,5	18,5	24	23	27	29	28	
4	26	25	32	30	36	37	38	
6	34	32	41	38	46	46	48	
10	46	43	57	52	63	60	64	
16	61	57	76	69	85	78	83	
25	80	75	101	90	112	99	110	
35	99	92	125	111	138	119	132	
50	119	110	151	133	168	140	156	
70	151	139	192	168	213	173	192	
95	182	167	232	201	258	204	230	
120	210	192	269	232	299	231	261	
150	240	219	300	258	344	261	293	
185	273	248	341	294	392	292	331	
240	321	291	400	344	461	336	382	
300	367	334	458	394	530	379	427	
<b>Aluminio</b>								
2,5	15	14,5	18,5	17,5	21	22		
4	20	19,5	25	24	28	29		
6	26	25	32	30	36	36		
10	36	33	44	41	49	47		
16	48	44	60	54	66	61	63	
25	63	58	79	71	83	77	82	
35	77	71	97	86	103	93	98	
50	93	86	118	104	125	109	117	
70	118	108	150	131	160	135	145	
95	142	130	181	157	195	159	173	
120	164	150	210	181	226	180	200	
150	189	172	234	201	261	204	224	
185	215	195	266	230	298	228	255	
240	252	229	312	269	352	262	298	
300	289	263	358	308	406	296	336	

NOTA En las columnas 3, 5, 6, 7 y 8, se supone que los conductores son circulares para un tamaño de hasta 16 mm<sup>2</sup> inclusive. Los valores indicados para mayores tamaños se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a los conductores circulares.

FIGURA 25: Corrientes admisibles para dos conductores cargados. Tabla 52.B.1

Al ser el procedimiento análogo al calculado para el tramo de 6mm<sup>2</sup>, se resume el uso de las tablas en:

- Factor de reducción por temperatura del suelo Ksuelo: Se obtiene de la tabla B.52.15 de la norma UNE HD-60364-5-52.

$$K_{suelo} = 0,95$$

- Factor de reducción por agrupamiento: Se obtiene de la tabla B.52.18 del Anexo B de la norma UNE-HD-60364-5-52 (Se consideran 3 circuitos con una separación entre conductos de 0,25 m.

Kagrup = 0,9

- Factor de reducción por resistividad del terreno. Se obtiene de la tabla B.52.16 del Anexo B de la norma UNE-HD-60364-5-52.

Kresist = 0,9

Haciendo uso de la ecuación (6), la intensidad admisible corregida será:

$$I'_{adm} \geq I_{dis}$$

$$258,55 A > 227,625 A$$

**CUMPLE**

### Criterio de caída de tensión

El cálculo de la caída de tensión se obtendrá realizando un procedimiento análogo al realizado en el tramo A. Se considerará la DC combiner box más desfavorable que coincide con el tramo más lejano de la estación de inversor central.

Se considerará la resistividad del aluminio a una temperatura de 90°C.

Aplicando las ecuaciones anteriores se obtienen los siguientes resultados:

	Istring (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	L (m)	R (ohm)	Perdida R·I <sup>2</sup>
<b>Cbox</b>	171.9	300	386.34	0.088	2608.053

TABLA 9: Cálculo de las pérdidas desde la combiner box. Fuente: Elaboración propia

<b>Itotal (A)</b>	171.9
<b>Avg dV (V)</b>	15.172
<b>%Avg dV (%)</b>	1.27%

TABLA 10: Caída de tensión para el tramo B. Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar la caída de tensión es 1,27 % que es menor del 1,5 %.

Para el tramo B se utilizarán cables unipolares de aluminio de 300 mm<sup>2</sup> de sección con aislamiento en XLPE y cubierta de PVC.

## 6.5. Cableado de media tensión

La red de media tensión estará compuesta principalmente por dos tramos. El primer tramo discurre desde las estaciones de inversor central hasta el centro de seccionamiento. El segundo tramo discurre desde el centro de seccionamiento hasta la subestación ST Novelda donde se encuentra el punto de conexión a la red.

Los cables empleados serán cables unipolares 12/20 kV, conductor de aluminio de secciones 95 mm<sup>2</sup>, 150 mm<sup>2</sup>, 185 mm<sup>2</sup>, 240 mm<sup>2</sup>, 400 mm<sup>2</sup> y 500 mm<sup>2</sup> y aislamiento XLPE.



ID	Origen	Destino	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Tipo
1	Est IC1 (8,2 MVA)	Centro de seccionamiento	631	1x240mm <sup>2</sup>	Subterráneo
2	Est. IC2 (4,1MVA)	Centro de seccionamiento	267	1x240mm <sup>2</sup>	Subterráneo
3	Centro de Seccionamiento	Subestación NOVELDA	6010	2x630mm <sup>2</sup>	Subterráneo

TABLA 11; Tabla resumen del cableado de media tensión. Fuente: Elaboración propia

El dimensionamiento del cable de Media Tensión consiste en calcular la sección mínima normalizada que cumpla simultáneamente las siguientes condiciones:

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento
- Criterio de caída de tensión
- Criterio de la intensidad máxima de cortocircuito

El método de instalación de los circuitos será directamente enterrado, con una resistividad térmica del terreno de 2,5 K·m/W, temperatura del terreno de 25 °C y enterrado a una profundidad de 0,8 m. En caso de existir más de una terna dentro de cada zanja, la separación entre ternas será de 25 cm. El número máximo de conductos o ternas dentro de una misma zanja será de dos circuitos.

Para realizar el cálculo se va a hacer uso del procedimiento marcado por la ITC-LAT-6.

#### **CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

La intensidad máxima calculada para el diseño de la línea viene dada por la expresión:

$$I_{dis} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (12)$$

Donde:

- S = potencia máxima a transportar en kVA
- U = tensión en kV

La corriente máxima admisible que circulará por los cables dependerá de distintos factores, de sus características constructivas, así como de las características del terreno. Para su cálculo se utilizará la siguiente fórmula:

$$I_{max.adm} = F_t \cdot F_r \cdot F_{nt} \cdot F_p \cdot I_z \quad (13)$$

Donde:

- $F_t$ : factor de corrección debido a la variación de la temperatura del terreno.

- $F_r$ : factor de corrección debido a la variación en la resistividad térmica del terreno.
- $F_{nt}$ : factor de corrección debido al número de ternas dentro de cada zanja.
- $F_p$ : factor de corrección debido a la profundidad de los circuitos de MT.
- $I_z$ : Intensidad máxima admisible teórica que puede transportar el conductor sin aplicar los factores de corrección.

Las condiciones de partida para el cálculo serán las siguientes:

- Temperatura del terreno: 25 °C
- Resistividad térmica del terreno: 2,5 K·m/W
- Distancia entre conductos: 0,25 m
- Método de instalación: Directamente enterrado
- Profundidad: 0,80 m

En las siguientes tablas se muestran la intensidad admisible en condiciones estándar de los conductores en función de su material de aislamiento y los factores correctores a aplicar para las condiciones de funcionamiento de la planta.

Sección (mm <sup>2</sup> )	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

FIGURA 26: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados. Tabla 6 (norma)

**CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS:**

1x sección conductor (Al) mm <sup>2</sup>	Intensidad máxima admisible bajo el tubo y enterrado* A	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* A	Intensidad máxima al aire** A	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1s A	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1s*** A	
					12/20 kV (pant. 16 mm <sup>2</sup> )	18/30 kV (pant. 25mm <sup>2</sup> )
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

(1) Secciones normalizadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección normalizada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

(\*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(\*\*) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(\*\*\*) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

FIGURA 27: Características eléctricas cable 12/20kV. Fuente: Catálogo General Cable

**Factor de corrección por temperatura del terreno**

Este valor dependerá de la temperatura del terreno considerada y de la naturaleza del aislamiento.

Temperatura °C Servicio Permanente $\theta_s$	Temperatura del terreno $\theta_t$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

FIGURA 28: Factor de corrección para temperatura distinta de 25 °C. Tabla 7

**Factor de corrección por resistividad térmica**

Este valor dependerá de la capacidad del terreno para disipar calor.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad térmica del terreno, K·m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados.	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

FIGURA 29: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W. Tabla 8 ITC LAT-6

### Factor de agrupamiento

La agrupación de circuitos dentro de una misma canalización producirá pérdidas, ya que crea más dificultades para la disipación de calor. Su valor dependerá de la tipología de la canalización, del número y tipo de cables que discurren por la misma.

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

FIGURA 30: Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares. Tabla 10 ITC LAT-6

### Factor de profundidad

Cuando la profundidad a la que se instalan los cables es distinta de 1 metro, la intensidad máxima admisible se corregirá dependiendo del método de instalación y la sección del cable con respecto a los siguientes valores:

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤ 185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

FIGURA 31: Factor de corrección para profundidades de la instalación distintas a 1 m. Tabla 11 ITC LAT-6

### CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN

Se establece una caída de tensión de 1% entre el centro de seccionamiento y la subestación ST Novelda.

El cálculo de la caída de tensión se realizará mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \quad (14)$$

Donde:

- $I$ : corriente nominal (A)
- $R$ : Resistencia del conductor en corriente alterna ( $\Omega/\text{km}$ )
- $X$ : Reactancia media del circuito ( $\Omega/\text{km}$ )
- $L$ : Longitud de la línea (km)

- $\cos\varphi$ : Factor de potencia

La caída de tensión porcentual se calculará como sigue:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_{nom}} \cdot 100 \quad (15)$$

#### 6.5.1. Tramo C: De estaciones de inversor central a Centro de Seccionamiento

A continuación, se muestran los resultados de las secciones para los tramos que van desde cada una de las estaciones de inversor central al Centro de Seccionamiento. Se aplicarán las expresiones descritas arriba:

##### **ESTACIÓN 1 (8,2 MVA)**

###### **INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

$$I_{dis} = \frac{8200 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 20000} = 236,71 A$$

$$I_{max.adm} = 1 \cdot 0,8 \cdot 0,82 \cdot 1,3 \cdot 365 = 246,62 A$$

$$I_{max,adm} = 246,62 A > I_{dis} = 236,71 A$$

**CUMPLE (240mm<sup>2</sup>)**

###### **CAÍDA DE TENSIÓN**

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 236,71 \cdot 0,631 \cdot (0,168 \cdot 0,9578 + 0,102 \cdot 0,287) = 49,202 V$$

$$\Delta U(\%) = \frac{49,202}{20.000} \cdot 100 = 0,246\% < 1\%$$

**CUMPLE (240mm<sup>2</sup>)**

##### **ESTACIÓN 2 (4,1 MVA)**

###### **INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

$$I_{dis} = \frac{4100 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 20000} = 118,35 A$$

$$I_{max.adm} = 1 \cdot 0,8 \cdot 0,82 \cdot 1,3 \cdot 215 = 183,35 A$$

$$I_{max,adm} = 183,35 A > I_{dis} = 118,35 A$$

**CUMPLE (95mm<sup>2</sup>)**

###### **CAÍDA DE TENSIÓN**

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 118,35 \cdot 0,267 \cdot (0,43 \cdot 0,9578 + 0,119 \cdot 0,287) = 24,41 V$$

$$\Delta U(\%) = \frac{24,41}{20.000} \cdot 100 = 0,107\% < 1\%$$

**CUMPLE (95mm<sup>2</sup>)**

#### 6.5.2. Tramo D: Línea de evacuación del Centro de Seccionamiento a ST Novelda

Se realizará un proceso similar al caso anterior. Según la ley 14 de 2020 en su art. 14 la línea de evacuación debe cumplir dos condiciones:

- Pérdida de potencia total sea menor o igual al 1% de la potencia instalada.
- Las líneas eléctricas tendrán una capacidad, de al menos, el 200% de la potencia instalada.

#### **INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

$$I_{dis} = \frac{24600 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 20000} = 710,14 \text{ A}$$

$$I_{dis}/2 = 355,07 \text{ A}$$

$$I_{max.adm} = 1 \cdot 0,8 \cdot 0,82 \cdot 1,3 \cdot 615 = 415,54 \text{ A}$$

$$I_{max,adm} = 415,54 \text{ A} > I_{dis} = 355,07 \text{ A}$$

**CUMPLE (2x630mm<sup>2</sup>)**

#### **CAÍDA DE TENSIÓN**

Para el cálculo de la caída de tensión solamente se tendrá en cuenta la intensidad generada por la parte de la potencia de inversores de la instalación, sin considerar el 200%.

$$I'_{dis} = \frac{12300 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 20000} = 355,07 \text{ A}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \frac{355,07}{2} \cdot 6,01 \cdot (0,0643 \cdot 0,9578 + 0,091 \cdot 0,287) = 162,08 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = \frac{162,08}{20.000} \cdot 100 = 0,81\%$$

**CUMPLE (2x630mm<sup>2</sup>)**

#### **PÉRDIDA DE POTENCIA**

$$p\acute{e}rdida \text{ de potencia} = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2 \cdot 2 = 3 \cdot 0,0643 \cdot 6,01 \cdot 173.508^2 \cdot 2 = 292.324,12 \text{ W}$$

$$p\acute{e}rdida \text{ de potencia} = \frac{292,32 \text{ kW}}{12.021 \text{ kW}} \cdot 100 = 0,58\% < 1\%$$

**CUMPLE (2x630mm<sup>2</sup>)**

## 6.6. Sistema de puesta a tierra

### 6.6.1. Protección de puesta a tierra de baja tensión

En este apartado se estudiará la instalación de corriente continua con el fin de garantizar la seguridad, asegurar la actuación de las protecciones y reducir el riesgo en caso de un defecto de aislamiento de las partes activas. Para realizar los cálculos, se hará uso de la norma UNE-HD 60364-4-41 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-41: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra los choques eléctricos. y también del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

#### CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra que se ha proyectado consiste en un conductor horizontal enterrado que une todas las partes metálicas de toda la instalación fotovoltaica.

El primer paso será calcular la puesta a tierra del electrodo. Esto se ha hecho haciendo uso de las fórmulas que aparecen en la ITC-BT-18:

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
$\rho$ , resistividad del terreno (Ohm.m) P, perímetro de la placa (m) L, longitud de la pica o del conductor (m)	

FIGURA 32: Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad el terreno y las características del electrodo. Fuente: ITC-BT-18

Para calcular la resistividad del terreno es necesario un estudio geotécnico con un estudio en campo. Con el fin de obtener un valor orientativo se va a hacer uso de la tabla 3 de la ITC-BT-18.

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000

FIGURA 33: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno. Fuente: ITC-BT-18

La resistividad del terreno se ha considerado finalmente de  $200\Omega\text{m}$  considerando la naturaleza del terreno como margas y arcillas compactas y la longitud total del conductor enterrado es de 5650m. Por tanto, la resistencia eléctrica que se obtiene aplicando la fórmula de la tabla anterior para conductor enterrado horizontalmente es de:

Longitud total del conductor (L)	5650	m
Resistividad del terreno ( $\rho$ )	200	$\Omega\text{m}$
Resistencia de puesta a tierra ( $R_g$ )	0.0708	$\Omega$

TABLA 12: Cálculo de la resistencia a tierra. Elaboración propia

### ESQUEMA DE DISTRIBUCIÓN IT

Para realizar el estudio frente a contactos indirectos, lo primero es destacar el esquema de distribución con el que trabajará la planta fotovoltaica.

En este caso, se tratará de un esquema de distribución IT, en el que las partes activas están aisladas de tierra o un punto está conectado a tierra por medio de una impedancia muy grande. Por otro lado, las masas de la instalación están puestas a tierra unidas todas entre sí.

A continuación, se puede observar el esquema de distribución IT en la siguiente figura:

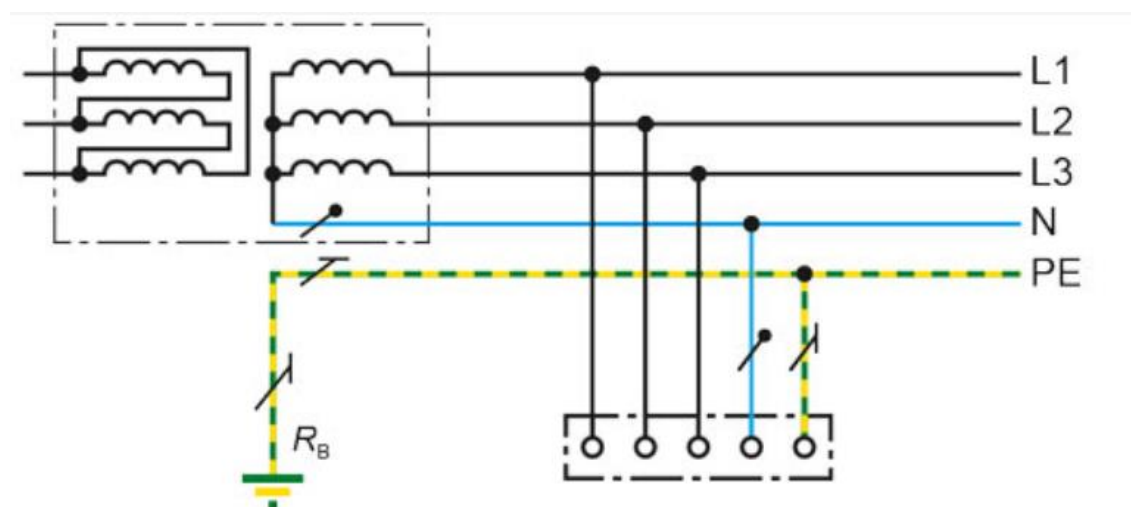


FIGURA 34: Esquema de distribución IT. Fuente: Bender.es

En este tipo de esquemas, se debe destacar que, ante un primer defecto de aislamiento, la corriente de defecto es muy pequeña, obteniendo tensiones poco peligrosas, esto es debido a que la corriente se cierra por el circuito de conductores enterrados.

En caso de existir un segundo defecto la corriente será bastante mayor y se pueden generar tensiones de contacto peligrosas.

### SECCIÓN DEL CONDUCTOR DE TIERRA



Según la ITC-BT-18, las secciones mínimas que deben adoptar los conductores a tierra se muestran en la siguiente tabla:

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm <sup>2</sup> Cobre 16 mm <sup>2</sup> Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm <sup>2</sup> Cobre 50 mm <sup>2</sup> Hierro
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

FIGURA 35: Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra. Fuente: ITC-BT-18

Finalmente, se seleccionará una sección del cable desnudo de 50mm<sup>2</sup>, que será la misma que se utilizará como conductor enterrado en las estaciones de media tensión.

#### 6.6.2. Puesta a tierra de las estaciones de media tensión

A continuación, se realizará el cálculo de la instalación de puesta a tierra de las estaciones de inversor central (0.6/30kV). Se hará uso de las recomendaciones proporcionadas en el documento **“Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría”** elaborado por UNESA.

Del mismo modo se seguirá la normativa de la ITC-RAT-13 que especifica las condiciones que debe cumplir una instalación a tierra de alta tensión.

Las estaciones de inversor central tienen unas dimensiones de 12x2.5 m<sup>2</sup>. Las tablas del anexo 2 del método de cálculo no contemplan un rectángulo de estas dimensiones, la puesta a tierra se calculará interconectando dos puestas a tierra en paralelo de la mitad de longitud, es decir, 6x2.5 m<sup>2</sup>.

