



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de una planta fotovoltaica de 5 MW con
almacenamiento ubicada en Catadau (Valencia)

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial (Acceso desde Grado
I. Mecánica)

AUTOR/A: Gómez Álvarez, Laura

Tutor/a: Alcázar Ortega, Manuel

Cotutor/a: Fuster Roig, Vicente Luis

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

MEMORIA.....	iii
PRESUPUESTO.....	iv
PLANOS.....	v
PLIEGO DE CONDICIONES.....	vi

MEMORIA

RESUMEN

El objetivo que pretende alcanzarse con el desarrollo de este Trabajo Final de Master es el estudio, cálculo y diseño de una instalación fotovoltaica de 5 MWp destinada a la producción de energía eléctrica de un modo sostenible y respetuoso con el medio ambiente. La instalación se diseñará con la idea de poder añadir baterías que permitieran aprovechar la energía generada durante las horas de sol en la punta de la demanda energética (sobre las 21:00).

Para el desarrollo de este proyecto, se llevará a cabo un estudio de la localización del terreno donde pretende instalarse la planta fotovoltaica, teniendo en cuenta la capacidad de la subestación de transporte correspondiente. A continuación, se diseñarán y calcularán todos los elementos necesarios para la instalación, tanto a nivel eléctrico como mecánico. Una vez terminado el diseño, se llevará a cabo un exhaustivo análisis del proyecto realizado mediante un cálculo de la producción fotovoltaica anual del emplazamiento (para poder realizar una estimación de la producción de la planta) y un análisis económico para estudiar la rentabilidad que tendría la planta en caso de incluir baterías, para finalmente poder llevar a cabo una conclusión mediante un análisis comparativo de ambas opciones.

Palabras clave: Instalación fotovoltaica, Energía renovable, Baterías, Panel Fotovoltaico.

SUMMARY

The final objective that we pretend to achieved with this Final Master's Proyect is the study and design of a 5 MWp photovoltaic installation destined to the production of electrical energy, being sustainable and respectful with the environment. The installation Will be designed thinking on the possibility of add batteries in a future. This batteries allow to use the energy generated during the hours of sun at the peak of energy demand (around 9:00 p.m).

To this proyect, we will study the location of the area where the photovoltaic plant is going to be installed. We have to consider the capacity oft he corresponding transmission substation. After study the location, we will design and calculate, electrically and mechanically, all the elements necessary to the installation. Once the design is finished, we will make an exhaustive analysis of the proyect, calculatong the annual photovoltaic production of the zone (in ordert o be able to maje an estimate oft he production oft he installation) and an economic analysis to study the profitability of the photovoltaic plant if we connect batteries. With all this information we will be able to desarrollate a conclusion, comparing and analysing both option (with and without batteries).

Keywords: Photovoltaic plant, Renewable energy, Batteries, Photovoltaic panel.

RESUM

L'objectiu que es vol assolir amb el desenvolupament d'aquest Treball Final de Màster és l'estudi, el càlcul i el disseny d'una instal·lació fotovoltaica de 5 MWp destinada a la producció d'energia elèctrica de manera sostenible i respectuosa amb el medi ambient. La instal·lació es dissenyarà amb la idea de poder afegir bateries que permetessin aprofitar l'energia generada durant les hores de sol a la punta de la demanda energètica (sobre les 21:00).

Per al desenvolupament d'aquest projecte, es durà a terme un estudi de la localització del terreny on pretén instal·lar-se la planta fotovoltaica, tenint en compte la capacitat de la subestació de transport corresponent. A continuació, es dissenyaran i calcularan tots els elements necessaris per a la instal·lació, tant a nivell elèctric com a mecànic. Un cop acabat el disseny, es durà a terme una exhaustiva anàlisi del projecte realitzat mitjançant un càlcul de la producció fotovoltaica anual de l'emplaçament (per poder fer una estimació de la producció de la planta) i una anàlisi econòmica per estudiar la rendibilitat que tindria la planta en cas d'incloure bateries, per finalment poder dur a terme una conclusió mitjançant una anàlisi comparativa de les dues opcions.

Paraules clau: Instal·lació fotovoltaica, Energia renovable, Bateries, Panell Fotovoltaic.

ÍNDICE DE MEMORIA

CAPÍTULO 1.	INTRODUCCIÓN.....	10
1.1.	ANTECEDENTES.....	10
1.2.	OBJETIVOS	11
1.3.	MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN.....	11
1.4.	ALCANCE	12
1.5.	NORMATIVA APLICABLE.....	12
1.6.	ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO	12
CAPÍTULO 2	ESTUDIO DE ALTERNATIVAS Y SELECCIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN	14
2.1.	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS.....	14
2.1.1.	AMBITO DE ESTUDIO.....	14
2.1.2.	CRITERIOS DE SELECCIÓN ADOPTADOS.....	14
2.1.3.	DEFINICIÓN Y DESCRIPCIÓN DE ALTERNATIVAS.....	15
2.1.3.1.	Alternativa 1	16
2.1.3.2.	Alternativa 2	17
2.1.4.	ALTERNATIVA SELECCIONADA.....	19
2.1.5.	LÍNEA DE EVACUACIÓN	21
CAPÍTULO 3.	DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS ELEMENTOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	23
3.1.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	23
3.2.	ESTRUCTURA DE SOPORTE	26
3.3.	INVERSORES.....	27
3.4.	CUADROS DE NIVEL	30
3.4.1.	CUADRO DE NIVEL I.....	30
3.4.2.	CUADRO DE NIVEL II	31
3.5.	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	32
CAPÍTULO 4.	DISEÑO Y CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	33
4.1.	DISPOSICIÓN DE LAS PLACAS SOLARES	33
4.1.1.	ORIENTACIÓN	33
4.1.2.	INCLINACIÓN.....	33
4.1.3.	DISTANCIA ENTRE PLACAS.....	34

4.1.4.	CÁLCULO DE PERDIDAS	35
4.1.4.1.	Pérdidas por suciedad	35
4.1.4.2.	Pérdidas de tensión por el cableado	36
4.1.4.3.	Pérdidas por temperatura	36
4.1.4.4.	Pérdidas por sombreado	38
4.1.4.5.	Pérdidas por rendimiento del inversor.....	39
4.2.	CALCULO ESTRUCTURAL	39
4.2.1.	GRADO DE HIPERASTICIDAD DE LA ESTRUCTURA.....	41
4.2.2.	CÁLCULO ZAPATA.....	44
4.3.	POTENCIA A INSTALAR.....	46
4.4.	ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	46
4.5.	CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	48
4.6.	DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES.....	49
4.6.1.	CONDUCTORES SELECCIONADOS.....	49
4.6.2.	CANALIZACIONES.....	50
4.6.3.	CRITERIO TÉRMICO DE DIMENSIONAMIENTO	50
4.6.3.1.	Conductores desde los strings hasta el cuadro de nivel I.....	50
4.6.3.2.	Conductores desde cuadro de nivel I hasta cuadro de nivel II.....	51
4.6.3.3.	Conductores desde el cuadro de nivel II hasta los inversores.....	52
4.6.3.4.	Conductores desde los inversores hasta el transformador	53
4.6.3.5.	Conductores desde el transformador hasta la red eléctrica	54
4.6.4.	CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN DE DIMENSIONAMIENTO	54
4.6.4.1.	Conductores desde los strings hasta el cuadro de nivel I.....	54
4.6.4.2.	Conductores desde cuadro de nivel I hasta cuadro de nivel II.....	55
4.6.4.3.	Conductores desde el cuadro de nivel II hasta los inversores.....	56
4.6.4.4.	Conductores desde los inversores hasta el transformador	56
4.6.4.5.	Conductores desde el transformador hasta la red eléctrica	57
4.6.4.6.	Resumen de las secciones de los cables.....	57
4.7.	CÁLCULO DE PROTECCIONES	58
4.7.1.	PROTECCIONES CC, ANTES DEL INVERSOR.....	58

4.7.1.1.	Fusibles cuadro de nivel I	58
4.7.1.2.	Fusibles cuadro de nivel II	60
4.7.2.	PROTECCIONES FRENTE A SOBRETENSIONES	62
4.7.3.	PROTECCIONES CORRIENTE ALTERNA.....	63
4.7.3.1.	Protecciones a la salida de los inversores	63
4.7.3.2.	Protecciones del centro de transformación	65
4.7.4.	CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA.....	66
4.7.4.1.	Protección ante contacto en corriente continua.....	67
4.7.4.2.	Puesta a tierra de las masas de corriente alterna	67
4.8.	CÁLCULO DEL RENDIMIENTO.....	70
4.8.1.	PÉRDIDAS POR SUCIEDAD	71
4.8.2.	PÉRDIDAS POR LA EFICIENCIA DEL CABLEADO	72
4.8.3.	PÉRDIDAS POR TEMPERATURA	72
4.8.4.	PÉRDIDAS POR SOMBREADO	72
4.8.5.	PÉRDIDAS POR EL RENDIMIENTO DEL INVERSOR	72
4.8.6.	PÉRDIDAS POR ERROR.....	73
4.8.7.	PÉRDIDAS EN EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	73
4.8.8.	RENDIMIENTO TEÓRICO DE LA INSTALACIÓN	73
CAPÍTULO 5.	ANÁLISIS ECONÓMICO Y DE VIABILIDAD	74
5.1.	IRRADIACIÓN Y PRODUCCIÓN ANUAL.....	74
5.2.	ESTUDIO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN SIN BATERIAS.....	75
5.2.1.	EL CONTRATO PPA.....	76
5.2.2.	VENTA DE LA ENERGÍA A POOL	79
5.2.3.	CÁLCULO DEL BENEFICIO ECONÓMICO.....	80
5.2.3.1.	INGRESOS	80
5.2.3.2.	COSTES.....	81
5.2.3.3.	CÁLCULO DEL BENEFICIO.....	81
5.3.	ESTUDIO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN CON BATERIAS.....	82
5.3.1.	CÁLCULO DEL PRECIO DE VENTA A POOL.....	82
5.3.2.	PRODUCCIÓN HORARIA PLACAS SOLARES.....	85
5.3.3.	SELECCIÓN DE LAS BATERÍAS.....	86

5.3.4. HIPÓTESIS DEL PROBLEMA.....	87
5.3.5. SOLUCIÓN DEL PROBLEMA.....	89
5.4. VIABILIDAD DEL PROYECTO	91
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	94
BIBLIOGRAFIA.....	96

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Radiación solar anual y mensual en Catadau. Fuente: Global Solar Atlas.....	15
Figura 2. Temperatura máxima y mínima promedio en Catadu. Fuente: https://es.weatherspark.com	16
Figura 3. Parcelas Alternativa 1. Fuente: Google maps	16
Figura 4. Parcelas Alternativa 2. Fuente: Google maps	18
Figura 5 Punto de conexión red eléctrica. Fuente: Mapa capacidad I-DE.....	21
Figura 6. Top Performer PVEL. Fuente: https://scorecard.pvel.com/top-performers/	24
Figura 7. Módulo fotovoltaico JKM550M. Fuente: Jinko Solar	25
Figura 8. Estructura fija paneles solares. Fuente: Sunfer	27
Figura 9. Inversor XC 540 Schneider. Fuente: Schneider	28
Figura 10. Cuadro nivel I AB24-300 Schneider. Fuente: Schneider.....	30
Figura 11. Cuadro nivel II DC06B Protect. Fuente: Schneider	31
Figura 12. Transformador Minera PV 1250 Schneider. Fuente: Schneider.....	32
Figura 13. Distancia entre paneles solares. Fuente: IDAE	34
Figura 14. Dimensiones estructura de soporte. Fuente: Sunfer.....	34
Figura 15 Distancia mínima y recomendada entre placas. Fuente: www.monsolar.com	35
Figura 16. Estructura de soporte con y sin placas solares (esquema de las fuerzas). Fuente: Solidworks	39
Figura 17. Estructura soporte plana	40
Figura 18 Estructura con las cargas. Fuente: www.ftool.com	43
Figura 19 Reacciones en los apoyos y esfuerzos axiales. Fuente: www.ftool.com	43
Figura 20 Reacciones en los apoyos y momentos flectores. Fuente: www.ftool.com	44
Figura 21 Esquema de la zapata	45

Figura 22 Esquema general de toda la instalación fotovoltaica	47
Figura 23 Cable seleccionado para la corriente continua. Fuente: TOPSOLAR	49
Figura 24 Cable seleccionado para la corriente alterna. Fuente: PRYSMIAN	49
Figura 25 Cable seleccionado para alta tensión. Fuente: PRYSMIAN	49
Figura 26. Método de instalación strings	50
Figura 27 Curva característica t-I del fusible del cuadro de nivel I. Fuente: Schneider	60
Figura 28 Curva característica t-I del fusible del cuadro de nivel II. Fuente: Schneider	62
Figura 29 Parámetros para el cálculo de Kr, Kp y Kc. Fuente: Libro Tecnología Eléctrica	67
Figura 30. Tabla valores para el cálculo de las tensiones de contacto y paso admisibles. Fuente: Libro Tecnología Eléctrica	69
Figura 31 Perdidas por suciedad. Fuente: https://www.solaranywhere.com	71
Figura 32. Gráfico de la energía mensual generada por la instalación. Fuente: www.pvgtools.html ..	74
Figura 33 Irradiación media diaria en diciembre.	75
Figura 34 Irradiación media diaria en julio	
Figura 35 Curva precio de la energía mercado de futuros	78
Figura 36 Proceso de casación en el mercado diario. Fuente: Libro Generación, transporte y distribución de energía eléctrica	79
Figura 37 Precio de la energía mercado de futuros a 25 años.	80
Figura 38 Precio del mercado diario en un día estándar. Fuente: https://www.omie.es/es/spot-hoy ..	83
Figura 39 Curva normalizada del precio de la energía horaria	83
Figura 40 Curva de producción horaria un día tipo de verano	86
Figura 41 Curva de producción horaria un día tipo de invierno	86
Figura 42 Beneficio obtenido en función del número de baterías	90
Figura 43 Fórmula del TIR. Fuente: https://www.sage.com/es-es/blog/tasa-interna-de-retorno-tir-que-es-y-como-se-calcula/	92
Figura 44 Fórmula del VAN. Fuente: https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parcelas propuestas Alternativa 1	17
Tabla 2. Parcelas propuestas alternativa 2	18
Tabla 3. Continuación parcelas propuestas alternativa 2	19
Tabla 4. Análisis cuantitativo de las alternativas	19
Tabla 5. Comparativa Módulos Solares	23
Tabla 6. Especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos	25
Tabla 7. Comparativa de soporte de estructuras.....	26
Tabla 8. Comparativa de inversores.....	27
Tabla 9. Características técnicas de cada string.....	29
Tabla 10. Características técnicas (reales) inversores.....	29
Tabla 11. Cuadro nivel I	31
Tabla 12. Pérdidas por suciedad	35
Tabla 13. Cálculo Temperatura células	37
Tabla 14. Cálculo pérdidas máximas por temperatura	38
Tabla 15 Secciones de los cables en cada tramo	57
Tabla 16 Pérdidas por temperatura medias mensuales	72
Tabla 17 Performance Ratio mensual.....	73
Tabla 18. Precio energía en el mercado de futuros.....	77
Tabla 19 Cálculo del Beneficio de la Instalación sin baterías.....	82
Tabla 20 Curva normalizada del precio de la energía horaria	84
Tabla 21 Precio del mercado de Futuros OMIP	85
Tabla 22 Proyección precios 10 años.....	85
Tabla 23 Proyección precios 5 años.....	85
Tabla 24. Comparativa baterías	86
Tabla 25. Características generales de las baterías.....	87
Tabla 26. Producción horaria vs precio de venta de la energía	88
Tabla 27 Beneficio acumulado en función del número de baterías	91

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

Hoy en día y desde hace ya unos años, se sigue una tendencia global a cambiar las tecnologías de generación actuales por otras más limpias y sostenibles con el medio ambiente. Uno de los principales motivos que impulsan esta tendencia es el hecho de que las tecnologías de generación actuales están basadas en la quema de combustibles fósiles, que son finitos, y emiten gases como el CO₂ que favorecen el efecto invernadero y el calentamiento global (Santamarta, 2004). Otra tecnología de generación que poco a poco está desapareciendo es la energía nuclear. Este tipo de energía es altamente peligrosa, ya que conlleva grandes riesgos para la salud. Además, los residuos nucleares producidos siguen siendo radiactivos durante varios miles de años, lo que puede llegar a ser un problema para todos los seres vivos del planeta (Coderch, 2005) (Ferrando Pelegrero, 2018).