La siguiente tabla proporciona los valores de Kr, Kp y Kc para a la malla de 6x2.5 m<sup>2</sup> elegida:

**PROFUNDIDAD = 0,8 m**

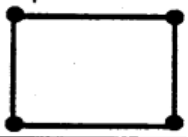

CONFIGURACION	L <sub>p</sub> (m)	RESISTENCIA K <sub>r</sub>	TENSION DE PASO K <sub>p</sub>	TENSION DE CONTACTO EXT K <sub>c</sub> = K <sub>p</sub> (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.113	0.0167	0.0681	60-25/8/00
<b>4 picas</b> 	2	0.087	0.0139	0.0430	60-25/8/42
	4	0.071	0.0110	0.0312	60-25/8/44
	6	0.061	0.0091	0.0243	60-25/8/46
	8	0.053	0.0077	0.0198	60-25/8/48
<b>8 picas</b> 	2	0.077	0.0124	0.0348	60-25/8/82
	4	0.060	0.0092	0.0226	60-25/8/84
	6	0.050	0.0073	0.0165	60-25/8/86
	8	0.043	0.0060	0.0128	60-25/8/88

FIGURA 36: Puesta a tierra rectángulo de 6x2,5m<sup>2</sup> a profundidad 0,8m. Fuente: UNESA

Considerando una longitud de pica de 2m y una configuración de 4 picas se tiene:

$$K_r = 0.087$$

$$K_p = 0.0139$$

$$K_c = 0.0430$$

El cálculo de la resistencia vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$R_t = K_r \cdot \rho \tag{16}$$

Sustituyendo en la expresión anterior:

$$R_t = 0.087 \cdot 200 = 17,4 \Omega$$

Como nuestra malla es de 12x2.5m<sup>2</sup>, para calcular la resistencia real se realizará la interconexión de la R<sub>t</sub> calculada en paralelo, obteniéndose:

$$R'_t = \frac{17,4 \cdot 17,4}{17,4 + 17,4} = 8,7 \Omega$$

### 6.6.3. Comprobación de tensiones de paso y de contacto

Por último, se deben comprobar las tensiones de paso y de contacto para diseñar correctamente la puesta a tierra. Para ello, se hará uso de las indicaciones del MIE RAT-13.

El valor de resistencia global de nuestra instalación estará formado por el paralelo de la resistencia de puesta a tierra de todas las masas de baja tensión y la resistencia de puesta a tierra de las estaciones de inversor central.

$$R_T = \frac{8,7 \cdot 0,0708}{8,7 + 0,0708} = 0,0701 \Omega$$

Se necesita conocer el tiempo de actuación de las protecciones en caso de defecto de tierra.

Se pretende que la instalación se reenganche automáticamente a la red, por lo que el tiempo de actuación debe ser menor a 0,5s.

Para comprobar la tensión de contacto se utiliza la siguiente fórmula del MIE RAT-13:

$$U_c = U_{ca} \cdot \left( 1 + \frac{R_{a1}}{2} + 1,5\rho_s \right) \quad (17)$$

Donde:

- $U_{ca}$ : Tensión de contacto aplicada admisible. Se obtiene de la tabla del MIE RAT 13 en función del tiempo de falta.
- $R_{a1}$ : Resistencia de una persona usando calzado. Se tiene un valor de 2000Ω.
- $\rho_s$ : Resistencia del terreno en el punto de contacto. En los alrededores de la estación de inversor central existe el mismo tipo de terreno que donde están situadas el resto de las partes metálicas de la instalación por lo que se adopta un valor de 200Ωm.

A continuación, se presentarán de las tablas proporcionadas por la MIE RAT-13 para el valor de la tensión de contacto aplicada admisible.

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

FIGURA 37: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada  $U_{ca}$  en función de la duración de la corriente de falta  $t_f$ .  
Fuente: MIE RAT-13

Para un  $t_f = 0,5s$  la  $U_{ca} = 204V$ .

Sustituyendo todos los valores en la ecuación (17) se obtiene:

$$U_c = 469,2 V$$

Para calcular la corriente de defecto, se hará uso de la siguiente ecuación:

$$I_t = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_n^2 + R_t^2}} \quad (18)$$

Donde:

- $I_t$ : Intensidad de defecto [A]
- $U_n$ : Tensión nominal (V)
- $X_n$ : Reactancia limitadora de la subestación. Según Iberdrola se da un valor de  $25\Omega$  para neutro rígidamente a tierra.

Sustituyendo en la Ecuación (18):

$$I_t = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{25^2 + 0,0701^2}} = 461,88 A$$

Para comprobar que está bien diseñada la puesta a tierra se debe cumplir la siguiente condición:

$$R_t \cdot I_t \leq U_c$$

Sustituyendo:

$$0,0707 \cdot 461,88 = 32,65V \leq 469,2V$$

Al tener la tensión de paso un límite mayor, al comprobarse el cumplimiento de las tensiones de contacto se justifica el cumplimiento de las tensiones de paso.

## 6.7. Protecciones de la instalación

### 6.7.1. Protecciones de corriente continua. Tramo strings a DC Combiner box

Una sobrecarga se trata de un exceso de corriente dentro de un circuito, provocado por un defecto de aislamiento, un daño o una demanda excesiva de carga.

El efecto principal de la sobrecarga es el calentamiento de los conductores a temperaturas no admisibles, deteriorando el conductor y su aislante. Una sobre carga no despejada de forma eficaz en un tiempo determinado puede degenerar en un cortocircuito.

La protección debe ser capaz de despejar en un tiempo inversamente proporcional a la corriente de sobrecarga.

Las características de los fusibles para proteger contra sobrecarga deberán cumplir las condiciones establecidas en el ITC-22 del RBT:

1ª condición:

$$IB \leq IN \leq IZ \quad (19)$$

Donde:

- IB: corriente de diseño del circuito correspondiente
- IN corriente nominal del fusible
- IZ corriente máxima admisible del conductor protegido. Según lo calculado en el punto 6.2, IZ=58 A.

2ª condición:

$$IF \leq 1,45 \cdot IZ \quad (20)$$

Donde:

- IF: corriente que garantiza el funcionamiento efectivo en la protección ( $IF = 1,6 \cdot IN$ )
- IZ: corriente máxima admisible del conductor protegido. Según lo calculado en el punto 6.2, IZ=58 A.

Esta segunda condición solo es necesario calcularla para la protección mediante fusibles. En caso de emplear protección con magnetotérmicos la segunda condición siempre se cumple.

Para el caso de la instalación fotovoltaica, los paneles solares funcionan con la intensidad del punto de máxima potencia, cuyo valor es muy cercano al valor de la intensidad de cortocircuito del módulo. Con el fin de considerar los cambios de intensidad por irradiancia y temperatura al igual que en el cálculo de cable se va a mayorar la intensidad de cortocircuito del módulo en condiciones STC un 125%.

1ª condición

$$18,21 \cdot 1,25 = 22,76 A \leq 25 A \leq 58 A \quad \text{CUMPLE}$$

2ª condición

$$IF = 1,6 \cdot 25 = 40 A$$
$$40 A \leq 1,45 \cdot 58 = 84,1 A \quad \text{CUMPLE}$$

Se instalarán fusibles de 25 A en los extremos de cada string dentro de la DC combiner box para la protección contra sobrecargas del tramo de corriente continua.

#### 6.7.2. Protecciones del lado de DC Combiner Box a inversor central

Las protecciones del lado de corriente continua tratan de fusibles alojados en cada una de las entradas de cada inversor.

Utilizando las ecuaciones anteriores, teniendo en cuenta el cableado de este tramo y que las combiner boxes tendrán máximo 10 strings:

- $IB' = 1,25 \cdot 18,21 \cdot 10 = 227,625 A$
- $IZ' (300\text{mm}^2) = 490 A$

Los fusibles que cumplen son de 250 A.

## 7. PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

Para realizar la simulación de la planta y obtener los principales parámetros energéticos y de funcionamiento de la misma, se utilizará el software de simulación de instalaciones fotovoltaicas PVSyst.

A continuación, se hará una explicación de los principales inputs o datos de partida del modelo con el fin de obtener la producción y el rendimiento de la planta. También se realizará un cálculo de los parámetros energéticos a lo largo de la vida útil de la planta, en este caso, 30 años que servirá de base para realizar el estudio de viabilidad de la instalación.

### 7.1. Archivo meteorológico

PVSyst es compatible y capaz de trabajar con distintos archivos meteorológicos (PVGIS, Meteonorm, NASA, SolarGIS, etc.). Estos proporcionan datos meteorológicos en cualquier lugar del mundo. La fuente de datos seleccionada para realizar este trabajo ha sido PVGIS.

#### 7.1.1. PVGIS

PVGIS es una aplicación desarrollada por la Unión Europea y permite calcular la producción fotovoltaica en cualquier lugar de Europa, América y Asia. De esta forma permite al usuario conocer los principales valores meteorológicos con el fin de establecer las bases de cálculo de la instalación, así como conocer las ventajas y desventajas de instalar un generador fotovoltaico en una zona geográfica determinada.

#### 7.1.2. Datos meteorológicos

A continuación, se muestran los valores medios mensuales extraídos de la base de datos de PVGIS para el emplazamiento de la instalación, Monforte del Cid:

Mes	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	Temp (°C)
Enero	127.4	26.2	8.43
Febrero	130.1	35.72	8.63
Marzo	200.0	51.76	13.43
Abril	257.8	58.72	15.26
Mayo	287.4	70.71	19.25
Junio	304.6	68.32	22.53
Julio	316	66	27.5
Agosto	270.9	62.89	25.57
Septiembre	216	54.25	21.59
Octubre	184.6	40.82	18.46
Noviembre	116.8	30.01	14.49

Diciembre	108.6	26.01	9.35
AÑO	2520.3	591.41	17.09

TABLA 13: Datos meteorológicos Monforte del Cid. Fuente: PVGIS

## 7.2. Método de cálculo

La metodología usada para la estimación del potencial energético se basa en un año meteorológico tipo (TMY) P50 y que se resume en las siguientes fases:

- FASE 1: Simulación en PVSyst
  - Cálculo de la energía incidente real, conversión de la radiación en el plano colector (sistema de seguimiento a un eje)
  - Cálculo de la energía MPP en el inversor
- FASE 2: Pérdidas totales y ajuste del rendimiento global de la instalación (Performance Ratio)
- Fase 3: Cálculo de la producción energética en el año cero

A continuación, se describirá el proceso de cálculo de producción de energía en el año cero de operación de la planta fotovoltaica, así como, el reparto mensual para la estimación de la producción anual.

### 7.2.1. Cálculo de la energía incidente

PVSyst recoge los datos horarios de irradiancia global horizontal, radiación difusa horizontal y temperatura del archivo meteorológico, en este caso, PVGIS y calcula la radiación (global, difusa y albedo) en el plano de trabajo, en este caso seguidor solar horizontal a un eje. PVSyst realiza este cálculo usando los ángulos de trayectoria del sol en cada hora y para el emplazamiento del proyecto. Posteriormente, el software aplica un factor correctivo por inclinación de los módulos para cada hora.

De esta forma, se obtiene la “Energía incidente efectiva”, es decir, la radiación que alcanza la superficie de la célula fotovoltaica.

El factor de transposición ( $T_F$ ) es la relación entre la irradiación en el plano del módulo (inclinada) y la irradiación horizontal. Para ello, PVSYST ofrece dos formas o métodos teóricos para obtener esta transposición:

- Modelo Hay: método o modelo clásico que muestra buenos resultados incluso cuando no se tienen buenos datos de radiación difusa.
- Modelo Pérez (Pérez, Ineichen et al.): método o modelo más refinado, pero que requiere de mejores datos de radiación horizontal.

El resultado de los cálculos de la simulación de esta instalación se basa en el modelo Pérez y un coeficiente de albedo de 0,2.

### 7.2.2. Energía de MPP del inversor

PVSyst realiza el cálculo de la temperatura de los paneles FV haciendo un balance energético entre el calor absorbido y las pérdidas por calentamiento o efecto Joule) y la potencia en el punto de máxima potencia MPP en las bornas del inversor. Esta es una energía “supuesta” simulando el sistema funcionando sin fallos.

### 7.2.3. Energía total del sistema

Una vez que la irradiación global real incidente y el punto MPP se determinan, se considera el comportamiento del inversor:

- Si la energía de los módulos (EArrMPP) no consigue alcanzar el límite a la entrada del inversor, el inversor internamente considera un circuito abierto ( $I = 0$  y  $V = V_{oc}$ ).
- Si la potencia saliente del inversor supera a la potencia nominal, la pauta será:
  - Limitación: el inversor rastrea en su curva I/V el punto que actúe a la potencia nominal más cercana, reduciendo la corriente de funcionamiento.
  - Corte: las entradas del inversor se cortan y el inversor internamente considera un circuito abierto, es decir, potencia igual a cero.
- En funcionamiento normal, el inversor busca el punto de máxima potencia MPP, por lo que su potencia de entrada es EArrMPP y la potencia de salida es calculada de acuerdo con la eficiencia del inversor.

La pérdida de energía para un funcionamiento óptimo MPP se acumula de forma independiente.

### 7.2.4. Estimación de las pérdidas del sistema y cálculo del PR

En este apartado se van a definir todas las pérdidas del sistema.

Las pérdidas consideradas se aplican en la fórmula de Producción Anual de referencia o Reference Yield (Yr), que se define como:

$$Y_r = P_{STC} \cdot \frac{IGI}{G_{STC}} \quad (21)$$

Donde:

- $P_{STC}$ : Potencia pico de la instalación en condiciones STC.
- $IGI$ : Irradiación global en el plano inclinado. No considera pérdidas por sombras.
- $G_{STC}$ : Irradiancia en condiciones STC ( $100 \text{ W/m}^2$ ).

El Reference Yield o Producción anual de referencia representa la producción de energía de un sistema ideal con PR (Performance Ratio) del 100%.

A este Yield de referencia se le aplicarán todas las pérdidas del sistema fotovoltaico. La pérdida total se definirá como:



$$\text{Producción de energía} = Y_r \cdot (1 - \text{pérdida total}) \quad (22)$$

En los siguientes apartados se describen las principales pérdidas considerada para el cálculo de la producción de energía real.

#### *Albedo*

El albedo se corresponde con el ratio entre radiación reflejada por una superficie y la radiación incidente. Para esta simulación, se ha considerado un valor medio de reflectividad del 20%, considerando un suelo de pastos. Este valor se considerará constante durante todo el año en la simulación.

#### *Trayectoria solar y horizonte*

El horizonte solar del emplazamiento de la planta puede provocar sombras por objetos lejanos en momentos en el que el sol está bajo. Esto dependerá de la época del año y de la hora del día. Esto se mide a partir de cartas solares.

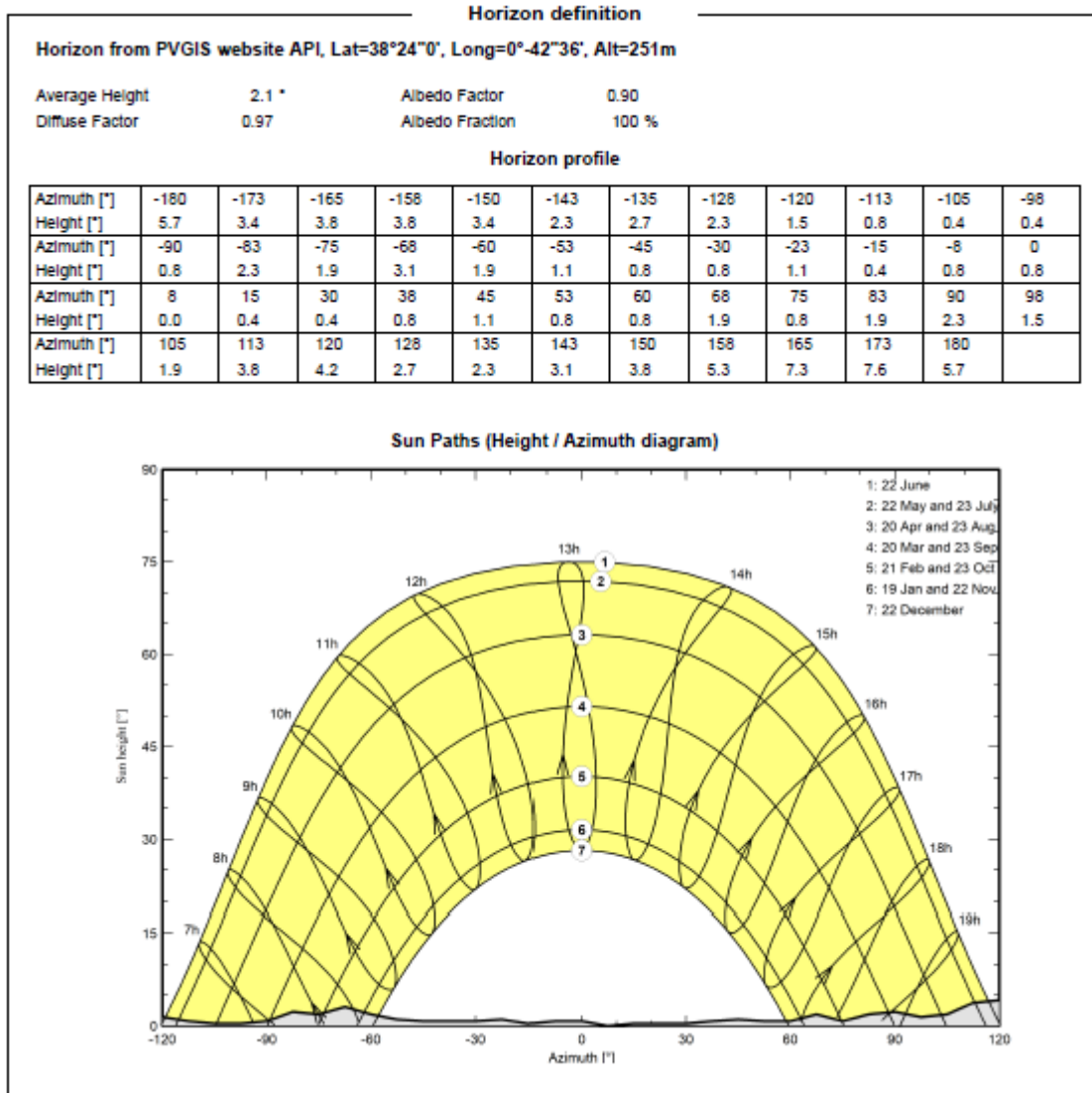


FIGURA 38: Horizonte del emplazamiento de Monforte del Cid. Fuente: PVSyst

### Sombreado del panel (pérdida por irradiación)

Debido a la distribución y distancias entre los seguidores solares se obtienen sombras internas entre módulos. Para minimizar el sombreado entre paneles, los seguidores se encuentran situados a una distancia mínima entre ellos. En el apartado 6.2. se ha justificado y calculado esta distancia mínima.

Esta distancia se estima generalmente utilizando la relación entre un ángulo de sombra con la altura del sol. Cuando el sol se encuentra en un punto bajo, el ángulo de sombreado también lo será, por lo que los módulos se sombrearán más.

En el sistema considerado, los seguidores incluyen backtracking o sistema de retroseguimiento, que permite minimizar y disminuir estas pérdidas por sombreados internos).