Por estos motivos, cada vez más se invierte en investigación y desarrollo de fuentes de energía renovables y limpias, que puedan generar electricidad sin dar lugar a consecuencias tan perjudiciales para el medio ambiente. Uno de estos nuevos modelos energéticos es la transformación de la energía procedente del sol en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico que se produce en las placas solares. Se trata de una fuente de energía renovable, infinita y limpia, que no produce residuos y no tiene efectos negativos sobre el medio ambiente y por este motivo se ha convertido en el objeto de estudio de este trabajo (Ferrando Pelegrero, 2018).

En este proyecto se estudia la viabilidad de la instalación de una planta fotovoltaica en Catadau (Valencia), con lo que se pretende impulsar y motivar el desarrollo de más instalaciones fotovoltaicas en Valencia, que puedan ir sustituyendo al resto de fuentes de energías hasta conseguir que la mayor parte de los productores energéticos en la comunidad sea de origen renovable.

Actualmente el mercado energético en España está en una creciente expansión, debido a que día a día dependemos más de la electricidad para vivir y está presente cada vez más en todas nuestras tareas cotidianas. Este es uno de los principales motivos que hace esencial una concienciación de respeto y sostenibilidad hacia el medio ambiente y hace tan necesaria la producción y generación de energía mediante recursos renovables.

El Ministerio de Transición Ecológica, siguiendo esta línea de pensamiento, pretende reducir el uso de energías no renovables e incentivar los productores de energía renovables. Con las medidas que se están llevando a cabo para ello, mejorarán enormemente las condiciones económicas y legales para el desarrollo de proyectos como este (Gobierno de España, 2024) (Ferrando Pelegrero, 2018).

Con este proyecto también se pretende analizar los beneficios económicos que tendría instalar baterías en una planta fotovoltaica. Esto permitiría vender la energía al mercado en aquellas horas de mayor demanda (alrededor de las 21:00 la mayoría de los días), que coincide con las horas en las que no hay producción de luz solar. Esta medida, permitiría eliminar la necesidad de cubrir esas horas del día con otro tipo de energías (en la mayoría de casos de origen no renovable) y favorecer así al consumo de energía 100% de origen renovable. (Ferrando Pelegrero, 2018)

1.2. OBJETIVOS

El principal objeto de este proyecto es el cálculo y diseño de una central solar fotovoltaica de 5 MW de potencia pico en Catadau (Valencia). Incluyendo el análisis económico de la instalación, el modelo de explotación que va a desarrollarse y el estudio de la rentabilidad que aportará durante su vida útil.

También se realiza el cálculo de baterías para instalar en la central eléctrica. Estas baterías tienen como finalidad almacenar la energía solar durante las horas de mayor producción de la instalación, para más adelante vender esta energía en el mercado energético español en las horas de mayor demanda. Esto permitiría un uso más continuado y estable de la central sin tantos picos ni variantes, lo que permite un mejor control de la energía que se está vertiendo a la red y de los beneficios obtenidos.

Se realiza un estudio comparativo entre la instalación de la planta fotovoltaica con y sin baterías, analizando desde un punto de vista económico cual es la opción más rentable

1.3. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

Cada vez más, las plantas fotovoltaicas son una opción viable, económica y sostenible para la producción de energía eléctrica de una forma limpia y respetuosa con el medio ambiente. Este tipo de energías renovables representan el núcleo de crecimiento del sistema eléctrico, que cada vez apuesta más por estos nuevos sistemas energéticos que forman parte de un futuro cada vez más cercano (Gobierno de España, 2024). Este es el principal motivo que nos ha llevado a desarrollar este proyecto: la necesidad de seguir desarrollando más sistemas de producción energética sostenibles hasta conseguir alcanzar el objetivo global de que el 100% de la energía consumida sea de origen sostenible.

Para el desarrollo de este proyecto nos hemos apoyado en varias asignaturas que se han cursado a lo largo del Máster de Ingeniería Industrial de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV). Durante estos años nos han impartido varias asignaturas en las que se estudiaban todos los conceptos energéticos y eléctricos necesarios para poder llevar a cabo proyectos de esta envergadura. Para el desarrollo de este proyecto se ha tomado como base principal dos asignaturas: “Tecnología eléctrica para nivelación” y “Generación, transporte y distribución de la energía eléctrica”.

En la asignatura de “Tecnología eléctrica para nivelación” hemos aprendido a calcular los elementos de protección de las instalaciones eléctricas, así como el cálculo y dimensionamiento de los cables necesarios para el diseño de este proyecto.

En la asignatura de “Generación, transporte y distribución de la energía eléctrica” se ha estudiado el mercado energético, lo que nos proporciona una visión más global sobre la actualidad de este sector, los principales modelos energéticos, los picos de demanda y nos da un mejor enfoque sobre la necesidad de expansión futura en esta dirección.

1.4. ALCANCE

El alcance del siguiente proyecto se circunscribe al cálculo, diseño y análisis de una instalación fotovoltaica para la generación de 5 MW de energía. Este diseño implica tanto el cálculo eléctrico como mecánico de todos los componentes que se encuentran en la instalación (cableado, placas, inversores, conexiones...). El proyecto también comprende el estudio de la instalación de baterías en la planta solar, para poder aprovechar las horas de sol y vender la energía en el mercado a la hora de mayor demanda y sacándole así la mayor rentabilidad posible a la instalación.

Se analiza la instalación con y sin baterías desde un punto de visto económico para determinar su viabilidad y rentabilidad.

1.5. NORMATIVA APLICABLE

Para la realización de los cálculos, así como el diseño de este proyecto, se ha aplicado la siguiente normativa:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT) y sus instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de junio, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT
- Norma UNE 20460-5-523 de Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Selección e instalación de los materiales eléctricos. Sección 523: Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables.

1.6. ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO

El presente proyecto se compone de diferentes capítulos principales, en los que se abordan los diferentes aspectos necesarios para definir una instalación fotovoltaica correctamente.

El primer capítulo es la introducción, donde se expone el alcance del proyecto, así como los objetivos que desean alcanzarse con él, la motivación que ha llevado a cabo su desarrollo y la normativa que se ha seguido para poder llevarla a cabo.

El segundo capítulo es la localización de la instalación. Aquí se analizan varias alternativas y se estudia su viabilidad, hasta determinar un emplazamiento adecuado para la instalación que se desea diseñar en este proyecto. Que cumpla con todos los aspectos necesarios para un correcto funcionamiento de la planta fotovoltaica.

El tercer capítulo describe exhaustivamente la planta fotovoltaica que se desea diseñar, describiendo cada uno de los elementos que la componen, así como su cantidad y distribución. Analizando diferentes alternativas y seleccionando la alternativa más adecuada, tanto a nivel económico como eléctrico y mecánico.

El cuarto capítulo describe el diseño de la instalación, y comprende todos los cálculos que son necesarios en la instalación para su correcto dimensionamiento. Incluyendo la posición y orientación de las placas solares, así como el cálculo de pérdidas que se espera obtener, el cálculo de la estructura a la que irán ancladas las placas solares, la potencia de la instalación, así como la energía que espera

generarse con ella y el dimensionamiento de los conductores y sus protecciones. Por último, dentro de este capítulo se incluirá un cálculo económico, que permitirá determinar más adelante la viabilidad o no del proyecto.

El quinto capítulo trata de un análisis económico y de viabilidad, donde se analizará la alternativa de incluir baterías en la instalación para favorecer el aprovechamiento de la energía durante las horas de mayor consumo y se concluirá si el proyecto es viable o no en base al análisis de todos los datos y alternativas planteadas.

El sexto capítulo es el último de esta memoria y en él se plantean todas las conclusiones a las que se ha llegado mediante el desarrollo de este proyecto.

CAPÍTULO 2. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS Y SELECCIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

2.1. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

2.1.1. AMBITO DE ESTUDIO

Para la instalación de la planta fotovoltaica se ha realizado un estudio de localización, mediante el cual se han analizado distintas alternativas de emplazamiento. El fin último de este estudio es seleccionar la ubicación concreta de la planta solar y de su sistema de evacuación, intentando conseguir la mejor ubicación a nivel técnico, que proporcione la mejor eficiencia y aprovechamiento solar, y que suponga el menor impacto ambiental y visual.

2.1.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN ADOPTADOS

Los criterios que se han seguido para la selección del emplazamiento de la instalación recogen aspectos tanto técnico-energéticos como medioambientales.