Las pérdidas por sombras entre módulos se estiman en PVSYST a través de modelos 3D, como se indica a continuación:

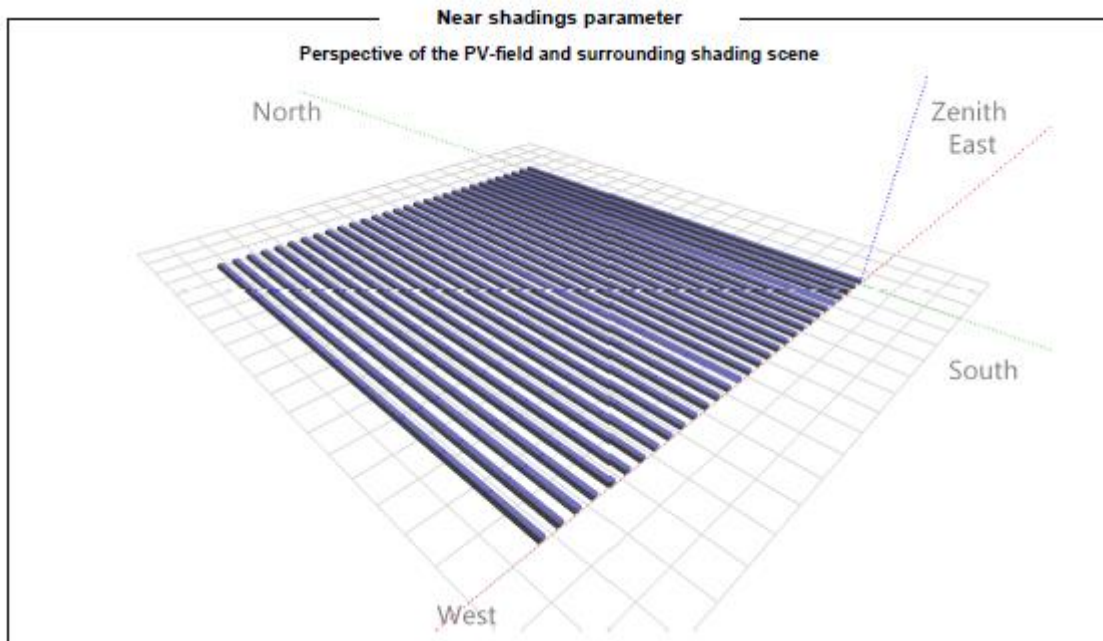


FIGURA 39: Simulación 3D para el cálculo de las sombras cercanas. Fuente: PVSyst

#### *Pérdidas por ángulo de reflexión*

Cuando los rayos del sol inciden sobre la superficie del módulo con un ángulo distinto de  $0^\circ$  aparece una pérdida de energía por reflexión angular, que se puede estimar mediante el teorema del Coseno.

Este fenómeno de reflexión se acentúa con el ángulo de incidencia produciendo una pérdida de rendimiento. Actualmente, los módulos tienen instalados un cristal anti-reflejo. Esto permite que el módulo pueda absorber mayor cantidad de luz, aumentando así el rendimiento.

#### *Pérdidas por suciedad*

La suciedad y el polvo acumulados sobre los paneles también produce una pérdida de la energía generada. Considerando el mismo grado de suciedad, se pierde mayor energía cuando los rayos inciden en el panel con un ángulo inclinado que si lo hacen perpendicularmente.

La influencia de la suciedad dependerá de la inclinación del módulo, del clima y de condiciones específicas de la planta o de las cercanías del lugar.

Para obtener mejores rendimientos, los módulos deben ser limpiados periódicamente y con regularidad. Teniendo en cuenta el lugar del emplazamiento y que los módulos serán limpiados por una empresa de mantenimiento cada poco tiempo se ha adoptado un factor de pérdidas por suciedad del 2%.

#### *Pérdidas del módulo*

Las pérdidas del módulo vienen indicadas por el propio fabricante del panel. Todos los módulos tienen un funcionamiento variable en términos de producción de energía para distintos grados de radiación.

#### *Pérdidas por temperatura*

Debido al aumento de temperatura se produce una reducción de la potencia que es capaz de dar el módulo. La corriente que son capaces de suministrar las células solares es estable a altas temperaturas, pero en cambio la tensión se reduce.

Para determinar la temperatura de las células FV PVSyst utiliza una ecuación de temperatura con dos parámetros principales. Un coeficiente de conducción ( $U_c$ ) y un coeficiente de convección ( $U_v$ ).

Si no se dispone de estudios de viento disponibles PVSyst recomienda usar los siguientes coeficientes para una planta en suelo con buena evacuación de calor  $U_c = 29$  y  $U_v = 0$ .

Sin embargo, para la simulación de este sistema se considerarán los siguientes coeficientes obtenidos de los resultados obtenidos del estudio desarrollado por el Centro de Evaluación de Seguidores Bifaciales (BiTEC) del fabricante Soltec "BiTEC: How to simulate bifacial projects?".

#### *Pérdidas por calidad del módulo*

Los paneles fotovoltaicos no son todos iguales en los procesos de fabricación industrial, variando mínimamente su potencia nominal en STC.

Los fabricantes de los módulos aseguran la potencia pico del módulo con una tolerancia que viene marcada en las especificaciones técnicas. De acuerdo con la ficha técnica del módulo, la cantidad de potencia a entregar por el panel puede variar de 0 a  $\pm 5$  Wp.

Tomando un escenario muy conservador se va a considerar la ganancia de calidad del módulo correspondiente a 0,3 %.

#### *LID o degradación inducida por la luz*

El LID corresponde a una pérdida de rendimiento en el momento que el panel recibe los primeros rayos de sol. En general, se suele considerar un valor de 1,5-2 % en los módulos cristalinos de tipo p. Una ventaja de los módulos tipo n es que ofrecen un LID nulo. Por tanto, se considerará una pérdida por LID de cero.

#### *Pérdidas por mismatch*

Estas pérdidas surgen debido a que los módulos no son totalmente idénticos y sus características eléctricas varían, por lo que no pueden trabajar al mismo tiempo en el mismo punto de funcionamiento.

Como se ha indicado anteriormente, los módulos tienen tolerancias de potencia entre 0 a  $\pm 5$  Wp.

Del mismo modo existen ciertas tolerancias para los valores eléctricos de potencia, tensión e intensidad que puede suministrar el módulo. Esto quiere decir que dos módulos con la misma potencia máxima pueden tener distintos valores de tensión e intensidad.

El problema es que el inversor solo trabaja a una tensión en cada una de las entradas MPP. Dentro de un string o cadena, el módulo que suministra la menor corriente es el que determina la corriente del string y por tanto la potencia de la misma. La pérdida por incompatibilidad o mismatch se corresponde con la relación que existe entre la suma de potencia de todos los paneles y la potencia individual de los paneles en el punto de máxima potencia o MPPT.

Para realizar la estimación, se va a considerar una pérdida por mismatch del 0,7 %.

#### *Pérdidas en el cableado de CC*

La pérdida del cableado de CC se calcula teniendo en cuenta las secciones y la longitud del cableado para la tensión de funcionamiento de la planta.

Las pérdidas óhmicas promedio que se asume en el cableado de CC son del 1,5% en condiciones STC.

#### *Pérdidas en el inversor*

Se considerarán las siguientes pérdidas en relación con el funcionamiento de los inversores:

- Pérdidas asociadas con el punto de máxima potencia (MPPT) del generador fotovoltaico:
  - Pérdidas debidas a sobrepotencia en el inversor.
  - Pérdidas debidas al umbral de potencia.
  - Pérdidas debidas a la superación de la tensión nominal del inversor.
  - Pérdidas debidas al umbral de tensión.
- Pérdidas asociadas a la conversión de corriente continua a corriente alterna DC/AC.

#### *Pérdidas en los cableados de CA y pérdidas en el transformador*

En el caso de inversores centrales las pérdidas del cableado de CA que discurren desde la salida del inversor hasta el transformador son casi nulas, ya que ambos elementos se encuentran sobre el mismo SKID y están muy cerca entre sí.

Las pérdidas óhmicas consideradas para este tramo son del 0,08 % en condiciones STC.

Las pérdidas del transformador de media tensión se simulan suponiendo pérdidas constantes en el hierro y pérdidas resistivas e inductivas de corriente.

#### *Pérdidas en los cableados de CA de MT*

Los cables de MT discurren desde las celdas de MT de las estaciones de inversor central hasta llegar al punto de conexión de la planta con la red de MT de la distribuidora.

Las pérdidas medias anuales consideradas son del 0,81%.

#### *Pérdidas de consumos auxiliares de la planta*

Para el buen funcionamiento de la planta se incluyen sistemas de seguridad, control, monitorización, centros de control donde se consume una cierta cantidad de energía.

Se ha estimado este consumo auxiliar como 0,16 % del total de energía producida.

### 7.3. Modelo Bifacial

El módulo seleccionado TSM-685NEG21C.20 es un módulo bifacial, es decir puede generar potencia por ambas caras. PVSyst utiliza modelos para simular la bifacialidad. Se utilizarán los datos suministrados por el fabricante SOLTEC en sus estudios de sus seguidores para módulos bifaciales.

El modelo de PVSyst principalmente se basa en los siguientes parámetros:

- **Altura de los módulos:** La altura del seguidor de SOLTEC para una configuración 2V tiene una altura aproximada de 2,35 m.
- **Albedo:** Tal y como se ha descrito en el apartado anterior se ha considerado un factor de reflexión del suelo del 20 %.
- **Pitch:** La distancia entre estructuras es muy importante, ya que cuanto mayor sea esta distancia mayor es el haz difuso producido y mayor radiación impacta en el módulo. El pitch considerado es de 12,3 m, correspondiente a un GCR del 40 %.
- **Factor de sombreado de la estructura:** Este factor representa el sombreado que puede tener la cara trasera debido a sombras que produce la propia estructura, principalmente el torque tube. Para el caso monofila este factor es del torno al 10 %. En los seguidores bifila este factor es 0, ya que el torque tube se encuentra entre medias de los módulos, por lo que no se producen sombras.
- **Factor de mismatch:** Este factor representa la pérdida que se produce al no tener condiciones idénticas en el string. Para el caso de seguidores bifila, el fabricante estima una pérdida del 3,1 %.

### 7.4. Resultados. Producción P50

Las siguientes figuras se corresponden con el informe de la simulación del PVSyst y expone los datos de irradiación recibida, pérdidas generadas y la energía total anual P50 calculada para el año cero de funcionamiento de la planta.

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

Project summary			
<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>	
Las Norias		Latitude	38.40 °N
Spain		Longitude	-0.71 °W
		Altitude	251 m
		Time zone	UTC+1
<b>Meteo data</b>		<b>Project settings</b>	
Las Norias		Albedo	0.20
PVGIS api TMY			
System summary			
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Trackers single array, with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	
Orientation		Astronomic calculation	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	
Axis azimuth	0 °		
<b>System information</b>		<b>Near Shadings</b>	
<b>PV Array</b>		According to strings	
Nb. of modules	17550 units	Electrical effect	100 %
Pnom total	12.02 MWp		
		<b>Inverters</b>	
		Nb. of units	3 units
		Pnom total	10.91 MWac
		Grid power limit	10000 kWac
		Grid ilm. Pnom ratio	1.202
<b>User's needs</b>			
Unlimited load (grid)			
Results summary			
Produced Energy	27418778 kWh/year	Specific production	2281 kWh/kWp/year
Apparent energy	28665089 kVAh	Perf. Ratio PR	90.50 %

FIGURA 40: Resumen general del sistema. Fuente: PVSyst

General parameters			
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Trackers single array, with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	
Orientation		Astronomic calculation	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	
Axis azimuth	0 °	<b>Backtracking array</b>	
		Nb. of trackers	30 units
		<b>Sizes</b>	
		Tracker Spacing	12.3 m
		Collector width	4.94 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	40.1 %
		Phi min / max.	-/+ 60.0 °
		<b>Backtracking strategy</b>	
		Phi limits	+/- 66.2 °
		Backtracking pitch	12.3 m
		Backtracking width	4.79 m
<b>Models used</b>		<b>Near Shadings</b>	
Transposition	Perez	According to strings	
Diffuse	Imported	Electrical effect	100 %
Circumsolar	separate		
<b>Horizon</b>		<b>User's needs</b>	
Average Height	2.1 °	Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>			
Model	2D Calculation unlimited trackers		
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>	
Tracker Spacing	12.30 m	Ground albedo	0.20
Tracker width	4.94 m	Bifaciality factor	80 %
GCR	40.1 %	Rear shading factor	0.0 %
Axis height above ground	2.35 m	Rear mismatch loss	3.1 %
		Shed transparent fraction	0.0 %
<b>Grid injection point</b>		<b>Power factor</b>	
<b>Grid power limitation</b>		Cos(phi) (lagging)	0.958
Active Power	10000 kWac		
Pnom ratio	1.202		

FIGURA 41: Características generales del proyecto. Fuente: PV Syst

PV Array Characteristics			
<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Gamesa Electric
Model	TSM-685NEG21C.20	Model	PV4100 UEP v7_50Hz
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	685 Wp	Unit Nom. Power	3637 kVA
Number of PV modules	17550 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	12.02 MWp	Total power	10911 kVA
Modules	585 Strings x 30 In series	Operating voltage	835-1300 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (↔25°C)	4095 kVA
Pmpp	11.11 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
U mpp	1093 V		
I mpp	10166 A		

FIGURA 42: Características del array fotovoltaico I. Fuente: PV Syst

PV Array Characteristics			
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	12022 kWp	Total power	10911 kVA
Total	17550 modules	Number of inverters	3 units
Module area	54516 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.10
Cell area	51081 m <sup>2</sup>		