- **Recurso solar:** para conseguir un mayor rendimiento de la instalación es importante tener en cuenta que el emplazamiento seleccionado conste de un alto nivel de radiación solar directa.
- **Condiciones ambientales favorables:** la zona geográfica seleccionada para el emplazamiento debe contar con una velocidad máxima del viento dentro de unos niveles aceptables y el perfil de temperatura ambiental debe de ser moderado, ya que temperaturas excesivamente altas puede desfavorecer la eficiencia de los módulos.
- **Evacuación eléctrica:** para favorecer la evacuación de la energía producida por la instalación fotovoltaica es recomendable que la planta esté cerca de una infraestructura eléctrica.
- **Amplitud del terreno:** el emplazamiento seleccionado debe ser lo suficientemente amplio como para poder albergar toda la infraestructura de la planta fotovoltaica. También debe tenerse en cuenta que el suelo debe contar con unas características geomorfológicas aceptables.
- **Acceso:** es importante tener en consideración vías de acceso a la instalación en buenas condiciones, que permitan el tránsito tanto de personas como de vehículos para poder realizar el mantenimiento necesario de los módulos, así como su correcto transporte e instalación.
- **Criterio medioambiental:** la ubicación de la instalación debe tener en cuenta los aspectos ambientales y el posible impacto visual que podría causar, intentando minimizar al máximo estas afecciones.

2.1.3. DEFINICIÓN Y DESCRIPCIÓN DE ALTERNATIVAS

Siguiendo los criterios de selección definidos en el apartado anterior se ha realizado un riguroso análisis en detalle de las posibles alternativas de emplazamiento. La zona geográfica elegida por sus condiciones ambientales y niveles de radiación solar media anual es Valencia, concretamente la localidad de Catadau (ESMAP, 2023). Se ha seleccionado esta localidad porque uno de los objetivos que pretende conseguirse mediante el presente proyecto es ayudar a la concienciación medioambiental, promoviendo el desarrollo y la utilización de cada vez más energías renovables. La ciudad de Valencia está muy poblada y una creciente expansión, lo que dificulta encontrar una zona adecuada para la instalación de una planta fotovoltaica de esta envergadura. Actualmente existe un proyecto promovido por el Ministerio de Transición Ecológica en curso por el cual pretende realizarse una macroplanta solar ubicada entre los territorios de Alzira y Catadau. A raíz de este proyecto, el alcalde de Catadau ha declarado que se encuentra a favor de este tipo de instalaciones, uno de los motivos por el cual se ha seleccionado este municipio (Onda Cero, 2023).

La radiación directa normal en Catadau es de 1.832,8 kWh/m² (Figura 1), es decir, la radiación que llega a Catadau procedente del sol medida en la dirección del rayo incidente, ver Anexo II. (ESMAP, 2023)

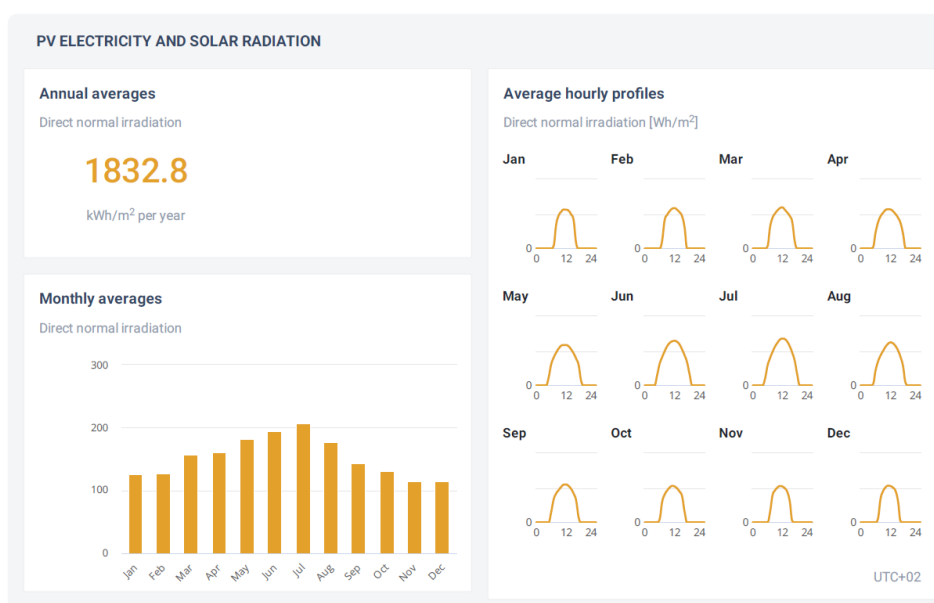


Figura 1. Radiación solar anual y mensual en Catadau. Fuente: Global Solar Atlas

En la Figura 1 también puede observarse la radiación directa normal horaria a lo largo de cada uno de los meses. Tal y como se representa en los gráficos los niveles de radiación son más que óptimos para el aprovechamiento de las placas fotovoltaicas. Otro motivo para la elección de este emplazamiento son las condiciones ambientales, la cantidad de precipitaciones en Catadau no son excesivamente altas, por lo que no se reducirá la producción de energía, proporcionando los niveles máximos de eficiencia. (Cedar Lake Ventures, Inc., 2023)

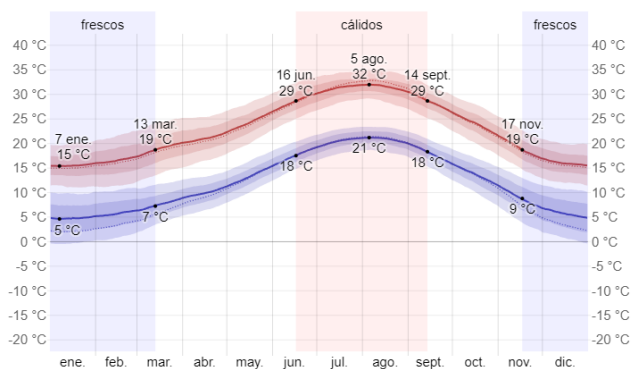


Figura 2. Temperatura máxima y mínima promedio en Catadau. Fuente: <https://es.weatherspark.com>

Una vez establecida la localidad en la que se realizará el proyecto, se han analizado 2 alternativas para seleccionar el emplazamiento exacto de la instalación.

2.1.3.1. Alternativa 1

La primera alternativa que se va a analizar es situar la planta fotovoltaica lo más próximo posible de la subestación de Catadau. Se han seleccionado para el objeto de estudio las parcelas más próximas y alejadas de la autovía (para no influir en el impacto visual), se ha buscado que estas parcelas se encuentren delimitadas por una carretera para permitir el paso de camiones y vehículos a la planta solar, tanto para el proceso de instalación y construcción como para los posteriores procesos de mantenimiento. Otro factor que se ha tenido en cuenta es el uso actual de las parcelas, buscando parcelas de uso agrario no urbanizable de baja calidad y poco rendimiento, para poder hacer una oferta de compra y obtener así los terrenos para nuestra instalación.

La alternativa propuesta que cumple con todos estos requerimientos son las siguientes parcelas:



Figura 3. Parcelas Alternativa 1. Fuente: Google maps

Tabla 1. Parcelas propuestas Alternativa 1

NÚMERO PARCELA	REFERENCIA CATASTRAL	SUPERFICIE	USO
73	46095A003000730000JU	10.860 m ²	Agrario
21	46095A003000210000JL	6.096 m ²	Agrario
154	46095A003001540000JO	2.980 m ²	Agrario
153	46095A003001530000JM	3.315 m ²	Agrario
152	46095A003001520000JF	3.406 m ²	Agrario
151	46095A003001510000JT	1.613 m ²	Agrario
25	46095A003000250000JO	4.811 m ²	Agrario
24	46095A003000230000JF	4.165 m ²	Agrario
23	46095A003000220000JT	3.901 m ²	Agrario
22	46095A003000220000JT	4.445 m ²	Agrario
139	46095A003001390000JB	4.797 m ²	Agrario
14	46095A003000140000JY	2.499 m ²	Agrario
15	46095A003000150000JG	2.545 m ²	Agrario
20	46095A003000200000JP	4.514 m ²	Agrario
13	46095A003000130000JB	3.275 m ²	Agrario
16	46095A003000160000JQ	2.924 m ²	Agrario
18	46095A003000180000JL	2.302 m ²	Agrario
17	46095A003000170000JP	2.584 m ²	Agrario

Con localización: Pólígono 3 El Pla. Catadau según (Dirección general del catastro, 2023).