FIGURA 43: Características del array fotovoltaico II. Fuente: PV Syst



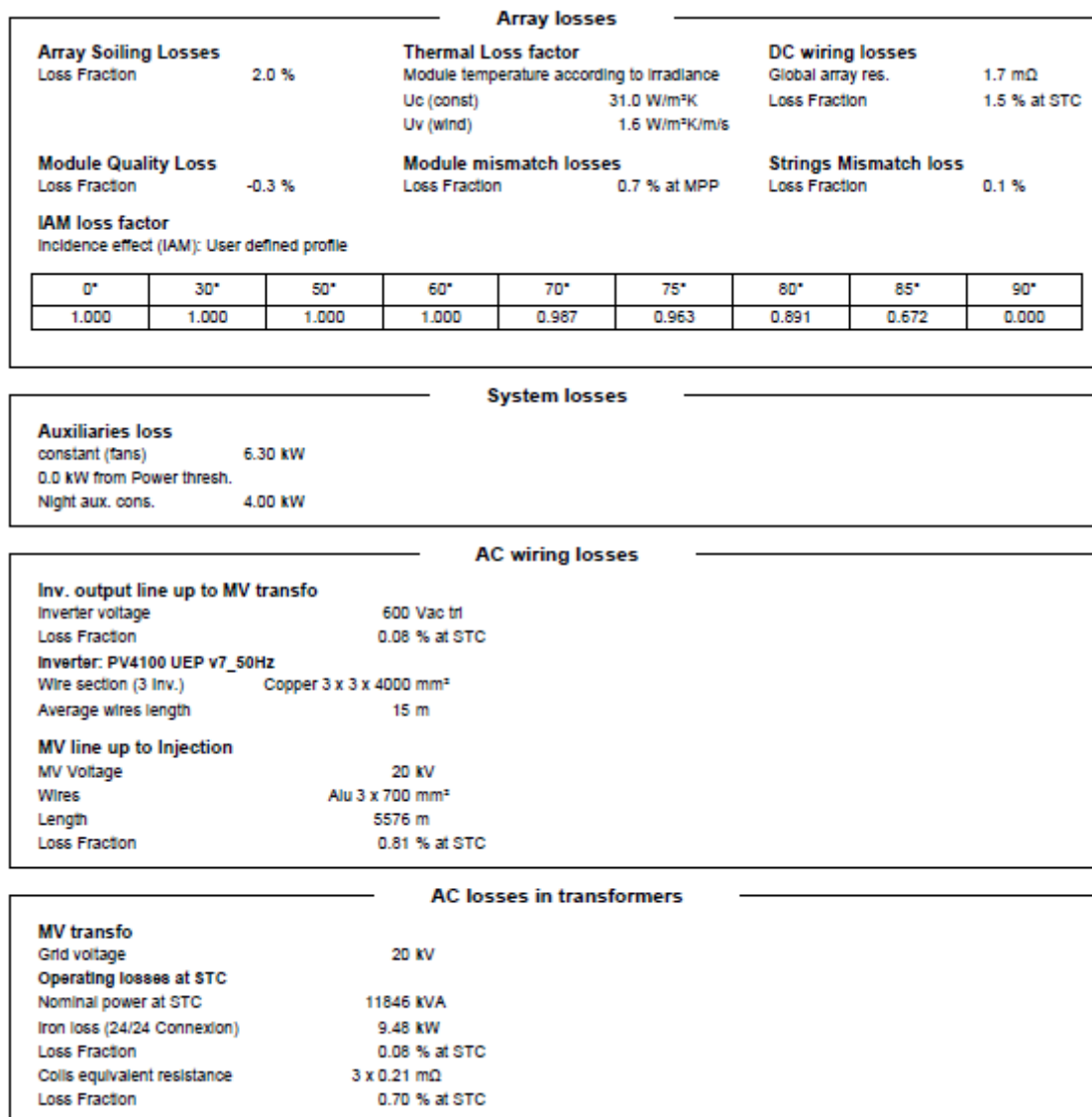


FIGURA 44: Pérdidas del sistema. Fuente: PVSyst

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

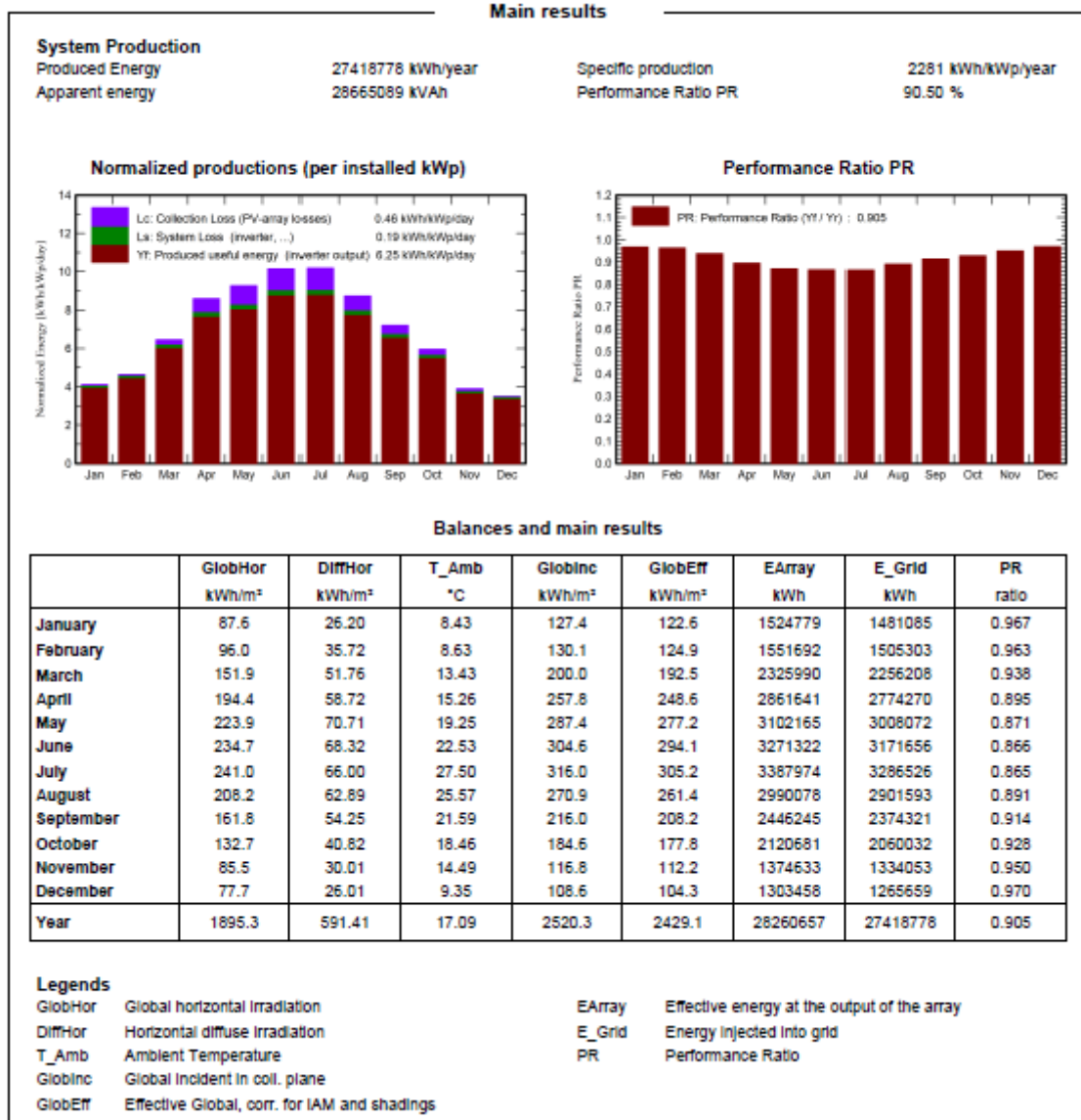


FIGURA 45: Resultados de la simulación. Fuente: PVSyst

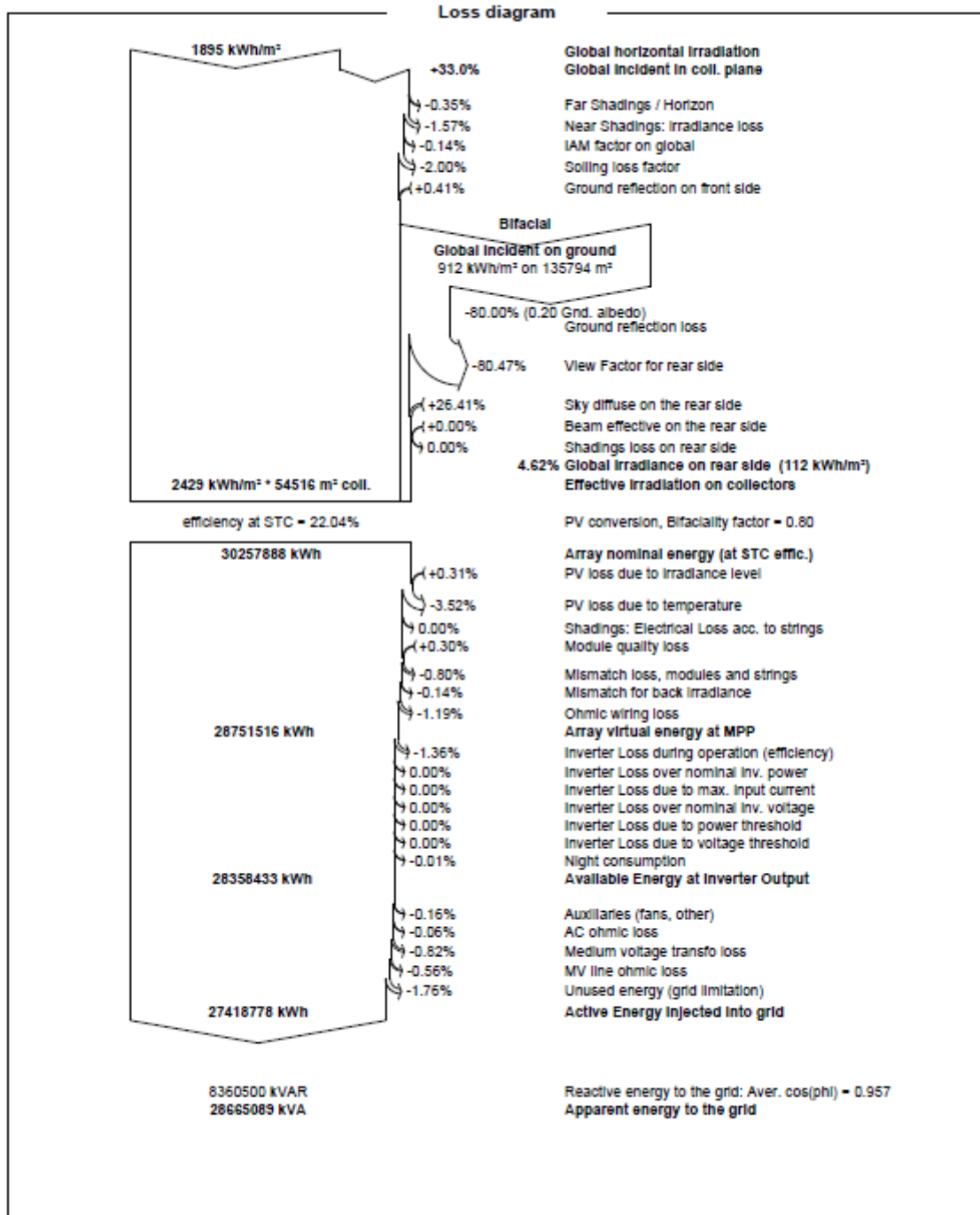


FIGURA 46: Diagrama de pérdidas. Fuente: PVSyst

### 7.5. Estimación de producción de la vida útil del proyecto

En la siguiente tabla se muestra la estimación de la producción anual a partir de los datos sacados de la simulación de PVSyst para el año 0 o el periodo donde se obtiene el Certificado de Aceptación Provisional (CAP) hasta los 30 años de vida útil de la instalación. Se ha considerado una degradación del módulo del 1% el primer año y del 0,4 % anual, según datos facilitados en la hoja técnica del módulo y una indisponibilidad de la planta del 1 % anual.

	Irradiancia en el plano del array	Energía generada TMY estimación @P50	Energía generada TMY estimación @P50 después de indisponibilidad	PR
Año	(kWh/m <sup>2</sup> )	(kWh)	(kWh)	(%)
CAP	2520.31	27,418,777.72	27,418,777.72	90.50%
1	2520.31	27,144,589.94	26,873,144.04	88.69%
2	2520.31	27,036,011.58	26,765,651.46	88.34%
3	2520.31	26,927,433.22	26,658,158.89	87.98%
4	2520.31	26,818,854.86	26,550,666.31	87.63%
5	2520.31	26,710,276.50	26,443,173.73	87.28%
6	2520.31	26,601,698.14	26,335,681.16	86.92%
7	2520.31	26,493,119.78	26,228,188.58	86.57%
8	2520.31	26,384,541.42	26,120,696.01	86.21%
9	2520.31	26,275,963.06	26,013,203.43	85.86%
10	2520.31	26,167,384.70	25,905,710.85	85.50%
11	2520.31	26,058,806.34	25,798,218.28	85.15%
12	2520.31	25,950,227.98	25,690,725.70	84.79%
13	2520.31	25,841,649.62	25,583,233.13	84.44%
14	2520.31	25,733,071.26	25,475,740.55	84.08%
15	2520.31	25,624,492.90	25,368,247.97	83.73%
16	2520.31	25,515,914.54	25,260,755.40	83.37%
17	2520.31	25,407,336.18	25,153,262.82	83.02%
18	2520.31	25,298,757.82	25,045,770.24	82.66%
19	2520.31	25,190,179.46	24,938,277.67	82.31%
20	2520.31	25,081,601.10	24,830,785.09	81.95%
21	2520.31	24,973,022.74	24,723,292.52	81.60%

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

22	2520.31	24,864,444.38	24,615,799.94	81.24%
23	2520.31	24,755,866.02	24,508,307.36	80.89%
24	2520.31	24,647,287.66	24,400,814.79	80.53%
25	2520.31	24,538,709.30	24,293,322.21	80.18%
26	2520.31	24,430,130.94	24,185,829.64	79.83%
27	2520.31	24,321,552.59	24,078,337.06	79.47%
28	2520.31	24,212,974.23	23,970,844.48	79.12%
29	2520.31	24,104,395.87	23,863,351.91	78.76%
30	2520.31	23,995,817.51	23,755,859.33	78.41%

TABLA 14: Estimación producción durante la vida de la planta. Fuente: Elaboración propia

## 8. ESTUDIO ECONÓMICO

El estudio de viabilidad económica o de rentabilidad de un proyecto fotovoltaico se evalúa haciendo un balance entre la inversión inicial (costes de la instalación junto con su conexión a la red de distribución), gastos de funcionamiento y de mantenimiento de equipos y los ingresos anuales provocados con la venta de la electricidad generada. Los principales indicadores que van a definir el estudio y que van a ayudar a evaluar si un proyecto es rentable o no son:

- Tasa Interna de Rendimiento (TIR)
- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa de retorno o payback del proyecto

Estos indicadores que se han presentado se definirán posteriormente a lo largo del estudio, así como su cálculo.

En los siguientes apartados se definirán y justificarán los costes y los ingresos de la instalación.

### 8.1. Costes

La principal función del desglose de costes es ofrecer un valor orientativo de la inversión de la planta y tener un parámetro de entrada para el análisis de la viabilidad del proyecto.

Los principales costes de la instalación se pueden resumir en los siguientes conceptos:

- CAPEX
  - Coste de la instalación.
  - Coste de desarrollo.
  - Alquiler o compra del terreno.
  - Tasa ICIO
  - Aval punto de conexión
- OPEX
  - Costes de gestión, mantenimiento y operación.
  - Seguros
- Impuestos y permisos
- Solicitud del punto de conexión

Se irá abordando y describiendo cada uno de los siguientes conceptos en los próximos apartados.

#### 8.1.1. CAPEX

El CAPEX o inversiones en bienes de capital se trata de la inversión que se hace en ciertos activos con el fin de eventualmente obtener un beneficio económico. En el caso de las plantas fotovoltaicas incluye los costes de desarrollo y construcción.

#### *8.1.1.1. Coste de la instalación*

Este coste incluye el coste de construir la planta, es decir, el presupuesto de ejecución por contrata de la instalación fotovoltaica. Este coste se ha estimado en el apartado anterior con un coste de 7,830,494.29 €. Este coste se encuentra desglosado en el documento PRESUPUESTO.

#### *8.1.1.2. Coste de desarrollo*

Este coste se corresponde con la venta del proyecto por medio de intermediarios, así como todos los costes derivados de pagos de documentación técnica correspondiente a los terrenos, medio ambiente o al proyecto en sí mismo.

En este caso, los propios propietarios de la planta son los únicos agentes que participan en las operaciones y se ha estimado un precio de 10 €/kWp para toda la documentación y procedimientos necesarios para llevar el proyecto al Ready To Build (RTB).

#### *8.1.1.3. Alquiler o compra del terreno*

Este coste comprende el dinero que le abonas al propietario por el terreno, así como los impuestos legales de realizar la operación. Existen dos formas básicas de adquisición del terreno. La primera es comprarle los terrenos al propietario por un precio acordado. La otra opción se trata de alquilar el terreno por un precio por hectárea anual durante el tiempo de vida de la planta fotovoltaica. Este tiempo vendrá dado en función de la garantía y la vida útil de los equipos que componen la planta. La vida útil de las plantas se sitúa en torno a unos valores entre 25 y 40 años.

La elección sobre si realizar la compra del terreno o alquilarlo va a depender principalmente de la decisión del dueño del terreno, si se le va a dar un uso futuro al suelo o si existe algún tipo de comportamiento emocional que haga que el dueño no se quiera desprender del terreno para siempre. En nuestro caso, como inversores y desarrolladores de la planta nos interesa alquilar el terreno, ya que lejos de la implantación de la planta fotovoltaica no existe mayor interés en ser dueños de estos terrenos, en muchos casos improductivos. Además, la compra de los terrenos supone también un pago legal de impuestos por adquisición del terreno que en caso de alquilar no se tendría en cuenta.

Por tanto, se va a considerar la opción de alquilar los terrenos por un precio de alquiler del terreno de 1200€ por hectárea y año durante los años de vida de la planta. La planta tendrá una vida útil de 30 años.

Además del coste de alquilar el terreno durante 30 años, hay que pagar el impuesto de actos jurídicos documentados (AJD) o impuesto de las hipotecas para computar toda la gestión y legalización de documentación a efectos notariales, mercantiles y administrativos. Se va a considerar este impuesto con un coste del 1,5% del precio total del alquiler de los 30 años.

#### *8.1.1.4. Cuota ICIO*

El ICIO o Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras es un impuesto regulado por el Real Decreto 2/2004, que grava cualquier tipo de construcción que exija la obtención de la licencia de obras.

Este impuesto se debe pagar al Ayuntamiento cuando se comience la obra, independientemente de que se haya concedido la licencia de obras. El tipo impositivo de la cuota depende del Ayuntamiento,

pero suele estar en torno al 4 % de la base imponible que se corresponde con el PEM del proyecto fotovoltaico.

En este caso, el gravamen impuesto para nuevas construcciones en el municipio de Monforte del Cid es del 3,6 %.

#### *8.1.1.5. Licencia de obras*

La licencia de obras o de construcción es un permiso, normalmente emitido por los Ayuntamientos, para poder realizar cualquier tipo de construcción nueva y supone la aprobación municipal para llevar a cabo las obras.

Esta licencia como tal no es un impuesto, pero hay que pagar el coste de expedición y de realizar el trámite administrativo. En este caso, se ha considerado un coste del 1,5 % del PEM del proyecto.

#### *8.1.1.6. Solicitud del punto de conexión*

A la hora de pedir el punto de conexión, es decir la cantidad de energía que se va a verter a la red, se debe avalar 40.000 €/MWh. En nuestro caso, se ha avalado un total de 400.000 € que se recuperarán en el año 1

### 8.1.2. OPEX

El OPEX se trata de los costes necesarios de operación y mantenimiento.

#### *8.1.2.1. Costes de gestión, mantenimiento y operación*

Estos costes incluyen todos los recursos humanos y materiales necesarios para llevar a cabo la operación y funcionamiento de la planta fotovoltaica.

##### Costes de operación

Se incluyen principalmente el coste de las actividades de operación e incluyen principalmente al personal de la planta, personal de operación soporte y a los contratos de operación. Los contratos de operación son empresas subcontratadas que se encargan de realizar la operación de la planta.

##### Costes de mantenimiento

Se incluyen todos los costes derivados del mantenimiento de la planta. Las principales tareas de mantenimiento en la planta fotovoltaica serán la limpieza de los módulos, reparaciones o sustituciones de equipos y maniobras programadas de la planta.

##### Costes administrativos

Se corresponde a los gastos administrativos están relacionados a costes de personal para actividades de gestión de la planta, redacción de informes, solicitudes, etc.

Se ha estimado un coste de O&M de 4 €/kWp.

#### *8.1.2.2. Seguros*

Hace referencia a los costes de todos los seguros necesarios para la operación de la planta, seguros de personal, maquinaria, incendios, etc.

Se ha estimado un coste del 0,1 % del CAPEX total del proyecto.



### 8.1.3. Impuestos y otros gastos

En este apartado se incluyen impuestos por generación de electricidad. Del mismo modo, la planta tiene ciertos consumos nocturnos que tendrán que suplirse con energía de la red.

Se ha estimado un coste de producción de energía del 7% de la energía inyectada a la red.

Para el caso de los consumos nocturnos se considera un precio del término fijo de 1.392,44 €/MWh y un precio de energía de 70,51 €/MWh.

A continuación, se va a definir la inversión total que hay que hacer en el año cero y los costes anuales esperados para la explotación de la planta:

<b>Solicitud POC</b>	400,000.00 €
<b>Coste instalación</b>	7,830,494.29 €
<b>Coste de desarrollo</b>	120,217.50 €
<b>Impuesto AJD</b>	10,530.00 €
<b>Cuota ICIO</b>	197,435.07 €
<b>Licencia de obras</b>	82,264.61 €
<b>CAPEX TOTAL</b>	<b>8,640,941.48 €</b>

TABLA 15: Inversión total en el año cero (PAC). Fuente: Elaboración propia

Año	Precio alquiler	Precio O&M	Seguros	IVPEE	Coste energía importada	Coste anual total
1	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,885.50 €	3,110.05 €	85,123.49 €
2	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,877.96 €	3,172.25 €	85,178.15 €
3	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,870.42 €	3,235.69 €	85,234.05 €
4	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,862.87 €	3,300.41 €	85,291.22 €
5	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,855.33 €	3,366.41 €	85,349.69 €
6	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,847.79 €	3,433.74 €	85,409.48 €
7	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,840.25 €	3,502.42 €	85,470.61 €
8	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,832.71 €	3,572.47 €	85,533.11 €
9	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,825.16 €	3,643.92 €	85,597.02 €
10	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,817.62 €	3,716.79 €	85,662.36 €
11	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,810.08 €	3,791.13 €	85,729.15 €
12	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,802.54 €	3,866.95 €	85,797.43 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

13	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,795.00 €	3,944.29 €	85,867.23 €
14	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,787.45 €	4,023.18 €	85,938.57 €
15	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,779.91 €	4,103.64 €	86,011.49 €
16	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,772.37 €	4,185.71 €	86,086.03 €
17	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,764.83 €	4,269.43 €	86,162.20 €
18	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,757.29 €	4,354.82 €	86,240.04 €
19	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,749.74 €	4,441.91 €	86,319.60 €
20	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,742.20 €	4,530.75 €	86,400.90 €
21	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,734.66 €	4,621.37 €	86,483.97 €
22	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,727.12 €	4,713.79 €	86,568.85 €
23	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,719.58 €	4,808.07 €	86,655.59 €
24	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,712.03 €	4,904.23 €	86,744.21 €
25	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,704.49 €	5,002.31 €	86,834.75 €
26	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,696.95 €	5,102.36 €	86,927.25 €
27	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,689.41 €	5,204.41 €	87,021.76 €
28	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,681.87 €	5,308.50 €	87,118.30 €
29	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,674.32 €	5,414.67 €	87,216.93 €
30	23,400.00 €	48,087.00 €	8,640.94 €	1,666.78 €	5,522.96 €	87,317.68 €

TABLA 16: Costes anuales esperados en la instalación. Fuente: Elaboración propia

## 8.2. Ingresos

En este apartado se van a contabilizar los ingresos que se van a obtener que vendrán de la venta de la energía generada. Se tendrán en cuenta los siguientes condicionantes:

- Se considerará la degradación del módulo considerada por el fabricante Trina. Según la ficha técnica del módulo se garantiza una degradación del 1 % para el primer año y a partir del año 1 un 0,4 % anual hasta el año 30.
- Se considerará una indisponibilidad de los equipos del 0,5 % anual desde el año 1. Esta indisponibilidad representa el fallo de algún equipo a lo largo del año o alguna parada por mantenimiento o maniobra.
- Del archivo horario de PVSyst se han extraído los datos de energía inyectada a la red para cada hora del año. Este dato tiene en cuenta el aporte neto de la energía inyectada considerando los consumos auxiliares. Se ha separado por un lado el consumo nocturno y por otro la energía inyectada en las horas de producción.
- Dado que el sistema eléctrico está en constante cambio, que debido a la situación geopolítica se están viviendo épocas con precios de la energía irreales y que no tenemos la certeza de lo que va a pasar en el futuro se van a considerar dos escenarios distintos. El primero va a

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

considerar un precio inicial de la energía de 60 €/MWh que irá actualizándose conforme al IPC que será del 2 %. El segundo considerará el precio de 35 €/MWh para después actualizarse conforme al IPC.

A continuación, se hará un desglose del balance neto de energía en energía que será vendida y la energía que habrá que consumir de la red en las horas en las que no hay generación.

EGrid (kWh)	Eexport (kWh)	Eimport (kWh)
27,418,777.72	27,482,630.99	-63,853.27

TABLA 17: Desglose del balance neto de energía. Fuente: Elaboración propia.