2.1.3.2. Alternativa 2

La segunda alternativa propuesta, pretende acercar más la instalación al municipio de Catadau, lo que favorecería el acceso a las instalaciones a todos los trabajadores para realizar las labores tanto de construcción como de mantenimiento. También se ha buscado una localización con carreteras anchas que delimiten las parcelas para permitir el paso de los vehículos sin dificultades, ya que en la alternativa 1 las carreteras que delimitan las parcelas son de arena y gravilla y no tienen tan fácil acceso. Se ha buscado una zona con edificios y casas no demasiado altas, para evitar que produzcan sombras sobre los paneles y, al igual que en la primera alternativa, se ha prestado especial atención en el uso del suelo, buscando que fuera de uso agrario, no urbanizable y de poca calidad.

La segunda alternativa propuesta que se va a analizar y que cumple con todos estos requerimientos son las siguientes parcelas:



Figura 4. Parcelas Alternativa 2. Fuente: Google maps

Tabla 2. Parcelas propuestas alternativa 2

NÚMERO PARCELA	REFERENCIA CATASTRAL	SUPERFICIE	USO
96	46158A007000960000ZD	7.319 m ²	Agrario
97	46158A007000970000ZX	1.148 m ²	Agrario
98	46158A007000980000ZI	1.105 m ²	Agrario
99	46158A007000990000ZJ	1.412 m ²	Agrario
167	46158A007001670000ZZ	2.552 m ²	Agrario
166	46158A007001660000ZS	2.197 m ²	Agrario
165	46158A007001650000ZE	1.816 m ²	Agrario
164	46158A007001640000ZJ	1.083 m ²	Agrario
94	46158A007000940000ZK	826 m ²	Agrario
163	46158A007001630000ZI	2.144 m ²	Agrario
162	46158A007001620000ZX	665 m ²	Agrario
161	46158A007001610000ZD	532 m ²	Agrario
160	46158A007001600000ZR	721 m ²	Agrario

Tabla 3. Continuación parcelas propuestas alternativa 2

NÚMERO PARCELA	REFERENCIA CATASTRAL	SUPERFICIE	USO
159	46158A007001590000ZX	681 m ²	Agrario
158	46158A007001580000ZD	1.824 m ²	Agrario
157	46158A007001570000ZR	1.394 m ²	Agrario
156	46158A007001560000ZK	1.412 m ²	Agrario
79	46158A007000790000ZY	807 m ²	Agrario
78	46158A007000780000ZB	1.134 m ²	Agrario
77	46158A007000770000ZA	549 m ²	Agrario

La parcela seleccionada se encuentra en San Antonio Llombai, Pólígono 7. (Dirección general del catastro, 2023)

2.1.4. ALTERNATIVA SELECCIONADA

Tras haber planteado y descrito las opciones de localización, finalmente se ha seleccionado la alternativa 1.

La selección de esta alternativa se ha realizado teniendo en cuenta todos los aspectos descritos en el apartado de “¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.”. Para el análisis cuantitativo de la situación se han resumido los criterios de selección principales en la siguiente tabla, puntuando del 1-10 el cumplimiento de cada una de las alternativas planteadas con los criterios de análisis. Siguiendo esta puntuación el 1 representa el valor mínimo (baja o escasa relación con el criterio de selección) y 10 es el valor máximo.

Tabla 4. Análisis cuantitativo de las alternativas

PUNTOS A ESTUDIAR	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2
Proximidad a punto de conexión de red	10/10	1/10
Superficie disponible de la parcela	8/10	5/10
Calidad/aprovechamiento del suelo	10/10	10/10
Facilidad de acceso de la instalación	8/10	10/10
Poco impacto visual	9/10	4/10
Impacto medioambiental	6/10	6/10
PUNTUACIÓN TOTAL:	53/60	36/60

A continuación, se desarrollará cada uno de los puntos de una forma más extensa, explicando el motivo de la puntuación asignada.

- Las parcelas de la alternativa 1 se encuentran próximas a la Subestación de Catadau, esto ayuda a favorecer la evacuación eléctrica a diferencia de la alternativa 2, que se encuentra lejos del punto de conexión más próximo (Subestación de Catadau).
- Las parcelas de la alternativa 1 cuentan con una superficie total de 71.032 m², suficiente para poder instalar toda la superficie de paneles solares y la infraestructura necesaria de la planta fotovoltaica. Las parcelas de la alternativa 2 cuentan con una superficie total de 29.927 m², lo que da lugar a una superficie libre disponible menor, y por lo tanto se tendría que instalar una planta fotovoltaica con una menor potencia.
- El suelo es de uso agrario, no urbanizable y de baja calidad agrícola en las dos alternativas. Lo que lo convierte en óptimo para la instalación de la planta fotovoltaica, por su escaso uso actual y su desaprovechamiento. Estos factores favorecerán a la hora de proceder a la compra del terreno.
- Las parcelas se delimitan por carreteras en ambas alternativas, lo que facilita el acceso a la instalación tanto para vehículos como para el tránsito de personas. Sin embargo, el de acceso de la alternativa 1, está formado por carreteras secundarias y caminos de tierra y gravilla no asfaltados. Mientras que las carreteras que rodean la alternativa 2 son amplias y bien asfaltadas, lo que facilita aún más el paso, especialmente para grandes camiones y vehículos durante el proceso de construcción e instalación de la planta.
- La alternativa 1 se encuentra en una ubicación alejada del casco urbano, minimizando el impacto visual. Del mismo modo, al encontrarse las parcelas tan próximas a una Subestación eléctrica no supone una alteración visual del entorno, formando parte de la homogeneidad paisajística en el que se encuentra, esto la convierte en una situación óptima. Sin embargo, la alternativa 2 se encuentra demasiado cerca del casco urbano, las carreteras colindantes de las parcelas se encuentran pegadas a diversas viviendas, lo que podría suponer un importante impacto visual del entorno que habría que estudiar para poder minimizar, también estas viviendas podrían llegar a generar sombras sobre los paneles solares, lo que reduciría su rendimiento. Este es el mayor inconveniente de esta alternativa.
- En la alternativa 1 el impacto medioambiental sobre la flora y fauna es reducido. Esto se debe a su proximidad a la Subestación eléctrica de Catadau y la autovía que conecta con la subestación. Estos factores hacen que la fauna actual de las parcelas sea reducida. Aun así, y con la idea de minimizar al máximo el posible impacto negativo sobre la fauna local se instalará una verja de malla anudada que permita el libre paso de animales pequeños. Del mismo modo, dado el uso actual del suelo y su calidad, no cuenta con ninguna especie vegetal prioritaria ni restringida, por lo que la implantación de la planta no afectaría a la flora de la zona.
En la alternativa 2 el impacto medio ambiental de la flora y la fauna también es muy reducido, ya que se encuentra muy próxima al casco urbano, al igual que la alternativa 1.

Tras analizar todos estos puntos comparando ambas alternativas, queda patente que la mejor localización para la central solar fotovoltaica que pretende diseñarse y calcular en este proyecto corresponde a la alternativa 1. Quedando así definido el emplazamiento de la instalación en el Póligono 3 El Pla. Catadau.

2.1.5. LÍNEA DE EVACUACIÓN

Para la realización de este proyecto, una de las bases que lo conforman es el supuesto de que una empresa generadora está interesada en comprar una planta solar fotovoltaica con una capacidad de 5MW. Con el presente documento se pretende participar en la licitación de esta empresa y poder llevar a cabo la construcción real de la planta. El motivo de la instalación de 5MW es en base a la superficie disponible del terreno que tenemos, que limita el tamaño de la instalación.

Teniendo en cuenta esta hipótesis de partida y una vez decidido el emplazamiento de la planta fotovoltaica, hay que definir el punto de conexión a red, de forma que toda la capacidad generada por la planta fotovoltaica pueda verterse a la red siguiendo los estándares y protocolos correspondientes.

Para ello, es necesario buscar un punto de conexión con capacidad suficiente disponible para soportar los 5 MW que pretenden producirse de energía solar fotovoltaica.

La distribuidora eléctrica a la que se conecta la instalación es I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A.U., siguiendo lo indicado en el mapa de capacidad i-de (Grupo Iberdrola, 2023), el punto de conexión óptimo para la línea de evacuación es el siguiente:

- Identificador del punto de conexión: 0027004309
- Denominación del punto de conexión: CATADAU 132.00
- Coordenada X (m): 710491
- Coordenada Y (m): 4347453
- Nivel de tensión (kV): 132
- Capacidad de acceso disponible (MW): 254,46

Los criterios que se han empleado para seleccionar este punto de conexión son principalmente 2:

- La cercanía de la instalación con respecto al punto de conexión (dentro de la subestación según se indica en Figura 5)
- La capacidad de acceso disponible del punto seleccionado es de 254,46 MW, siendo ésta más que suficiente la línea de evacuación de 5 MW.