Año	Energía exportada (MWh)	Precio Energía (€/MWh)	Ingresos (€)
CAP	27,482.63	60.00 €	1,648,957.86 €
1	26,935.73	61.26 €	1,650,082.61 €
2	26,827.98	62.49 €	1,676,351.93 €
3	26,720.24	63.73 €	1,703,011.98 €
4	26,612.50	65.01 €	1,730,067.90 €
5	26,504.76	66.31 €	1,757,524.85 €
6	26,397.01	67.64 €	1,785,388.05 €
7	26,289.27	68.99 €	1,813,662.76 €
8	26,181.53	70.37 €	1,842,354.31 €
9	26,073.78	71.78 €	1,871,468.06 €
10	25,966.04	73.21 €	1,901,009.42 €
11	25,858.30	74.68 €	1,930,983.84 €
12	25,750.55	76.17 €	1,961,396.83 €
13	25,642.81	77.69 €	1,992,253.96 €
14	25,535.07	79.25 €	2,023,560.80 €
15	25,427.33	80.83 €	2,055,323.02 €
16	25,319.58	82.45 €	2,087,546.31 €
17	25,211.84	84.10 €	2,120,236.40 €
18	25,104.10	85.78 €	2,153,399.07 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

19	24,996.35	87.49 €	2,187,040.15 €
20	24,888.61	89.24 €	2,221,165.52 €
21	24,780.87	91.03 €	2,255,781.09 €
22	24,673.13	92.85 €	2,290,892.81 €
23	24,565.38	94.71 €	2,326,506.69 €
24	24,457.64	96.60 €	2,362,628.77 €
25	24,349.90	98.53 €	2,399,265.12 €
26	24,242.15	100.50 €	2,436,421.88 €
27	24,134.41	102.51 €	2,474,105.21 €
28	24,026.67	104.56 €	2,512,321.30 €
29	23,918.93	106.66 €	2,551,076.39 €
30	23,811.18	108.79 €	2,590,376.76 €

TABLA 18: Ingresos totales del escenario 1. Fuente: Elaboración propia

Año	Energía exportada (MWh)	Precio Energía (€/MWh)	Ingresos
0	27,482.63	35.00 €	961,892.08 €
1	26,935.73	35.74 €	962,548.19 €
2	26,827.98	36.45 €	977,871.96 €
3	26,720.24	37.18 €	993,423.66 €
4	26,612.50	37.92 €	1,009,206.27 €
5	26,504.76	38.68 €	1,025,222.83 €
6	26,397.01	39.45 €	1,041,476.36 €
7	26,289.27	40.24 €	1,057,969.95 €
8	26,181.53	41.05 €	1,074,706.68 €
9	26,073.78	41.87 €	1,091,689.70 €
10	25,966.04	42.71 €	1,108,922.16 €
11	25,858.30	43.56 €	1,126,407.24 €
12	25,750.55	44.43 €	1,144,148.15 €
13	25,642.81	45.32 €	1,162,148.14 €
14	25,535.07	46.23 €	1,180,410.47 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

15	25,427.33	47.15 €	1,198,938.43 €
16	25,319.58	48.09 €	1,217,735.35 €
17	25,211.84	49.06 €	1,236,804.56 €
18	25,104.10	50.04 €	1,256,149.46 €
19	24,996.35	51.04 €	1,275,773.42 €
20	24,888.61	52.06 €	1,295,679.89 €
21	24,780.87	53.10 €	1,315,872.30 €
22	24,673.13	54.16 €	1,336,354.14 €
23	24,565.38	55.25 €	1,357,128.90 €
24	24,457.64	56.35 €	1,378,200.11 €
25	24,349.90	57.48 €	1,399,571.32 €
26	24,242.15	58.63 €	1,421,246.10 €
27	24,134.41	59.80 €	1,443,228.04 €
28	24,026.67	61.00 €	1,465,520.76 €
29	23,918.93	62.22 €	1,488,127.89 €
30	23,811.18	63.46 €	1,511,053.11 €

TABLA 19: Ingresos totales del escenario 2. Fuente: Elaboración propia

### 8.3. Indicadores de viabilidad económica

#### 8.3.1. VAN

El VAN o Valor Actual Neto es un indicador de valoración de inversión que busca actualizar el balance neto de un proyecto para evaluar la rentabilidad de esa inversión.

El VAN se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad (23)$$

Donde:

- $F_t$ : Son los flujos de caja en el año t.
- $I_0$ : Inversión realizada en el instante inicial (t = 0).
- $n$ : es el número de años de vida útil, en este caso, 30 años.
- $k$ : Tasa de descuento que exige la inversión

Si el VAN es mayor que 1 significa que el proyecto es rentable ya que generará beneficios, si es igual a 0 nos indica que su realización será indiferente, ya que no generará ni beneficios ni pérdidas y si es menor que 0 nos indicará que el proyecto generará pérdidas por lo que no será rentable.

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

Para el proyecto, se considerará una tasa de descuento del 2,5 %.

A continuación, se indican los datos del Valor Actual Neto para los dos escenarios propuestos y el resumen con los flujos de caja acumulados:

Año	Ingresos	Costes fijos	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0	-6,991,983.62 €			-6,991,983.62 €
1	1,650,082.61 €	85,123.49 €	1,564,959.12 €	-5,427,024.49 €
2	1,676,351.93 €	85,178.15 €	1,591,173.78 €	-3,835,850.71 €
3	1,703,011.98 €	85,234.05 €	1,617,777.93 €	-2,218,072.78 €
4	1,730,067.90 €	85,291.22 €	1,644,776.68 €	-573,296.10 €
5	1,757,524.85 €	85,349.69 €	1,672,175.16 €	1,098,879.06 €
6	1,785,388.05 €	85,409.48 €	1,699,978.57 €	2,798,857.63 €
7	1,813,662.76 €	85,470.61 €	1,728,192.16 €	4,527,049.78 €
8	1,842,354.31 €	85,533.11 €	1,756,821.20 €	6,283,870.98 €
9	1,871,468.06 €	85,597.02 €	1,785,871.04 €	8,069,742.02 €
10	1,901,009.42 €	85,662.36 €	1,815,347.06 €	9,885,089.08 €
11	1,930,983.84 €	85,729.15 €	1,845,254.69 €	11,730,343.76 €
12	1,961,396.83 €	85,797.43 €	1,875,599.40 €	13,605,943.17 €
13	1,992,253.96 €	85,867.23 €	1,906,386.73 €	15,512,329.89 €
14	2,023,560.80 €	85,938.57 €	1,937,622.23 €	17,449,952.12 €
15	2,055,323.02 €	86,011.49 €	1,969,311.53 €	19,419,263.65 €
16	2,087,546.31 €	86,086.03 €	2,001,460.28 €	21,420,723.93 €
17	2,120,236.40 €	86,162.20 €	2,034,074.20 €	23,454,798.13 €
18	2,153,399.07 €	86,240.04 €	2,067,159.02 €	25,521,957.15 €
19	2,187,040.15 €	86,319.60 €	2,100,720.55 €	27,622,677.71 €
20	2,221,165.52 €	86,400.90 €	2,134,764.62 €	29,757,442.33 €
21	2,255,781.09 €	86,483.97 €	2,169,297.12 €	31,926,739.45 €
22	2,290,892.81 €	86,568.85 €	2,204,323.96 €	34,131,063.40 €
23	2,326,506.69 €	86,655.59 €	2,239,851.10 €	36,370,914.50 €
24	2,362,628.77 €	86,744.21 €	2,275,884.56 €	38,646,799.06 €
25	2,399,265.12 €	86,834.75 €	2,312,430.37 €	40,959,229.44 €
26	2,436,421.88 €	86,927.25 €	2,349,494.63 €	43,308,724.07 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

27	2,474,105.21 €	87,021.76 €	2,387,083.45 €	45,695,807.52 €
28	2,512,321.30 €	87,118.30 €	2,425,202.99 €	48,121,010.51 €
29	2,551,076.39 €	87,216.93 €	2,463,859.46 €	50,584,869.97 €
30	2,590,376.76 €	87,317.68 €	2,503,059.07 €	53,087,929.04 €

TABLA 20: Flujos de caja acumulados Escenario 1. Fuente: Elaboración propia

Año	Ingresos	Costes fijos	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0	-7,679,049.39 €			-7,679,049.39 €
1	962,548.19 €	85,123.49 €	877,424.70 €	-6,801,624.69 €
2	977,871.96 €	85,178.15 €	892,693.81 €	-5,908,930.88 €
3	993,423.66 €	85,234.05 €	908,189.61 €	-5,000,741.27 €
4	1,009,206.27 €	85,291.22 €	923,915.05 €	-4,076,826.22 €
5	1,025,222.83 €	85,349.69 €	939,873.14 €	-3,136,953.08 €
6	1,041,476.36 €	85,409.48 €	956,066.89 €	-2,180,886.20 €
7	1,057,969.95 €	85,470.61 €	972,499.34 €	-1,208,386.86 €
8	1,074,706.68 €	85,533.11 €	989,173.57 €	-219,213.29 €
9	1,091,689.70 €	85,597.02 €	1,006,092.68 €	786,879.39 €
10	1,108,922.16 €	85,662.36 €	1,023,259.80 €	1,810,139.19 €
11	1,126,407.24 €	85,729.15 €	1,040,678.09 €	2,850,817.28 €
12	1,144,148.15 €	85,797.43 €	1,058,350.72 €	3,909,168.00 €
13	1,162,148.14 €	85,867.23 €	1,076,280.91 €	4,985,448.91 €
14	1,180,410.47 €	85,938.57 €	1,094,471.90 €	6,079,920.80 €
15	1,198,938.43 €	86,011.49 €	1,112,926.94 €	7,192,847.74 €
16	1,217,735.35 €	86,086.03 €	1,131,649.32 €	8,324,497.06 €
17	1,236,804.56 €	86,162.20 €	1,150,642.37 €	9,475,139.43 €
18	1,256,149.46 €	86,240.04 €	1,169,909.41 €	10,645,048.84 €
19	1,275,773.42 €	86,319.60 €	1,189,453.82 €	11,834,502.66 €
20	1,295,679.89 €	86,400.90 €	1,209,278.99 €	13,043,781.65 €
21	1,315,872.30 €	86,483.97 €	1,229,388.33 €	14,273,169.98 €
22	1,336,354.14 €	86,568.85 €	1,249,785.28 €	15,522,955.27 €
23	1,357,128.90 €	86,655.59 €	1,270,473.31 €	16,793,428.58 €
24	1,378,200.11 €	86,744.21 €	1,291,455.91 €	18,084,884.49 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

25	1,399,571.32 €	86,834.75 €	1,312,736.57 €	19,397,621.06 €
26	1,421,246.10 €	86,927.25 €	1,334,318.85 €	20,731,939.91 €
27	1,443,228.04 €	87,021.76 €	1,356,206.28 €	22,088,146.19 €
28	1,465,520.76 €	87,118.30 €	1,378,402.45 €	23,466,548.64 €
29	1,488,127.89 €	87,216.93 €	1,400,910.96 €	24,867,459.60 €
30	1,511,053.11 €	87,317.68 €	1,423,735.42 €	26,291,195.02 €

TABLA 21: Flujos de caja acumulados Escenario 2. Fuente: Elaboración propia

	VAN
<b>Escenario 1</b>	360,019,069.27 €
<b>Escenario 2</b>	123,014,098.99 €

FIGURA 47: VAN del proyecto. Fuente: Elaboración propia

### 8.3.2. TIR

La Tasa Interna de Retorno o TIR es un indicador de valoración de inversión relacionado con el VAN, ya que se trata del valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a 0. Esto quiere decir que si la TIR es mayor a la tasa de descuento el proyecto será viable ya que se obtiene más dinero a largo plazo que lo que cuesta financiar inicialmente el proyecto. La TIR se puede definir de manera fácil como el porcentaje de beneficios o pérdidas que obtenemos como consecuencia de una inversión.

La TIR se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \quad (24)$$

Donde:

- $F_t$ : Son los flujos de caja en el año t.
- $I_0$ : Inversión realizada en el instante inicial (t = 0).
- $n$ : es el número de años de vida útil, en este caso, 30 años.

A continuación, se indican los datos de la Tasa Interna de Retorno para los dos escenarios propuestos:

	TIR
<b>Escenario 1</b>	23.76%
<b>Escenario 2</b>	11.10%

FIGURA 48: TIR del proyecto. Fuente: Elaboración propia



### 8.3.3. Payback

El Payback o periodo de retorno de la inversión es un indicador de valoración de inversión que define el período de tiempo mínimo necesario para recuperar la inversión inicial, es decir, el punto a partir del cual se generan los beneficios netos.

El Payback se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$Payback = a + \frac{I_0 - b}{F_t} \quad (25)$$

Donde:

- $F_t$ : Es el valor de flujo de caja en el año de recuperación de la inversión.
- $I_0$ : Inversión realizada en el instante inicial (t = 0).
- $a$ : Número del año anterior a recuperar el capital inicial.
- $b$ : Suma de flujos de caja hasta el final del año "a".

A continuación, se indican los valores del periodo de retorno de la inversión para los dos escenarios propuestos junto con un gráfico donde se representa el flujo de caja:

	Payback
<b>Escenario 1</b>	5.329
<b>Escenario 2</b>	9.194

TABLA 22: Payback del proyecto. Fuente: Elaboración propia

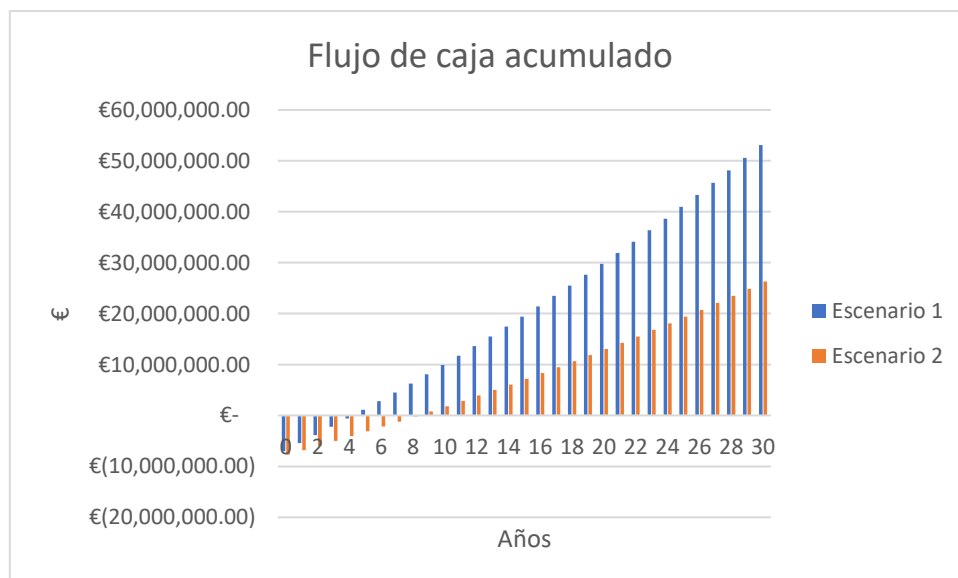


FIGURA 49: Gráfico del flujo de caja acumulado. Fuente: Elaboración propia

# PRESUPUESTO

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

Co d	Descripción	Medi ón	Unida d	Rdto	Precio Unitario	Importe
<b>1</b>	<b>Módulos fotovoltaicos</b>					
<b>1.1</b>	<b>Módulos FV</b>	<b>17,550</b>	<b>ud</b>			<b>3,522,273.6 €</b>
	Módulo fotovoltaico marca Trina Solar TSM-685NEG21C.20 685Wp	17,550	ud/ud	1	185.0 €	3,245,872.5 €
	Transporte contenedor China	17,550	cont/ud	0.0018	8,000.0 €	252,720.0 €
	MO instalación mecánica de módulos	17,550	h/ud	0.067	20.0 €	23,517.0 €
	Costes directos complementarios	2%			8,205.0 €	164.1 €
<b>2</b>	<b>Seguidores solares</b>					
<b>2.1</b>	<b>Seguidor solar horizontal 2Vx15 tipo estándar</b>	<b>23</b>	<b>ud</b>			<b>46,036.4 €</b>
	Seguidor Horizontal Soltec 2Vx15 SF7 Bifacial estándar	23	ud/ud	1	1,644.0 €	37,812.0 €
	Sistema de autoalimentación y comunicación wireless	23	ud/ud	1	80.0 €	1,840.0 €
	MO hincado postes y alquiler de hincadora	161	ud/ud	1	15.0 €	2,415.0 €
	MO instalación mecánica del seguidor	23	h/ud	6.6667	20.0 €	3,066.7 €
	Costes directos complementarios	2%			45,133.7 €	902.7 €
<b>2.2</b>	<b>Seguidor solar horizontal 2Vx15 tipo reforzado</b>	<b>10</b>	<b>ud</b>			<b>191,896.0 €</b>
	Seguidor Horizontal Soltec 2Vx15 SF7 Bifacial reforzado	10	ud/ud	1	18,495.0 €	184,950.0 €
	Sistema de autoalimentación y comunicación wireless	10	ud/ud	1	80.0 €	800.0 €
	MO hincado postes y alquiler de hincadora	70	ud/ud	1	15.0 €	1,050.0 €
	MO instalación mecánica del seguidor	10	h/ud	6.6667	20.0 €	1,333.3 €
	Costes directos complementarios	2%			188,133.3 €	3,762.7 €
<b>2.3</b>	<b>Seguidor solar horizontal 2Vx30 tipo estándar</b>	<b>166</b>	<b>ud</b>			<b>441,727.8 €</b>
	Seguidor Horizontal Soltec 2Vx30 SF7 Bifacial estándar	166	ud/ud	1	2,260.5 €	375,243.0 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

	Sistema de autoalimentación y comunicación wireless	166	ud/ud	1	80.0 €	13,280.0 €
	MO hincado postes y alquiler de hincadora	1494	ud/ud	1	15.0 €	22,410.0 €
	MO instalación mecánica del seguidor	166	h/ud	6.6667	20.0 €	22,133.4 €
	Costes directos complementarios	2%			433,066 €	8,661.3 €
<b>2.4</b>	<b>Seguidor solar horizontal 2Vx30 tipo reforzado</b>	<b>110</b>	<b>ud</b>			<b>315,768.3 €</b>
	Seguidor Horizontal Soltec 2Vx30 SF7 Bifacial reforzado	110	ud/ud	1	2,466.0 €	271,260.0 €
	Sistema de autoalimentación y comunicación wireless	110	ud/ud	1	80.0 €	8,800.0 €
	MO hincado postes y alquiler de hincadora	990	ud/ud	1	15.0 €	14,850.0 €
	MO instalación mecánica del seguidor	110	h/ud	6.6667	20.0 €	14,666.7 €
	Costes directos complementarios	2%			309,577 €	6,192 €
<b>3</b>	<b>Cableado CC</b>					
<b>3.1</b>	<b>Circuito solar 2x1x6mm<sup>2</sup> tendido sobre estructura</b>	<b>4,800</b>	<b>m</b>			<b>5,817.06 €</b>
	Cable solar 2x1x6mm <sup>2</sup> Z1Z1 1,8kV (Positivo y negativo)	4,800	m/m	1	0.52 €	2,496.00 €
	Conectores MC4-EVO2 Macho para interconexión de cable solar con final de serie	585	ud/ud	1	1.10 €	643.50 €
	Conectores MC4-EVO2 Hembra para interconexión de cable solar con final de serie	585	ud/ud	1	1.10 €	643.50 €
	MO tendido de cable en seguidor solar	4,800	h/m	0.02	20.00 €	1,920.00 €
	Costes directos complementarios	2%			5,703.00 €	114.06 €
<b>3.2</b>	<b>Circuito solar 2x1x6mm<sup>2</sup> enterado en tubo corrugado</b>	<b>19,200</b>	<b>m</b>			<b>100,591.92 €</b>
	Cable solar 2x1x6mm <sup>2</sup> Z1Z1 1,8kV (Positivo y negativo)	19,200	m/ud	1	0.52 €	9,984.00 €
	Tubo corrugado de 40mm de diámetro	14,100	m/ud	1	0.03 €	423.00 €
	MO tendido de tubo corrugado sobre zanja	14,100	h/ud	0.2	20.00 €	56,400.00 €
	MO tendido de cable en zanja	19,200	h/ud	0.0222 2	20.00 €	8,532.48 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