Figura 5 Punto de conexión red eléctrica. Fuente: Mapa capacidad I-DE

Hay que tener en cuenta, que el nivel de tensión del punto de conexión es de 132 kV y que la instalación fotovoltaica tiene una tensión de 20 kV. Para que este punto de conexión fuera factible sería necesario construir una subestación.

Para continuar con el desarrollo de este trabajo, se plantea como solución la construcción de una subestación en los alrededores de la instalación fotovoltaica. Para ello se propone utilizar el emplazamiento elegido y sus alrededores para el desarrollo de un parque de generación eléctrica sostenible por parte de varios promotores. Este parque impulsaría el desarrollo de las energías limpias y justificaría la fabricación de una subestación que permitiera conectar a los diferentes generadores de energía a la red. Actualmente, sólo con el desarrollo de una planta solar fotovoltaica, el desarrollo de una subestación no sería viable debido al elevado coste que supondría.

CAPÍTULO 3. DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS ELEMENTOS QUE COMPONENTEN LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Como se ha descrito en los capítulos anteriores, el proyecto tiene como objetivo la instalación de una planta fotovoltaica que genere energía eléctrica gracias a la captación de la radiación solar mediante los módulos fotovoltaicos.

Para ello se deberán calcular e instalar los siguientes elementos:

- Módulos fotovoltaicos
- Estructuras de soporte
- Caja de conexiones
- Inversores
- Transformador

3.1. *MÓDULOS FOTOVOLTAICOS*

La selección de los módulos fotovoltaicos supone una parte importante de la inversión total del proyecto, por lo que deben tenerse en cuenta los máximos criterios de calidad. Para ello, se ha empleado como guía la Top Performer PVEL, que consiste en un listado de todos los fabricantes de paneles solares que cumplen con los test de PVEL. PVEL es el laboratorio líder en pruebas de confiabilidad y rendimiento de energía solar, de esta forma, el listado de fabricantes de la lista PVEL garantiza los mejores niveles de calidad y eficiencia de los módulos fotovoltaicos. (Kiwa Group, 2023).

Se van a analizar varios modelos de paneles solares de la lista de PVEL (Figura 6), comparando sus características para seleccionar el panel fotovoltaico que mejor se adecua al parque que estamos diseñando en cuanto a rendimiento, coste, eficiencia y potencia unitaria.

Tabla 5. Comparativa Módulos Solares

FABRICANTE	MODELO	POTENCIA UNITARIA	EFICIENCIA	COSTE PANEL	COSTE €/Wp
Trina Solar	TSM-DEG19C.20	540 Wp	20,7 %	176 €	0,326
Jinko	JKM550M-72HL4	550 Wp	21,33 %	167,86 €	0,306
Qcells	Q.PEAK DUO XL-G11.7 575W	575 Wp	21 %	203,47 €	0,354
Longi	LR5-66HPH HIMO5	505 Wp	21,7 %	187,37 €	0,371
JA Solar	JAM66S30 500/MR	500 Wp	21,1 %	170,97 €	0,342

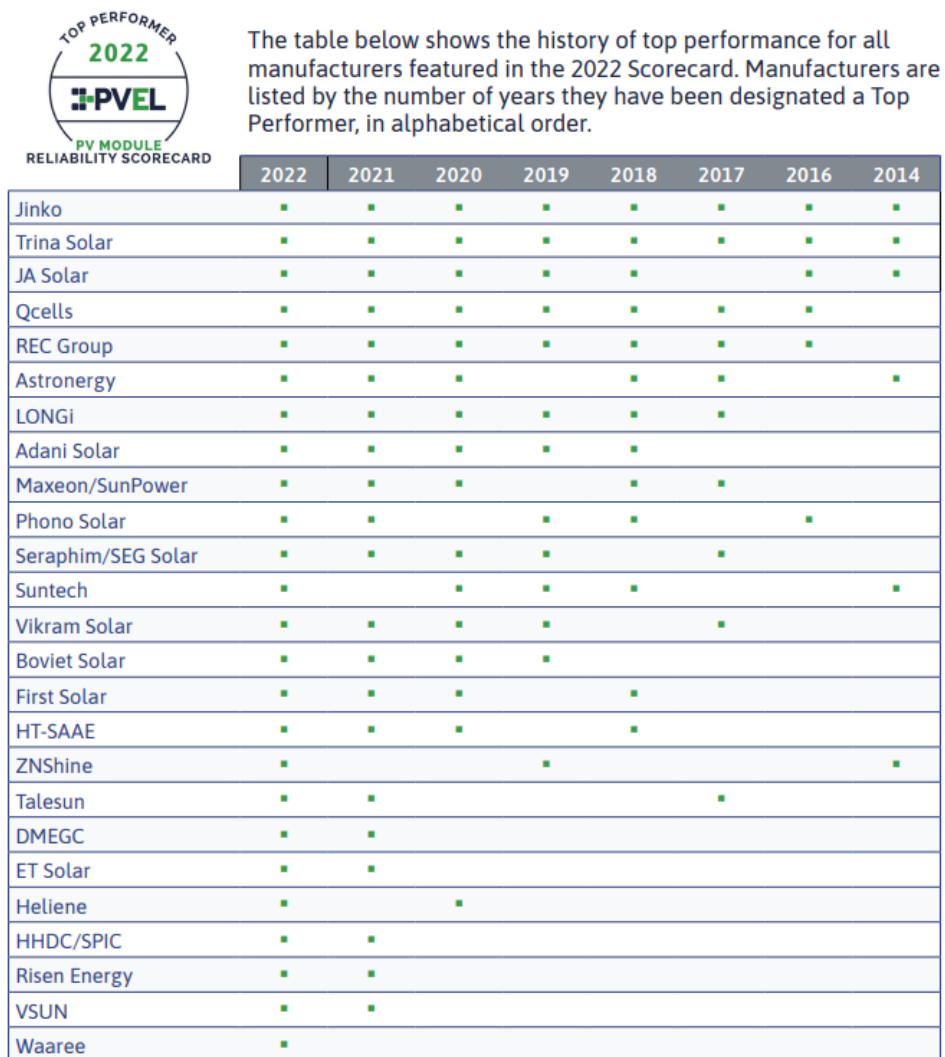


Figura 6. Top Performer PVEL. Fuente: <https://scorecard.pvel.com/top-performers/>

Para la selección del panel se han tenido en cuenta principalmente 2 de las características que se comparan en la Tabla 5: la eficiencia de los paneles y el coste por Wp. Fijándonos en estos criterios:

- Los paneles que tienen una mayor eficiencia son: Longi (21,7 %) y Jinko (21,33 %)
- Los paneles con menos coste por Wp: Jinko (0,306 €/Wp) y Trina Solar (0,326 €/Wp)

Por lo tanto, el panel solar que maximiza los beneficios de nuestra instalación es JinkoSolar, el modelo JKM550M-72HL4, ya que tiene una gran eficiencia a la captación solar (lo que mejora su rendimiento) y es el más económico de los analizados en la tabla.

Estos paneles se tratan de módulos policristalinos con tecnología MBB HC, lo que garantiza una mejora captación de la luz solar y transformación en corriente para mejorar así la potencia de salida y la fiabilidad del módulo fotovoltaico.

Algunas características de este modelo se representan en la siguiente tabla:

Tabla 6. Especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos

Modelo	JKM550M-72HL4
Potencia máxima	550 Wp
Tensión máxima	40,9 V
Corriente máxima	13,45 A
Tensión circuito abierto	49,62 V
Corriente de cortocircuito	14,03 A
Eficiencia de los módulos	21,33 %
Temperatura de operación	-40°C / +85°C
Coefficiente de temperatura	-0,35 %/°C

En la Figura 7, se muestran las dimensiones del módulo fotovoltaico.