Costes directos complementarios	2%			75,339.48 €	1,506.79 €
<b>4 Inversores de strings y líneas subterráneas de baja tensión</b>					
<b>4.1 Cajas de strings o Combiner boxes</b>	<b>72</b>	<b>ud</b>			<b>23,745.65 €</b>
Combiner boxes de máx 10 strings	72	ud/ud	1	300.00 €	21,600.00 €
MO instalación ComBox en poste de seguidor	72	h/ud	1	20.00 €	1,440.00 €
MO montaje eléctrico	72	h/ud	0.1667	20.00 €	240.05 €
Costes directos complementarios	2%			23,280.05 €	465.60 €
<b>4.2 Circuito 2x1x300mm<sup>2</sup> desde ComBox a inversor</b>	<b>11,600</b>	<b>m</b>			<b>55,018.80 €</b>
Cable de aluminio 2x1x300mm <sup>2</sup> Z1Z1 1,8kV (Positivo y negativo)	11,600	m/m	1	4.25 €	49,300.00 €
MO tendido de cable	11,600	h/m	0.02	20.00 €	4,640.00 €
Costes directos complementarios	2%			53,940.00 €	1,078.80 €
<b>5 Estaciones de inversor central, centro de seccionamiento y línea de media tensión</b>					
<b>5.1 Estación de inversor central 1</b>	<b>1</b>	<b>ud</b>			<b>110,160.00 €</b>
Caseta prefabricada de 10x2,5m de planta y 2,5m de altura	1	ud/ud	1	9,000.00 €	9,000.00 €
Inversor PV Proteus con 24 entradas con fusibles de 250 A y 150 A	1	ud/ud	2	18,000.00 €	36,000.00 €
Transformador de potencia de intemperie de 8,2MVA a 40°C, configuración Dy11y11, relación de transformación 0,6/20kV	1	ud/ud	1	40,000.00 €	40,000.00 €
Transformador de auxiliares de servicios auxiliares de 5kVA a 40°C, 20/0,4kV, Dyn11	1	ud/ud	1	1,000.00 €	1,000.00 €
Conjunto de celdas de MT 1L1P, SF6, 24kV, 630A, 20kA/1s	1	ud/ud	2	9,000.00 €	18,000.00 €
Cuadro de monitorización	1	ud/ud	1	2,000.00 €	2,000.00 €
MO instalación de estación de transformación	1	h/ud	100	20.00 €	2,000.00 €
Costes directos complementarios	2%	ud/ud		108,000.00 €	2,160.00 €
<b>5.2 Estación de inversor central 2</b>	<b>1</b>	<b>ud</b>			<b>85,680.00 €</b>
Caseta prefabricada de 10x2,5m de planta y 2,5m de altura	1	ud/ud	1	9,000.00 €	9,000.00 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

Inversor PV Proteus con 24 entradas con fusibles de 250 A y 150 A	1	ud/ud	1	18,000.00 €	18,000.00 €
Transformador de potencia de intemperie de 4,1MVA a 40°C, configuración Dy11, relación de transformación 0,6/20kV	1	ud/ud	1	34,000.00 €	34,000.00 €
Transformador de auxiliares de servicios auxiliares de 5kVA a 40°C, 20/0,4kV, Dyn11	1	ud/ud	1	1,000.00 €	1,000.00 €
Conjunto de celdas de MT 1L1P, SF6, 24kV, 630A, 20kA/1s	1	ud/ud	2	9,000.00 €	18,000.00 €
Cuadro de monitorización	1	ud/ud	1	2,000.00 €	2,000.00 €
MO instalación de estación de transformación	1	h/ud	100	20.00 €	2,000.00 €
Costes directos complementarios	2%			84,000.00 €	1,680.00 €
<b>5.3 Centro de Seccionamiento</b>	<b>1</b>	<b>ud</b>			<b>58,140.00 €</b>
Caseta prefabricada de 5x3m de planta y 4m de altura	1	ud/ud	1	9,000.00 €	9,000.00 €
Conjunto de celdas de MT 4L+1M, SF6, 24kV, 630A, 20kA 1s	1	ud/ud	5	9,000.00 €	45,000.00 €
Transporte DDP a emplazamiento	1	ud/ud	1	1,000.00 €	1,000.00 €
MO instalación de centro de seccionamiento	1	h/ud	100	20.00 €	2,000.00 €
Costes directos complementarios	2%			57,000.00 €	1,140.00 €
<b>5.4 Cable unipolar de MT 12/20kV 1x95mm<sup>2</sup></b>	<b>850</b>	<b>m</b>			<b>5,383.31 €</b>
Cable unipolar de aluminio RHZ1 12/20kV 1x95mm <sup>2</sup>	850	m/m	1	3.80 €	3,230.00 €
Botella terminal de MT para cable 12/20kV de aluminio de 95mm <sup>2</sup>	18	ud/ud	1	80.00 €	1,440.00 €
MO tendido de cable	850	h/m	0.0286	25.00 €	607.75 €
			5277.7	105.56 €	105.56 €
Costes directos complementarios	2%		5		
<b>5.5 Cable unipolar de MT 12/20kV 1x240mm<sup>2</sup></b>	<b>1900</b>	<b>m</b>			<b>11,769.27 €</b>
Cable unipolar de aluminio RHZ1 12/20kV 1x240mm <sup>2</sup>	1900	m/m	1	4.60 €	8,740.00 €
Botella terminal de MT para cable 12/20kV de aluminio de 95mm <sup>2</sup>	18	ud/ud	1	80.00 €	1,440.00 €
MO tendido de cable	1900	h/m	0.0286	25.00 €	1,358.50 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

	Costes directos complementarios	2%			11,538.50 €	230.77 €
<b>5.6</b>	<b>Cable unipolar de MT 12/20kV 2x630mm<sup>2</sup></b>	<b>36100</b>	<b>m</b>			<b>268,608.33 €</b>
	Cable unipolar de aluminio RHZ1 12/20kV 2x630mm <sup>2</sup>	36100	m/m	1	6.50 €	234,650.00 €
	Botella terminal de MT para cable 12/20kV de aluminio de 95mm <sup>2</sup>	36	ud/ud	1	80.00 €	2,880.00 €
	MO tendido de cable	36100	h/m	0.0286	25.00 €	25,811.50 €
	Costes directos complementarios	2%			263,341.50 €	5,266.83 €
<b>6</b>	<b>Obra civil</b>					
<b>6.1</b>	<b>Desbroce de vegetación baja</b>	<b>182727</b>	<b>m<sup>2</sup></b>			<b>2,385.68 €</b>
	Máquina desbrozadora con conductor	182727	h/m <sup>2</sup>	0.0005	22.00 €	2,010.00 €
	MO civil	182727	h/m <sup>2</sup>	0.0001	18.00 €	328.91 €
	Costes directos complementarios	2%			2,338.91 €	46.78 €
<b>6.2</b>	<b>Excavación de zanjas para BT</b>	<b>939</b>	<b>m<sup>3</sup></b>			<b>13,295.48 €</b>
	Retroexcavadora hidráulica de neumáticos de 115kW con conductor para excavación de zanja	939	h/m <sup>3</sup>	0.15	25.00 €	3,521.25 €
	Arena de relleno de 0 a 5mm para formación de cama de arenas en dos tongadas de 10cm y 15cm	939	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	0.333	7.00 €	2,188.81 €
	Cinta de señalización de riesgo eléctrico de BT	939	m/m <sup>3</sup>	1.3889	0.04 €	52.17 €
	Dumper de descarga de 2 ton. De carga útil	939	m/m <sup>3</sup>	0.08	6.50 €	488.28 €
	Retroexcavadora hidráulica de neumáticos de 115kW para relleno de zanjas con material de la propia excavación	939	h/m <sup>3</sup>	0.075	25.00 €	1,760.63 €
	Bandeja vibrante de guiado manual, de 200kg, anchura de trabajo 40cm, reversible	939	h/m <sup>3</sup>	0.12	5.00 €	563.40 €
	Camión cisterna de 8m <sup>3</sup> de capacidad	939	h/m <sup>3</sup>	0.01	25.00 €	234.75 €
	MO construcción para limpieza de fondo de zanja	939	h/m <sup>3</sup>	0.15	18.00 €	2,535.30 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

MO Construcción para extendido y nivelación de cama de arena	939	h/m <sup>3</sup>	0.1	18.00 €	1,690.20 €
Costes directos complementarios	2%			13,034.78 €	260.70 €
<b>6.3 Excavación de zanjas para MT</b>	<b>5000</b>	<b>m<sup>3</sup></b>			<b>86,567.99 €</b>
Retroexcavadora hidráulica de neumáticos de 115kW con conductor para excavación de zanja	5000	h/m <sup>3</sup>	0.15	25.00 €	18,750.00 €
Arena de relleno de 0 a 5mm para formación de cama de arenas en dos tongadas de 10cm y 15cm	5000	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	0.333	7.00 €	11,655.00 €
Cinta de señalización de riesgo eléctrico de MT	5000	m/m <sup>3</sup>	1.3889	0.04 €	277.78 €
Placa de señalización de riesgo eléctrico de MT	5000	m/m <sup>3</sup>	1.3889	0.80 €	5,555.60 €
Dumper de descarga de 2 ton. De carga útil	5000	m/m <sup>3</sup>	0.08	6.50 €	2,600.00 €
Retroexcavadora hidráulica de neumáticos de 115kW para relleno de zanjas con material de la propia excavación	5000	h/m <sup>3</sup>	0.075	25.00 €	9,375.00 €
Bandeja vibrante de guiado manual, de 200kg, anchura de trabajo 40cm, reversible	5000	h/m <sup>3</sup>	0.12	5.00 €	3,000.00 €
Camión cisterna de 8m <sup>3</sup> de capacidad	5000	h/m <sup>3</sup>	0.01	25.00 €	1,250.00 €
MO Construcción para limpieza de fondo de zanja	5000	h/m <sup>3</sup>	0.15	18.00 €	13,500.00 €
MO Construcción para extendido y nivelación de cama de arena	5000	h/m <sup>3</sup>	0.1	18.00 €	9,000.00 €
Costes directos complementarios	2%			74,963.38 €	1,499.27 €
<b>6.4 Formación y compactación de viales de 4m de ancho y 0,3m de espesor</b>	<b>240</b>	<b>m<sup>3</sup></b>			<b>5,052.67 €</b>
Retroexcavadora hidráulica de neumáticos de 115kW con conductor para excavación del cajado del vial de 4m de ancho y 15cm de profundidad	240	h/m <sup>3</sup>	0.1	25.00 €	600.00 €
Zahorra natural caliza	240	t/m <sup>3</sup>	2.2	6.00 €	3,168.00 €



Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

Dumper de descarga frontal de 2 ton. De carga útil.	240	h/m <sup>3</sup>	0.1	6.50 €	156.00 €
Compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado, de 74kW, de 7,42 t, anchura de trabajo 167,6cm	240	h/m <sup>3</sup>	0.1	35.00 €	840.00 €
Camión cisterna de 8m <sup>3</sup> de capacidad	240	h/m <sup>3</sup>	0.01	25.00 €	60.00 €
MO Construcción para extendido y nivelación	240	h/m <sup>3</sup>	0.03	18.00 €	129.60 €
Costes directos complementarios	2%			4,953.60 €	99.07 €
<b>6.5 Cerramientos para edificio de control de 6x18m<sup>2</sup> de planta y 3.5m de altura</b>	<b>168</b>	<b>m<sup>2</sup></b>			<b>19,360.08 €</b>
Grúa autopropulsada de brazo telescópico con una capacidad de elevación de 30t y 27m de altura máxima de trabajo	168	h/m <sup>3</sup>	0.15	50.00 €	1,260.00 €
Panel prefabricado, liso, de hormigón armado de 12 cm de espesor, 6 m de anchura y 3.5 m de longitud, con los bordes machihembrados, acabado liso de color blanco a una cara, para formación de cerramiento.	168	m <sup>2</sup> /m <sup>2</sup>	1.1	35.00 €	6,468.00 €
Estructura metálica formada por pilares y vigas de perfiles HEB laminados en caliente de acero S275JR con uniones soldadas en obra e imprimación antioxidante.	108	kg/m <sup>2</sup>	32	0.90 €	3,110.40 €
Estructura de cubierta formada por correas en perfiles tipo Z de acero S235JRC, acabado galvanizado, incluso accesorios, tornillería y elementos de anclaje.	108	kg/m <sup>3</sup>	5	3.00 €	1,620.00 €

Panel sándwich aislante de acero, para cubiertas, con la superficie exterior grecada y la superficie interior lisa, de 50 mm de espesor y 1150 mm de anchura, formado por doble cara metálica de chapa estándar de acero, acabado prelacado, de espesor exterior 0,5 mm y espesor interior 0,5 mm y alma aislante de lana de roca de densidad media 145 kg/m <sup>3</sup> , y accesorios.	108.54	m <sup>2</sup> /m <sup>2</sup>	1.13	30.00 €	3,679.51 €
M.O. Construcción para colocación y soldadura de estructura metálica.	3456	h/kg	0.02	18.00 €	1,244.16 €
M.O. Construcción para colocación de paneles de cerramiento de hormigon prefabricado.	168	h/m <sup>2</sup>	0.4	18.00 €	1,209.60 €
M.O. Construcción para colocación de estructura de cubierta y panel sandwich	108	h/m <sup>2</sup>	0.2	18.00 €	388.80 €
Costes directos complementarios	2%			18,980.47 €	379.61 €
<b>6.5 Vallado de parcela formado por malla de simple torsión de 2m de altura</b>	<b>3962</b>	<b>m</b>			<b>39,288.94 €</b>
Poste intermedio de tubo de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 2 m.	3962	ud/m	0.22	4.00 €	3,486.56 €
Poste interior de refuerzo de tubo de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 2 m.	3962	ud/m	0.06	5.20 €	1,236.14 €
Poste en escuadra de tubo de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 2 m.	3962	ud/m	0.2	6.00 €	4,754.40 €
Malla de simple torsión, de 40 mm de paso de malla y 1,8 mm de diámetro, acabado galvanizado.	3962	m <sup>2</sup> /m	2.2	1.10 €	9,588.04 €
Accesorios para fijación de la malla a los postes metálicos.	3962	ud/m	1	0.50 €	1,981.00 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

	Hormigón HM-20/B/20/I, fabricado en central.	3962	m <sup>3</sup> /m	0.015	60.00 €	3,565.80 €
	M.O. Construcción para vertido de hormigón.	3962	h/m	0.075	18.00 €	5,348.70 €
	M.O. Construcción para montaje de valla.	3962	h/m	0.12	18.00 €	8,557.92 €
	Costes directos complementarios	2%			38,518.56 €	770.37 €
<b>6.6</b>	<b>Puertas metálicas de acceso de 5x2m<sup>2</sup> cada una</b>	<b>5</b>	<b>ud</b>			<b>7,374.60 €</b>
	Puerta cancela metálica en vallado exterior para acceso de vehículos	5	m <sup>2</sup> /ud	12	100.00 €	6,000.00 €
	Hormigón HM-20/B/20/I, fabricado en central.	5	m <sup>3</sup> /ud	0.5	60.00 €	150.00 €
	M.O. Construcción para vertido de hormigón.	5	h/ud	6	18.00 €	540.00 €
	M.O. Construcción para montaje de valla.	5	h/ud	6	18.00 €	540.00 €
	Costes directos complementarios	2%			7,230.00 €	144.60 €
<b>7</b>	<b>Red de tierras y servicios de red auxiliares</b>					
<b>7.1</b>	<b>Red de tierras en anillo de estaciones de transformación</b>	<b>2</b>	<b>ud</b>			<b>1,436.16 €</b>
	Electrodo cobreado, fabricado en acero de 15mm de diámetro y 2,5m de longitud	2	ud/ud	4	15.00 €	120.00 €
	Conductor de cobre desnudo de 50mm <sup>2</sup>	2	ud/ud	72	3.50 €	504.00 €
	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra	2	ud/ud	72	3.50 €	504.00 €
	MO eléctrica para instalación de sistema de tierras	2	h/ud	7	20.00 €	280.00 €
	Costes directos complementarios	2%			1,408.00 €	28.16 €
<b>7.2</b>	<b>Red de tierras en anillo de centro de control</b>	<b>1</b>	<b>ud</b>			<b>718.08 €</b>
	Electrodo cobreado, fabricado en acero de 15mm de diámetro y 2,5m de longitud	1	ud/ud	4	15.00 €	60.00 €
	Conductor de cobre desnudo de 50mm <sup>2</sup>	1	ud/ud	72	3.50 €	252.00 €
	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra	1	ud/ud	72	3.50 €	252.00 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

MO eléctrica para instalación de sistema de tierras	1	h/ud	7	20.00 €	140.00 €
Costes directos complementarios	2%			704.00 €	14.08 €
<b>7.3 Red de tierras en anillo de seguidores, vallas y sistemas auxiliares</b>	<b>5650</b>	<b>m</b>			<b>23,196.08 €</b>
Conductor de cobre desnudo de 50mm <sup>2</sup>	5650	m/m	1	3.00 €	16,950.00 €
Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra	5650	ud/m	0.005	5.00 €	141.25 €
MO eléctrica para instalación de sistema de tierras	5650	h/m	0.05	20.00 €	5,650.00 €
Costes directos complementarios	2%			22,741.25 €	454.83 €
<b>7.4 Red de potencia de servicios auxiliares y fibra óptica</b>	<b>500</b>	<b>m</b>			<b>2,506.14 €</b>
Cable pentapolar de cobre RV-K 0,6/1kV para instalaciones auxiliares	300	m/m	1	4.00 €	1,200.00 €
Cable de fibra óptica monomodo con protección mecánica	500	m/m	1	0.85 €	425.00 €
Tubo corrugado 50mm de diámetro con protección UV	800	m/m	1	0.60 €	480.00 €
MO tendido de tubo y cable	800	h/m	0.022	20.00 €	352.00 €
Costes directos complementarios	2%			2,457.00 €	49.14 €
<b>8 Red de comunicaciones y SCADA de monitorización</b>					
<b>8.1 Estación meteorológica principal</b>	<b>1</b>	<b>ud</b>			<b>8,211.00 €</b>
Sensor de radiación piranómetro Kipp&Zonen SMP10	1	ud/ud	2	1,200.00 €	2,400.00 €
Sensor de suciedad DustIQ de Kipp&Zonen	1	ud/ud	1	2,000.00 €	2,000.00 €
Sensor de velocidad y dirección de viento ultrasónico	1	ud/ud	1	800.00 €	800.00 €
Torre de celosía de 3m de altura de acero galvanizado	1	ud/ud	1	300.00 €	300.00 €
Sensor de temperatura de módulo PT1000	1	ud/ud	2	350.00 €	700.00 €
Sensor de temperatura ambiente RS485	1	ud/ud	1	450.00 €	450.00 €
Cuadro de comunicaciones	1	ud/ud	1	1,000.00 €	1,000.00 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

	MO instalación estación meteorológica	1	h/ud	20	20.00 €	400.00 €
	Costes directos complementarios	2%			8,050.00 €	161.00 €
<b>8.2</b>	<b>Cuadros SCADA en estaciones de inversor central</b>	<b>2</b>	<b>ud</b>			<b>5,426.40 €</b>
	Cuadro de comunicaciones del SCADA	2	ud/ud	1	2,500.00 €	5,000.00 €
	MO instalación sistema de monitorización	2	h/ud	8	20.00 €	320.00 €
	Costes directos complementarios	2%			5,320.00 €	106.40 €
<b>8.3</b>	<b>Hardware y software SCADA en centro de control y PPC</b>	<b>1</b>	<b>ud</b>			<b>18,849.60 €</b>
	Cuadro central de comunicaciones del SCADA	1	ud/ud	1	2,500.00 €	2,500.00 €
	Ordenador industrial para software SCADA, con monitor, teclado y ratón.	1	ud/ud	1	1,500.00 €	1,500.00 €
	Licencia de software SCADA	1	ud/ud	1	6,000.00 €	6,000.00 €
	Power Plant Controller	1	ud/ud	1	8,000.00 €	8,000.00 €
	MO instalación sistema de monitorización	1	h/ud	24	20.00 €	480.00 €
	Costes directos complementarios	2%			18,480.00 €	369.60 €
<b>9 Seguridad y Salud</b>						
<b>9.1</b>	<b>Señalización de seguridad</b>	<b>1</b>	<b>ud</b>			<b>5,778.30 €</b>
	Cordón de balizamiento con guirnaldas reflectantes de plástico	1	m/ud	900	0.10 €	90.00 €
	Redondo de acero corrugado	1	ud/ud	1500	1.00 €	1,500.00 €
	Vallas peatonales	1	ud/ud	60	25.00 €	1,500.00 €
	Vallas trasladables	1	ud/ud	40	25.00 €	1,000.00 €
	Señales de seguridad en el trabajo	1	ud/ud	50	3.50 €	175.00 €
	MO señalización y delimitación de zonas de riesgo	1	h/ud	10	20.00 €	200.00 €
	MO personal recursos preventivos	1	h/ud	60	20.00 €	1,200.00 €
	Costes directos complementarios	2%			5,665.00 €	113.30 €
<b>10</b>	<b>Gestión de residuos</b>	<b>1</b>	<b>ud</b>			<b>2,244.00 €</b>
	Alquiler de contenedores	1	ud/ud	1	1,200.00 €	1,200.00 €

Proyecto de central fotovoltaica de conexión a red de 12MWp en Monforte del Cid, provincia de Alicante

Transporte de contenedores a gestor de residuos	1	ud/ud	6	100.00 €	600.00 €
MO recolección y transporte de residuos	1	h/ud	20	20.00 €	400.00 €
Costes directos complementarios	2%			2,200.00 €	44.00 €
					<b>5,484,307.53</b>
<b>TOTAL</b>					<b>€</b>

El presupuesto de ejecución material (PEM) asciende a un total de CINCO MILLONES CUATROCIENTOS OCHENTA Y CUATRO MIL TRESCIENTOS SIETE euros.