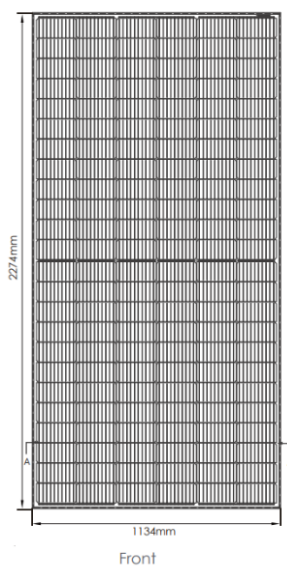


Figura 7. Módulo fotovoltaico JKM550M. Fuente: Jinko Solar

3.2. ESTRUCTURA DE SOPORTE

La estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos es la que permite la correcta colocación de los paneles para optimizar su captación solar. Las estructuras deben colocarse en una ubicación libre de sombras y con la orientación e inclinación adecuadas para maximizar la eficiencia (Departamento de electricidad/ Centro de energías renovables, 2014). La estructura de soporte debe estar preparada para resistir el peso de los módulos instalados, así como las sobrecargas de viento y nieve. (IDAE, 2011)

Existen diferentes tipos de configuraciones de soportes para placas solares (Sinelec, 2023):

- Soportes fijos: se utilizan para que los módulos fotovoltaicos queden en una posición fija. Se pueden colocar en una posición plana o inclinada, para proporcionarle a las placas fotovoltaicas el ángulo deseado para mejorar la eficiencia de la captación de los rayos solares.
- Soportes móviles: consta de ejes móviles, lo que permite que los módulos se muevan orientándose siempre hacia el sol, esto mejora la eficiencia de los paneles ya que siempre están colocados en la posición óptima para la captación de energía solar. Pero también son estructuras más complejas y caras.
- Soporte coplanar: sirve para instalar las placas en el tejado de una vivienda, aprovechando la inclinación de la cubierta propia de la vivienda.

Debido a las características de la instalación se ha decidido optar por un soporte fijo, ya que requiere de menos mantenimiento y son más sencillos de instalar y controlar.

Para poder seleccionar la mejor estructura de soporte para nuestra instalación se analizan varias alternativas expuestas en la siguiente tabla:

Tabla 7. Comparativa de soporte de estructuras

MARCA	MODELO	MÓDULOS	PRECIO	PRECIO/MODULO
Sunfer	40V4	4	267,77 €	66,94 €
Falcat	Tri solution 30º	6	458,32 €	76,39 €
Solarmat	Solarblock	1	740,97 €	740,97 €

Se analizan las diferentes opciones únicamente a nivel económico tal y como se observa en la Tabla 7, ya que a nivel técnico todas las marcas aportan características y cualidades muy similares y no suponen una gran diferencia entre ellas.

El soporte seleccionado para los paneles solares con este criterio se trata de una estructura fija de aluminio de alta resistencia, de la marca SUNFER, concretamente el modelo 40V4. Este tipo de estructuras están preparadas para soportar cargas de nieve de hasta 40 kg/m² y una carga de viento de 130 km/s. La superficie de anclaje es una cimentación de hormigón, lo que permite una alta sujeción de las placas solares al terreno. Este modelo permite instalar 1 nivel de módulos. (Sunfer Energy, 2023)

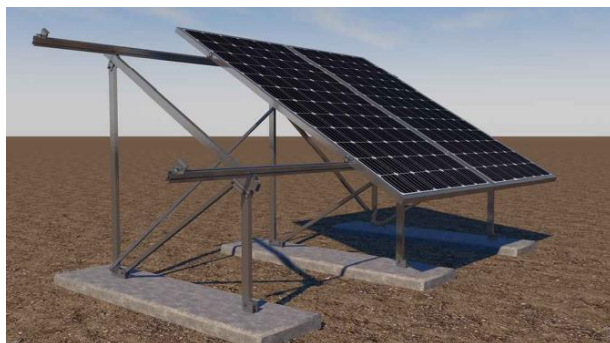


Figura 8. Estructura fija paneles solares. Fuente: Sunfer

3.3. INVERSORES

Los inversores son los aparatos encargados de transformar la corriente continua en alterna. Son elementos fundamentales para la instalación de una planta fotovoltaica, ya que la energía producida por los paneles solares es corriente continua y no se puede inyectar a la red eléctrica en estas condiciones, la corriente de red es siempre alterna.

Estos inversores, al ir conectados a red, deben ser capaces de ajustar la frecuencia de la corriente producida para asemejarla a las características de la red. De otra forma su conexión sería imposible.

Otro factor que hay que tener en cuenta es que las placas solares que van conectadas al mismo inversor deberían tener el mismo nivel de rendimiento, ya que, al ir conectadas en serie dentro de cada cadena, la corriente producida se limita al panel con menor rendimiento. Esta agrupación de paneles solares en serie lo llamaremos de ahora en adelante string.

Vamos a analizar económicamente a varios fabricantes de inversores para seleccionar el que mejor se ajuste a las características de la instalación.

Tabla 8. Comparativa de inversores

MARCA	SUNNY CENTRAL	SCHNEIDER	ABB
MODELO	500CP XT	XC 540	PVS800-57-0500KW-A
POTENCIA MÁX	560 kW	540 kW	600 kW
VOLTAJE CC ENTRADA	1.000 V	1.000 V	1.100 V
CORRIENTE CC ENTRADA	1.250 A	1.280 A	1.250 A
VOLTAJE CA SALIDA	270 V	400 V	270 V
CORRIENTE CA SALIDA	1.238 A	1.040 A	1.2388 A
EFICIENCIA	98,6%	99%	98,6%
PRECIO	23.103,7 €	15.965,4 €	18.988,75 €

Finalmente, tras analizar tanto económica como técnicamente las diferentes características de los inversores se ha escogido el inversor de la marca Schneider, concretamente el de modelo XC 540. Todos los inversores poseen características técnicas muy similares, sin embargo, Schneider es el que mayor eficiencia tiene, lo que le proporciona cierta ventaja con respecto al resto de marcas. También hay que tener en cuenta que se trata de una marca conocida y de referencia en cuanto a tecnología, diseño y seguridad de los inversores. Desde el punto de vista económico, todos los inversores tienen precios muy similares, siendo el de la marca Schneider también el más económico, aunque la diferencia de precio no es significativa.



Figura 9. Inversor XC 540 Schneider. Fuente: Schneider

Conociendo las características del inversor vamos a calcular cuantos módulos fotovoltaicos podemos conectar en serie para formar un string.

En primer lugar, tenemos que asegurarnos de que la máxima tensión de entrada del inversor sea menor que la máxima tensión de los strings:

$$V_{string} = n \cdot V_{módulo\ max} \quad (3.3.1)$$

$$V_{string} \leq V_{entrada\ inversor} = 1.000\ V \quad (3.3.2)$$

Sabiendo que los módulos están conectados en serie (tensión total será la suma de la tensión de cada módulo) y que la tensión máxima de un módulo se produce cuando se abre el circuito:

$$V_{módulo\ max} = V_{ca} = 49,62\ V \quad (3.3.3)$$

$$n = \frac{1.000\ V}{49,62\ V} = 20,15\ \text{paneles/string} \approx 20\ \text{paneles/string} \quad (3.3.4)$$

De esta forma podemos calcular que cada string constará de 20 paneles como máximo, dando lugar a una tensión de circuito abierto de 992,4 V, lo que queda por debajo de los 1.000 V de entrada que soporta el inversor. Estas características quedan recogidas en la siguiente tabla.

Tabla 9. Características técnicas de cada string

Módulos	20
Corriente cortocircuito (I _{cc}) (max)	14,03 A
Tensión circuito abierto (V _{ca}) (max)	992,4 V
Tensión nominal (V _n)	818 V
Corriente nominal (I _n)	13,45 A
Potencia	11 kW

Conociendo la potencia máxima del inversor y la potencia de cada string podemos calcular el número de strings que se podrán conectar en paralelo:

$$n = \frac{540 \text{ KW}}{11 \text{ KW}} = 49,09 \text{ strings} \approx 49 \text{ strings en paralelo/inversor} \quad (3.3.5)$$

A continuación, vamos a calcular el número de inversores necesarios en la instalación, teniendo en cuenta que el número de módulos a instalar es 9.100 (calculado en el apartado "4.3 POTENCIA A INSTALAR"):

$$\frac{9.100 \text{ módulos}}{20 \text{ módulos/string}} = 455 \text{ strings} \quad (3.3.6)$$

$$\frac{455 \text{ strings}}{49 \text{ strings/inversor}} = 9,3 \text{ inversores} \quad (3.3.7)$$

Para obtener un total de 5 MW de potencia se necesitarán 9,3 inversores, por lo que se instalarán 10 inversores y se repartirán los 455 strings de la forma más equitativa (46 strings en 9 inversores y 41 en uno de ellos). Para facilitar la nomenclatura, de ahora en adelante llamaremos inversores tipo I a aquellos que tengan 46 strings e inversores tipo II a aquellos que tengan conectados 41 strings.