### PRESUPUESTO BASE LICITACIÓN

<b>Presupuesto de Ejecución Material</b>	5,484,307.53 €
<b>Gastos Generales (12 %)</b>	658,116.90 €
<b>Beneficio industrial (6 %)</b>	329,058.45 €
<b>Presupuesto de ejecución por contrata</b>	6,471,482.89 €
<b>IVA (21 %)</b>	1,359,011.41 €
<b>Presupuesto Base Licitación</b>	7,830,494.29 €

TABLA 23: Resumen PBL de la instalación. Fuente: Elaboración propia

El presupuesto base licitación (PBL) asciende a un total de SIETE MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y CUATRO euros.

## 9. CONCLUSIONES

Se ha estudiado y comprobado la viabilidad económica y técnica de la instalación dimensionando todos los elementos necesarios con las tecnologías más punteras que se pueden encontrar en el mercado. Como se puede ver a lo largo de los 30 años el proyecto es rentable económicamente. Se han realizado dos escenarios distintos en función del precio de la energía, ya que no se tiene la previsión de precios para los próximos años y es un valor que tiene mucha incertidumbre. Se ha propuesto un escenario más optimista en el que la rentabilidad es bastante buena. El segundo escenario es bastante peor, pero es un escenario muy pesimista que muy rara vez se va a dar de manera continuada en el mercado eléctrico.

Debido a la disminución de los costes operacionales y el rendimiento de los equipos fotovoltaicos, las plantas fotovoltaicas son una muy buena inversión a largo plazo, consiguiendo rentabilidades muy buenas en función de las características del proyecto. El avance tecnológico y operacional de las plantas seguirá mejorando con el almacenamiento en baterías cuando los costes de producción disminuyan. Además, otras tecnologías como hidrógeno verde surgirán como sustituto de los combustibles fósiles actuales.

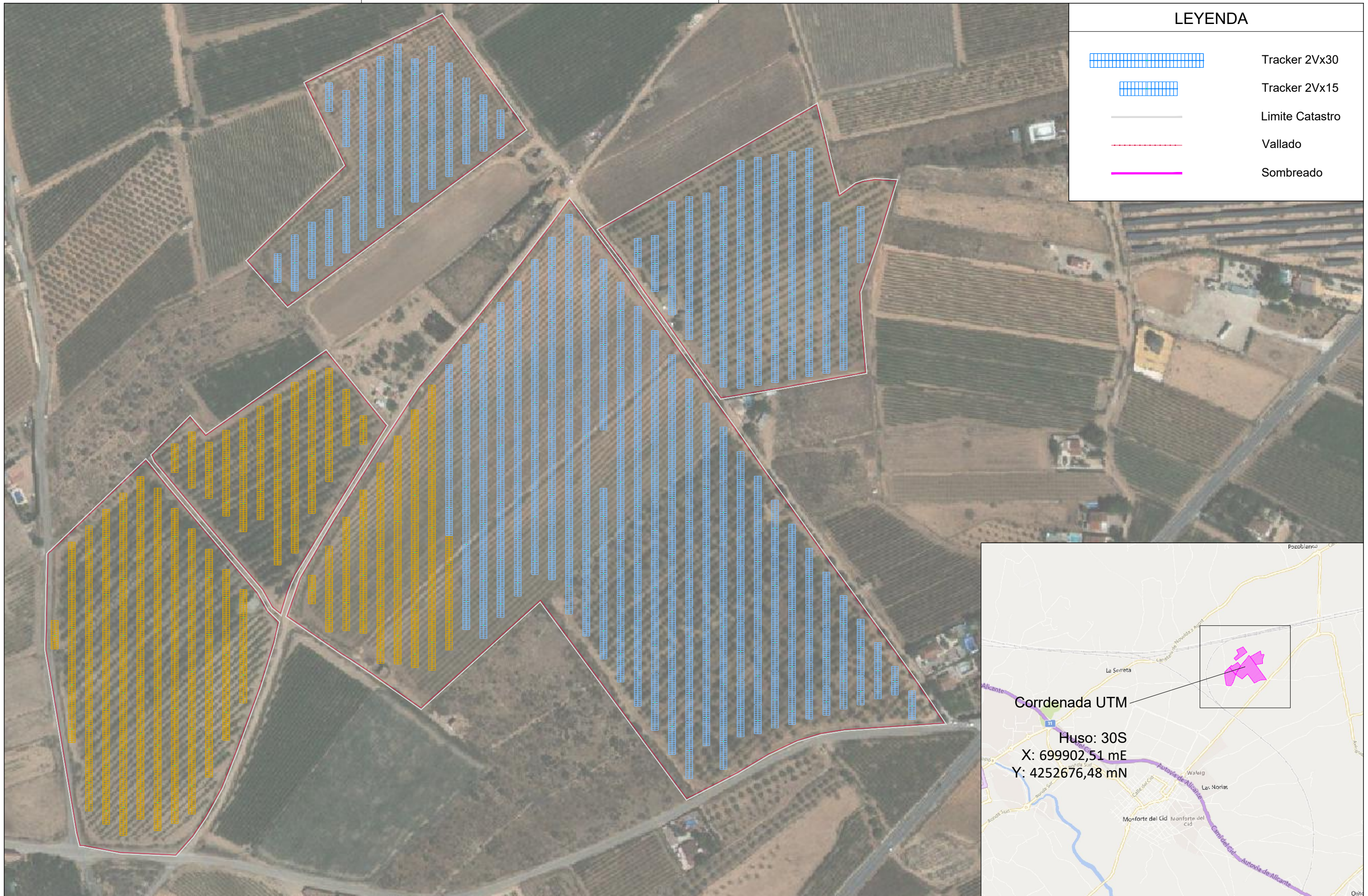
## 10. BIBLIOGRAFÍA






- PVGIS online: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html)
- PVSYST: <https://www.pvsyst.com/>
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- Reglamento de Alta Tensión: Condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- UNE-HD 60364-5-52:2011: Instalaciones de baja tensión. Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.
- UNE-HD 60364-5-54:2011: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-54: Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra, conductores de protección y conductores de equipotencialidad.
- IEC 60287-1-1:2006: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Decreto-ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.
- Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría, elaborado por UNESA.

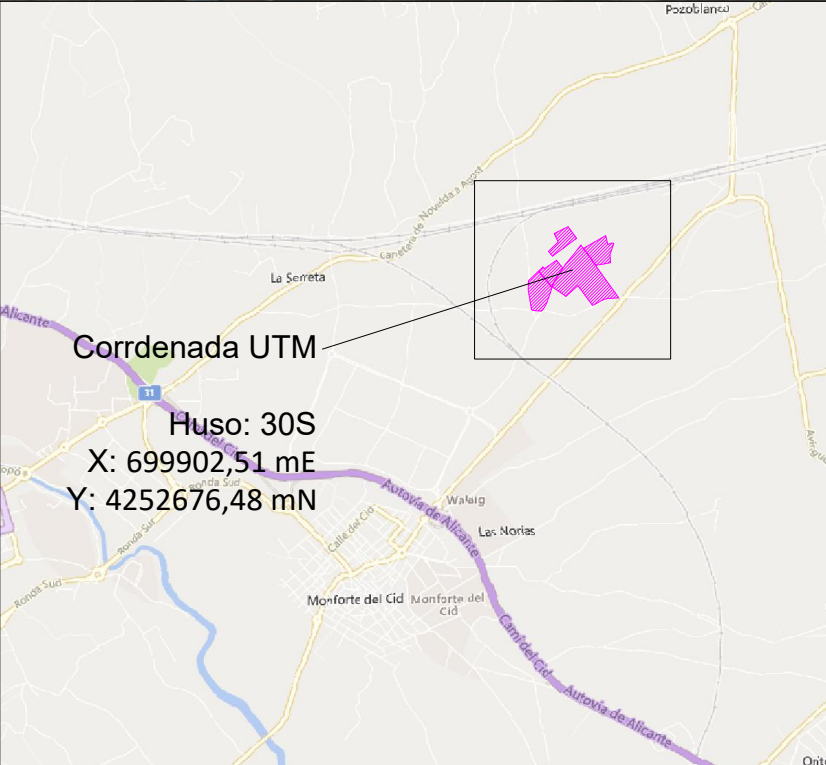




# PLANOS



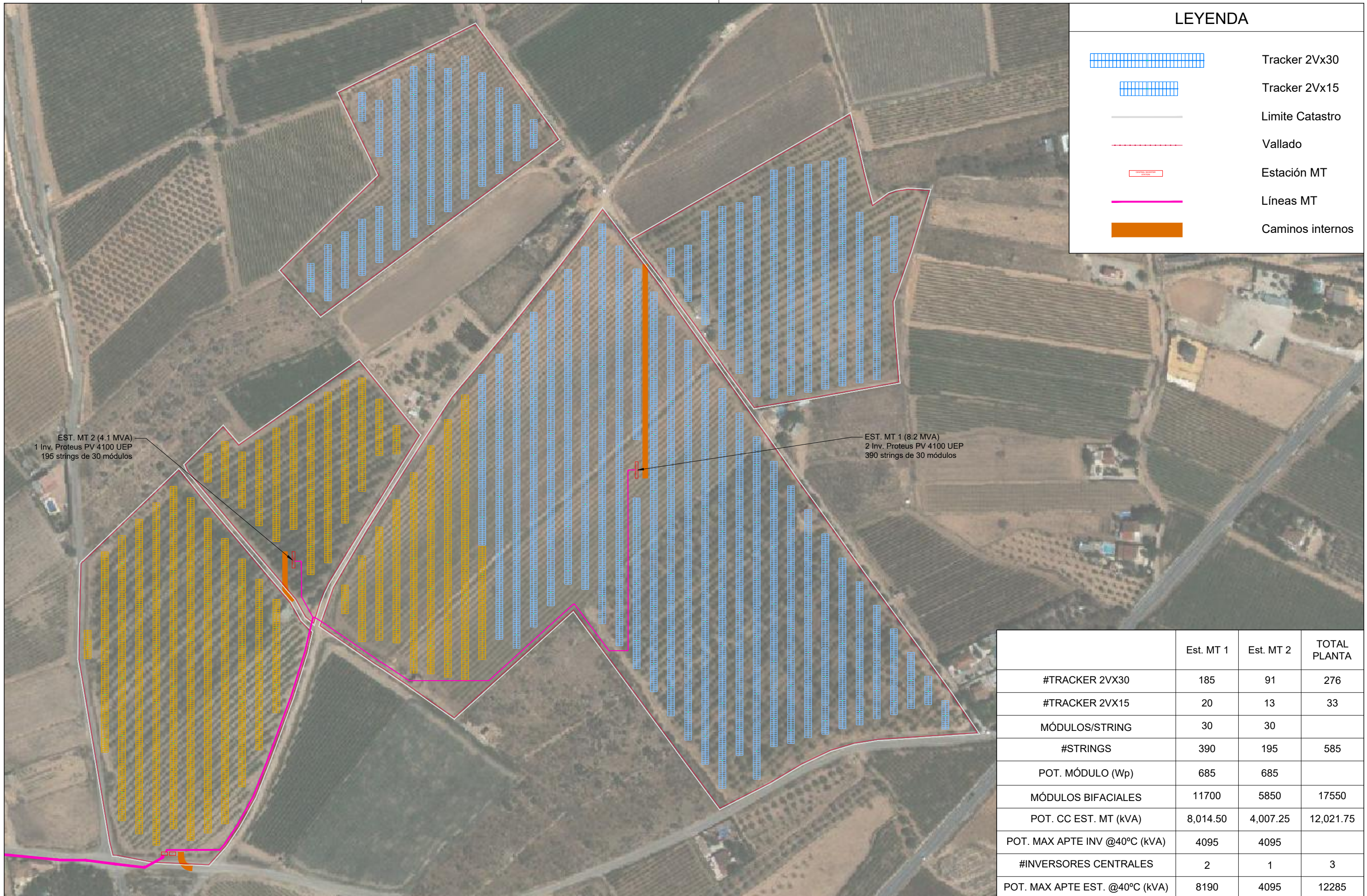


LEYENDA	
	Tracker 2Vx30
	Tracker 2Vx15
	Limite Catastro
	Vallado
	Sombreado



TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA	Proyecto: <b>PROYECTO DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A RED DE 12MWp EN MONFORTE DEL CID, PROVINCIA DE ALICANTE</b>	Plano: <b>Localización y emplazamiento</b>	Fecha: <b>Septiembre 2022</b>	Nº Plano: <b>1</b>
		Autor: <b>David Dávila Martínez</b>	Escala: <b>1:2500</b>	





**LEYENDA**

- Tracker 2Vx30
- Tracker 2Vx15
- Limite Catastro
- Vallado
- Estación MT
- Líneas MT
- Caminos internos

EST. MT 2 (4.1 MVA)  
1 Inv. Proteus PV 4100 UEP  
195 strings de 30 módulos

EST. MT 1 (8.2 MVA)  
2 Inv. Proteus PV 4100 UEP  
390 strings de 30 módulos

	Est. MT 1	Est. MT 2	TOTAL PLANTA
#TRACKER 2VX30	185	91	276
#TRACKER 2VX15	20	13	33
MÓDULOS/STRING	30	30	
#STRINGS	390	195	585
POT. MÓDULO (Wp)	685	685	
MÓDULOS BIFACIALES	11700	5850	17550
POT. CC EST. MT (kVA)	8,014.50	4,007.25	12,021.75
POT. MAX APTe INV @40°C (kVA)	4095	4095	
#INVERSORES CENTRALES	2	1	3
POT. MAX APTe EST. @40°C (kVA)	8190	4095	12285

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Proyecto: **PROYECTO DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A RED DE 12MWp EN MONFORTE DEL CID, PROVINCIA DE ALICANTE**

Plano: **Distribución en planta**

Autor: **David Dávila Martínez**

Fecha: **Septiembre 2022**

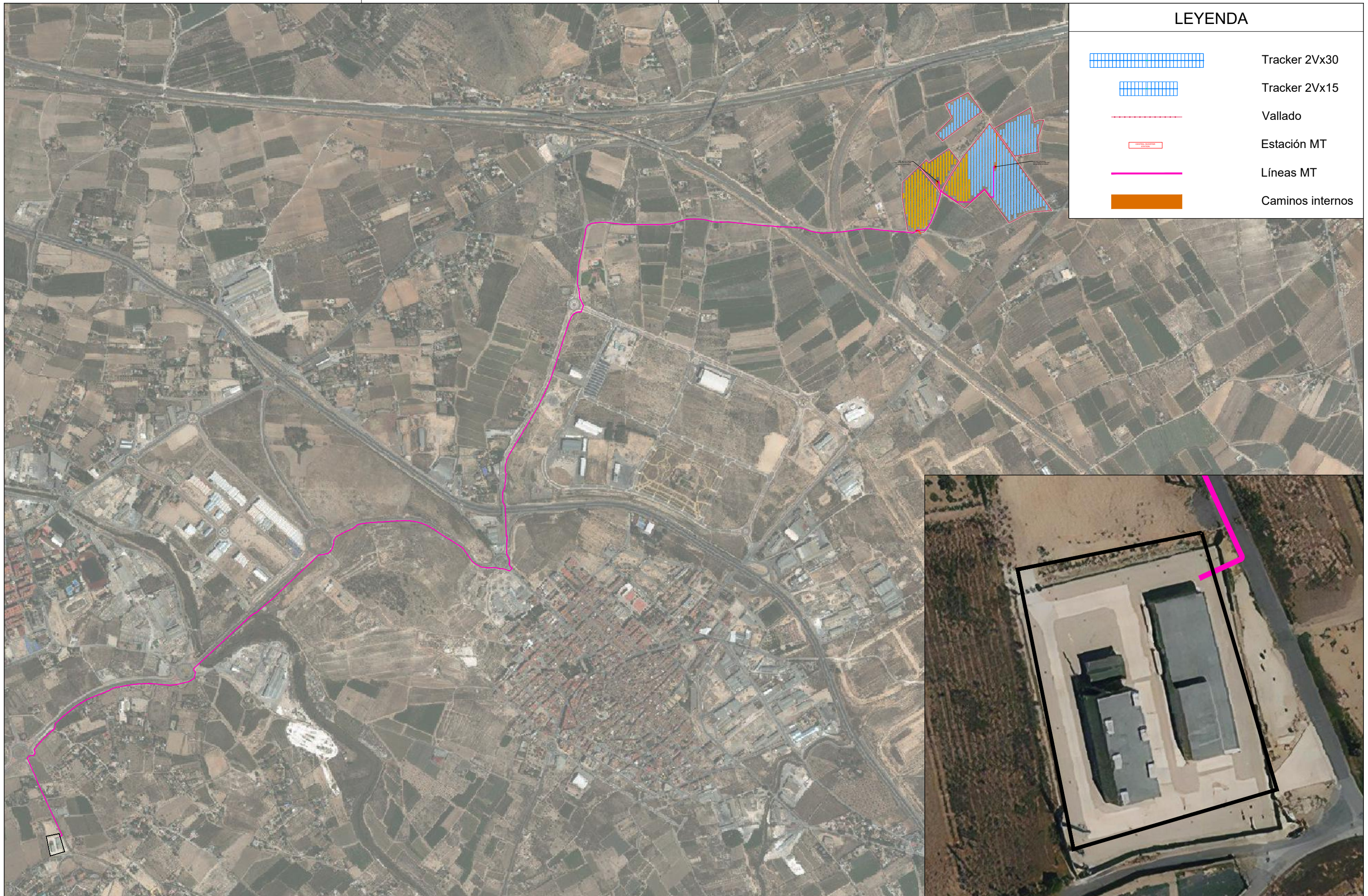
Escala: **1:2500**

Nº Plano:

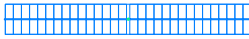





**2**



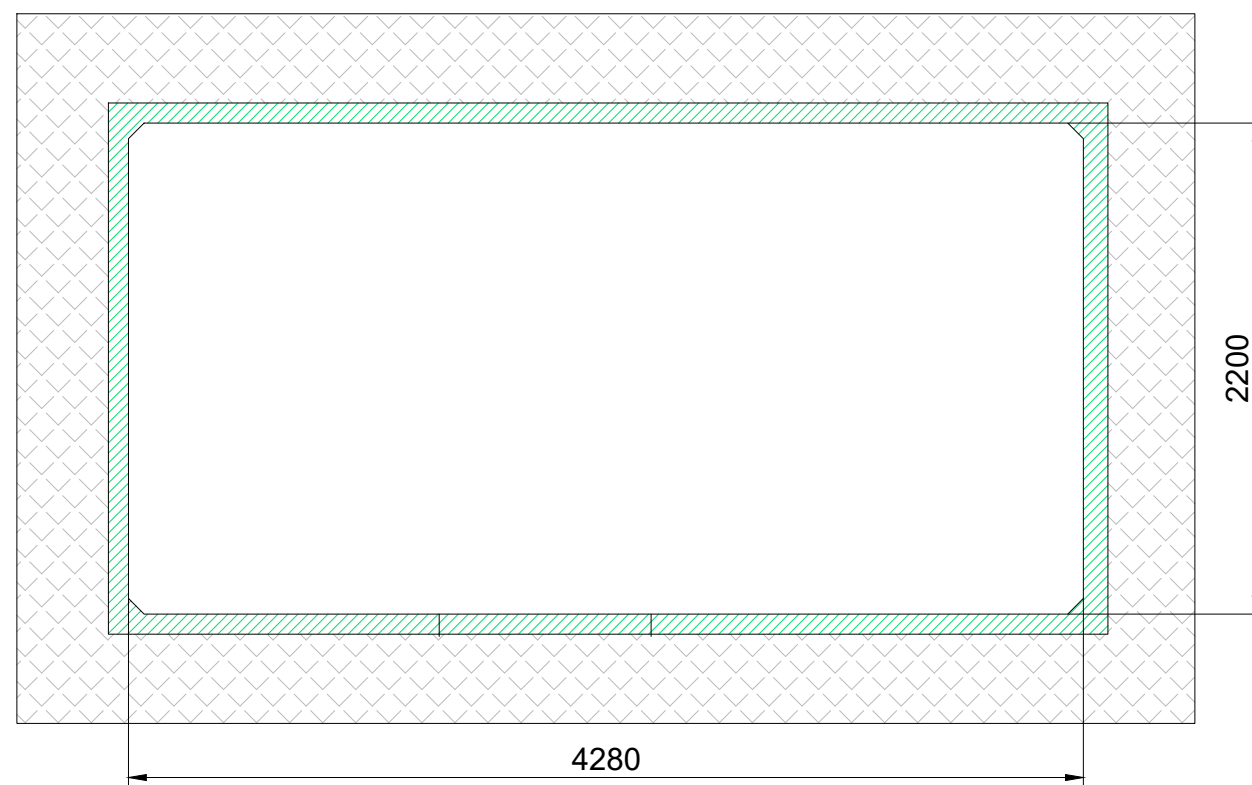
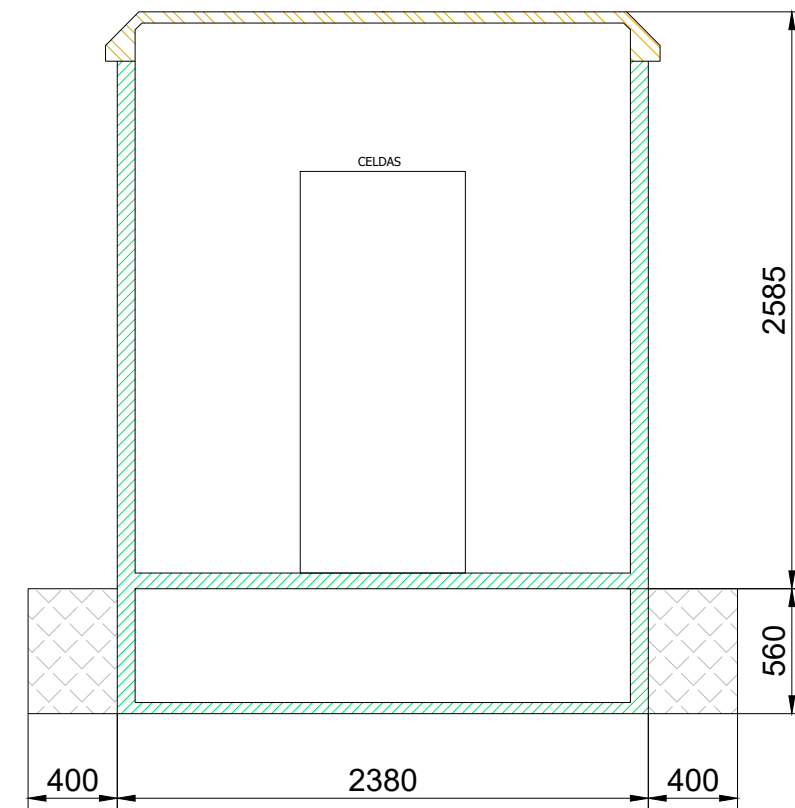
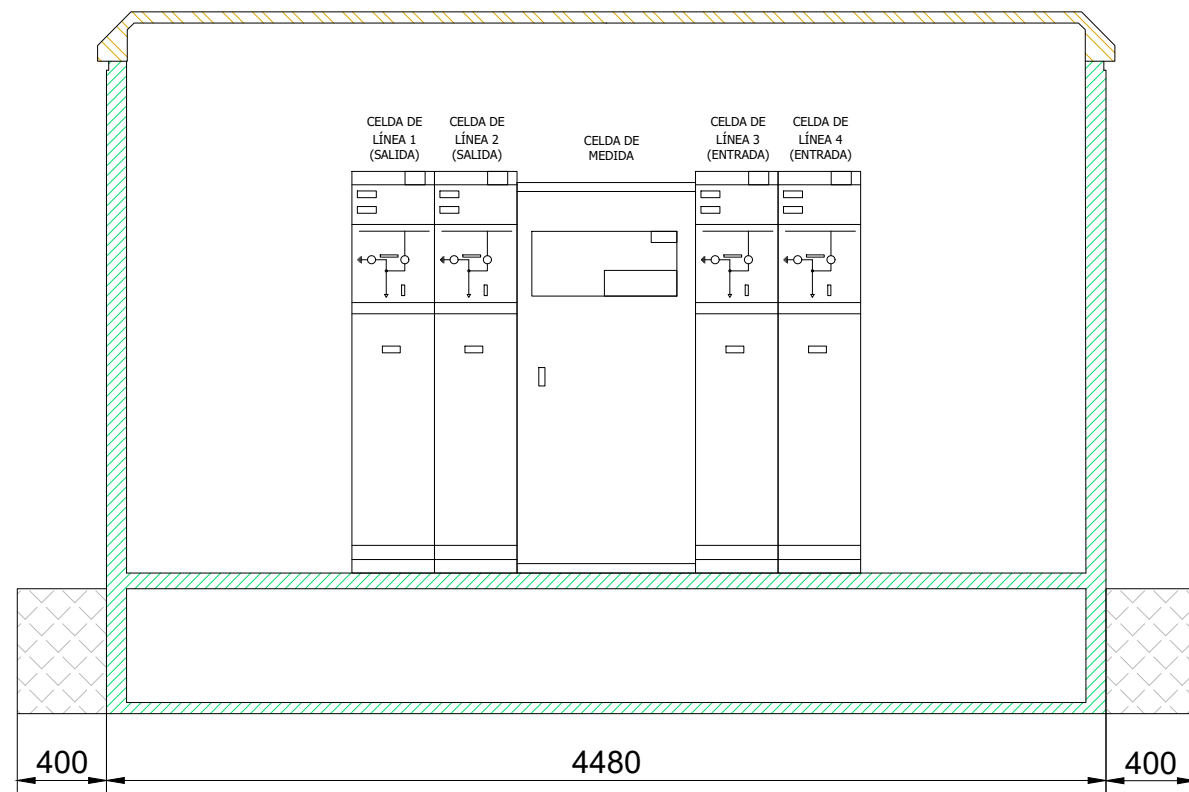




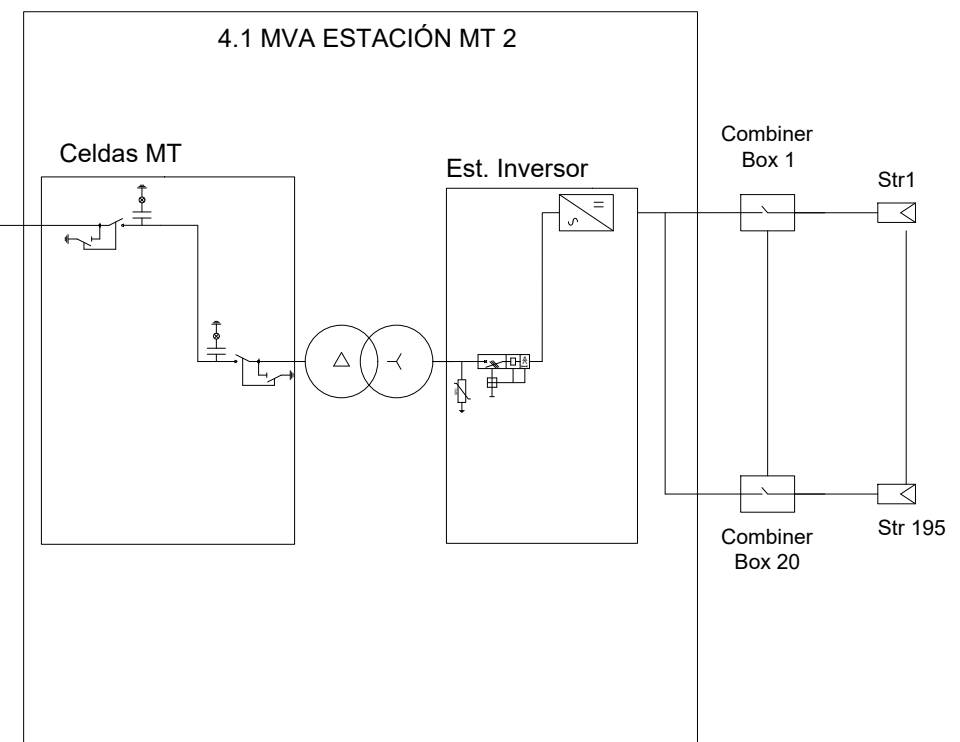
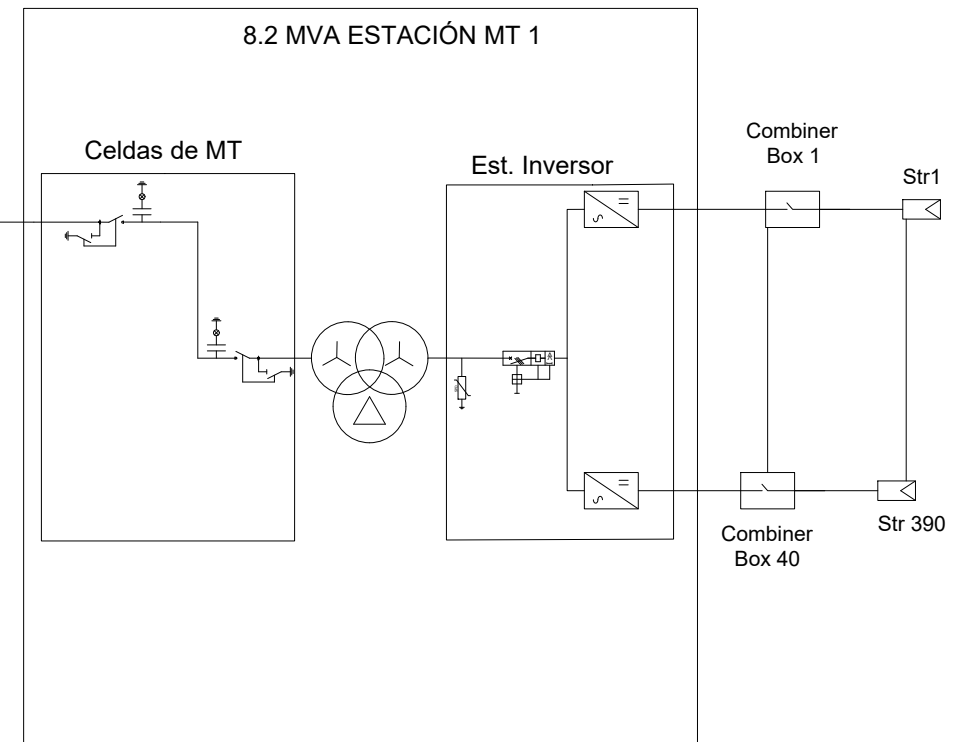
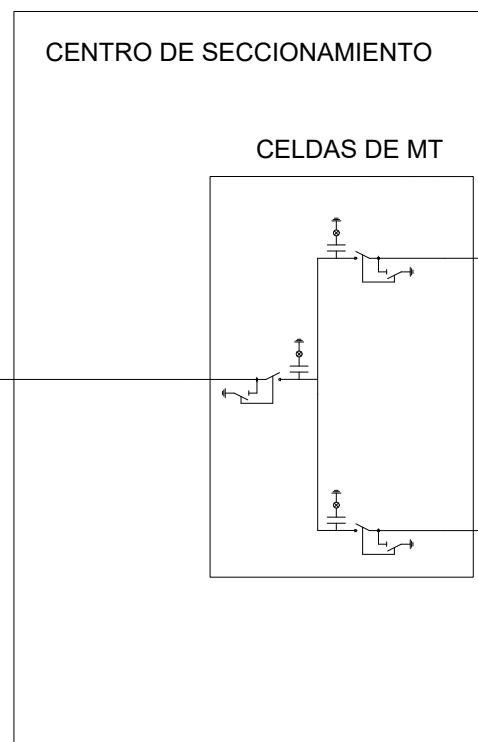
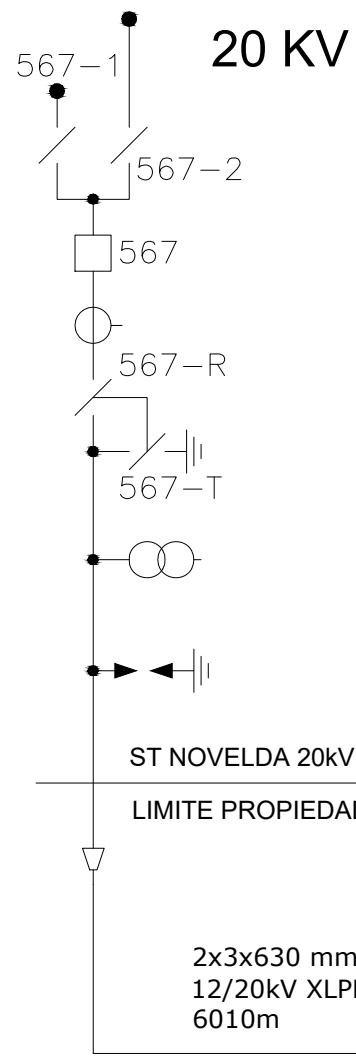
**LEYENDA**

-  Tracker 2Vx30
-  Tracker 2Vx15
-  Vallado
-  Estación MT
-  Líneas MT
-  Caminos internos





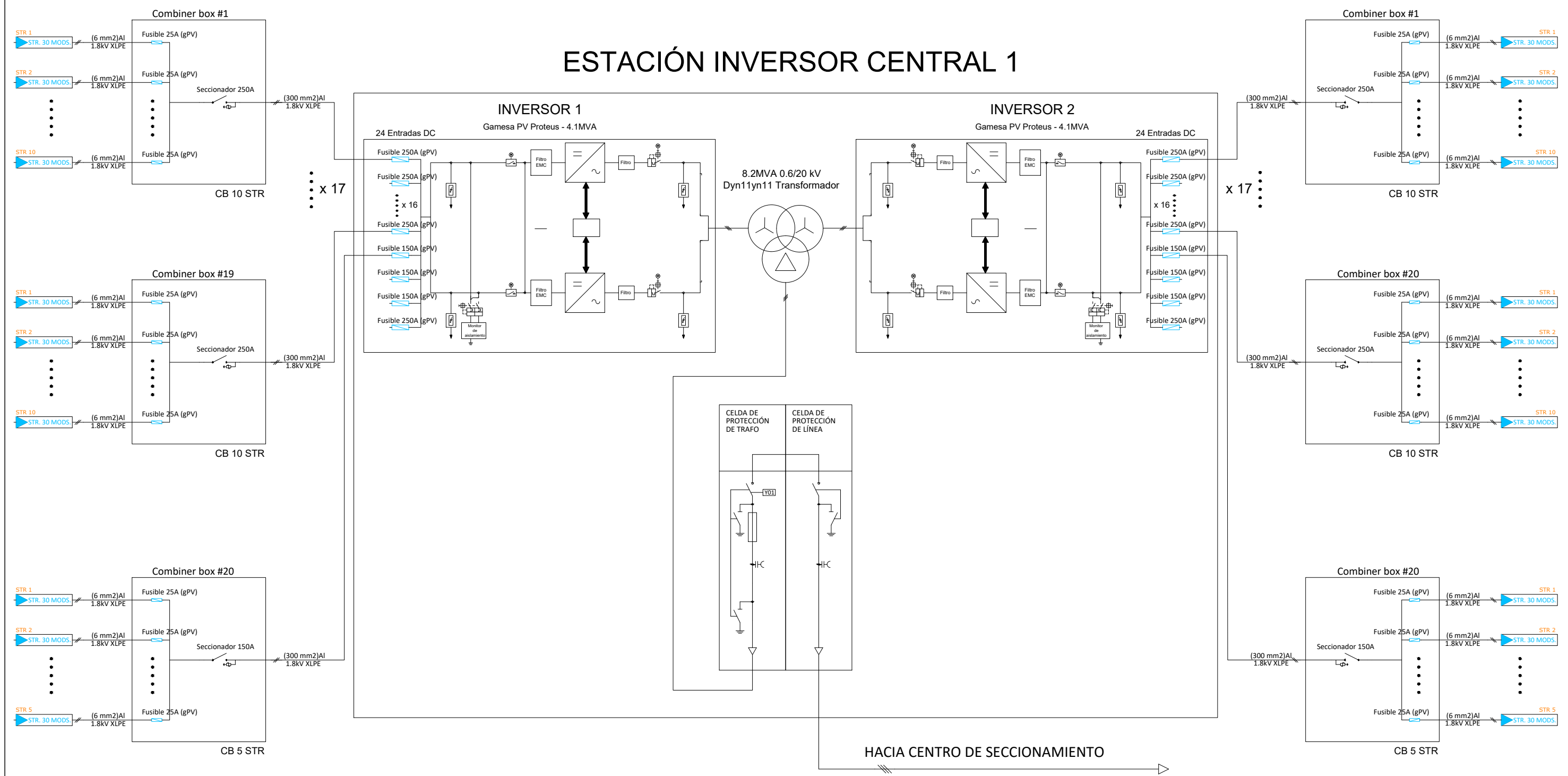
DIMENSIONES DE LA EXCAVACIÓN  
5.28 m de ancho x 3.18 m de fondo x 0.56 m de profund.



**LEYENDA**

- Cadena o string FV
- DC Combiner box
- Inversor
- Interruptor automático
- Descargador de sobretensión
- Transformador
- Seccionador de puesta a tierra

# ESTACIÓN INVERSOR CENTRAL 1



# ESTACIÓN INVERSOR CENTRAL 2