Tabla 10. Características técnicas (reales) inversores

	Inversores TIPO I	Inversores TIPO II
Número de strings en paralelo	46	41
Corriente cortocircuito (I _{cc}) (max)	645,38 A	575,23 A
Tensión circuito abierto (V _{ca}) (max)	992,4 V	992,4 V
Tensión nominal (V _n)	818 V	818 V
Corriente nominal (I _n)	618,7 A	551,45 A
Potencia	506 kW	451 kW

3.4. CUADROS DE NIVEL

Al tener un número muy elevado de strings por inversor serán necesarios dos niveles de cuadros.

3.4.1. CUADRO DE NIVEL I

Estos cuadros de nivel sirven para proteger los paneles fotovoltaicos, así como para agruparlos en una única línea para facilitar su conexión al inversor. Estos cuadros permiten conectar en la entrada varios circuitos de corriente continua (strings) en paralelo y obtener una única salida, agrupando así toda la línea. A su vez proporcionan protección aguas arriba de la instalación, ya que constan de fusibles en cada una de las entradas.

Con la idea de homogeneizar la planta fotovoltaica y facilitar las conexiones y los repuestos en caso de fallo o avería, se ha decidido instalar todos los elementos de conexión de la línea de la misma marca que el inversor (Schneider). Para seleccionar el modelo que va a emplearse hemos buscado los cuadros con numerosos inputs, dado el gran número de strings que van a conectarse a cada inversor (ver apartado “3.3. Inversores”).

Entre las características necesarias que deben cumplir los cuadros se encuentran que admitan 1.000 V de tensión de entrada. Tras una comparativa entre diversos modelos, se ha optado por el cuadro de nivel AB24-300 cuyas especificaciones técnicas se encuentran recogidas en el Anexo I. Este cuadro consta de 24 entradas, por lo que podemos calcular el número de cuadros de nivel que serán necesarios por cada string.



Figura 10. Cuadro nivel I AB24-300 Schneider. Fuente: Schneider

$$\frac{46 \text{ strings/inversor}}{24 \text{ entradas}} = 1,92 \approx 2 \text{ cuadros/inversor} \quad (3.4.1.1)$$

$$\frac{41 \text{ strings/inversor}}{24 \text{ entradas}} = 1,7 \approx 2 \text{ cuadros/inversor} \quad (3.4.1.2)$$

Por cada inversor tipo I se colocarán 2 cuadros de nivel con 23 strings cada uno, y por cada inversor tipo II se colocarán 2 cuadros de nivel, uno de ellos con 21 strings y otro con 20. En total se instalarán: 20 cuadros de nivel tipo I.

Una vez seleccionado el cuadro de nivel se comprueba que este cumple con la potencia y tensión máxima admisible.

Tabla 11. Cuadro nivel I

	Cuadro nivel I 23 entradas	Cuadro nivel I 21 entradas	Cuadro nivel I 20 entradas
Tensión circuito abierto (max)	992,4 V	992,4 V	992,4 V
Corriente cortocircuito (max)	322,69 A	294,63 A	280,60 A
Tensión nominal	818 V	818 V	818 V
Corriente nominal	309,35 A	282,45 A	269 A
Potencia	253 kW	231 kW	220 kW

3.4.2. CUADRO DE NIVEL II

El inversor tiene únicamente una entrada, por lo que necesitaremos otro nivel de cuadro para poder unificar todas las entradas y conectarlas al inversor. Como hemos calculado en el apartado anterior hay 2 cuadros por inversor, que se conectarán al cuadro de nivel II de la que obtendremos una única salida que irá conectada directamente al inversor.

Se ha seleccionado un cuadro de nivel de la marca Schneider modelo DC06B Protect, las características técnicas se recogen en el Anexo I.

Al inversor tipo I se conecta un cuadro de nivel II, al que a su vez se conectan dos cuadros de nivel I de 23 entradas.

Al inversor tipo II se conecta otro cuadro de nivel II, al que a su vez se han conectado un cuadro de nivel I de 20 entradas y otro de 21.



Figura 11. Cuadro nivel II DC06B Protect. Fuente: Schneider

3.5. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

El centro de transformador es esencial para poder conectar la energía producida por las placas solares a la red y su posterior distribución y comercialización. Para poder verter la energía a la red es necesario subir la tensión nominal de la energía producida para igualarla a la tensión de red. El transporte y distribución de la energía eléctrica se hace siempre a alta tensión, esto se debe, a que a mayor tensión disminuye la corriente, lo que reducen las pérdidas de Joule.

El transformador seleccionado es el modelo Minera PV 1250 Schneider, este transformador está especialmente diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Este modelo consta de 2 entradas con una tensión de 400 V y una tensión de salida nominal de 20 kV, por lo que conectaremos 2 inversores a cada transformador.

Se ha decidido instalar 5 transformadores en lugar de un único transformador de mayor potencia. Esta decisión se ha basado en intentar buscar un esquema de la instalación más robusto, es decir, al instalar 5 transformadores, se pretende garantizar la continuidad de la producción, ya que en caso de que fallara algún transformador, el resto seguiría funcionando, por lo que en ningún momento cesaría la producción de energía fotovoltaica. Por otro lado, no existe una gran diferencia económica entre 5 transformadores pequeños y dos más grandes, motivo por el cual se ha optado por la instalación de 5 transformadores Minera PV 1250 de Schneider.



Figura 12. Transformador Minera PV 1250 Schneider. Fuente: Schneider

Se instalarán un total de 9 inversores tipo I y 1 inversor tipo II, por lo que necesitaremos 5 transformadores, 4 de los transformadores estarán conectados a una potencia de 1.012 kW (2 inversores tipo I conectados) y el quinto transformador tendrá una potencia de 957 kW (1 inversor tipo I y otro tipo II).

CAPÍTULO 4. DISEÑO Y CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

4.1. DISPOSICIÓN DE LAS PLACAS SOLARES

4.1.1. ORIENTACIÓN

Para todas las instalaciones situadas en Valencia, debido a que se encuentra situada en el hemisferio norte, la orientación adecuada a la que deben colocarse las placas solares es hacia el sur. De esta forma se favorece que la incidencia de los rayos solares sea lo más perpendicular posible a las placas. (IDAE, 2011)

4.1.2. INCLINACIÓN

Calcular la inclinación de las placas solares es algo más complejo que la orientación. La inclinación óptima dependerá de la época del año en que nos encontremos.

Si se quiere maximizar la producción de la planta solar en verano, en el mes de más horas de luz solar que es julio, el cálculo de la inclinación se realizará mediante la siguiente fórmula (Autosolar, 2023):

$$\begin{aligned} \text{latitud } (^{\circ}) - 20 &= \beta_{opt} (\text{inclinación de las placas óptimo}) & (4.1.2.1) \\ 39^{\circ} - 20 &= 19^{\circ} \end{aligned}$$

Como en Valencia la latitud es de 39° , la inclinación para sacar mayor rendimiento a la instalación fotovoltaica en el mes de julio es de 19° .

Por el contrario, si lo que se quiere es maximizar la producción de la planta solar en invierno el cálculo se realiza teniendo en cuenta el mes más desfavorable, diciembre, que es el mes con menos cantidad de horas de sol al día. La fórmula es la siguiente (IDAE, 2011):

$$\begin{aligned} \text{latitud } (^{\circ}) + 10 &= \beta_{opt} (\text{inclinación de las placas óptimo}) & (4.1.2.2) \\ 39^{\circ} + 10 &= 49^{\circ} \end{aligned}$$

Siendo 49° la inclinación óptima para maximizar el rendimiento de las placas durante el mes de diciembre.

En el caso que nos ocupa, debemos tener en cuenta que lo que pretende conseguirse con la instalación de la planta solar es conseguir el mayor beneficio posible, es decir la maximizar producción a lo largo del año. Para ello se calculará la inclinación óptima anual. Se calcula como sigue (IDAE, 2011):

$$\begin{aligned} \text{latitud } (^{\circ}) - 10 &= \beta_{opt} (\text{inclinación de las placas óptimo}) & (4.1.2.3) \\ 39^{\circ} - 10 &= 29^{\circ} \end{aligned}$$

La mayoría de los paneles solares se instalan a $30-35^{\circ}$, siendo lo más estándar y común. Esto se debe a la fuerza que ejerce el viento sobre la parte trasera de un panel solar, esto puede causar inestabilidad en paneles solares con una inclinación mayor de 35° . (IDAE, 2011)

Por estos dos motivos, se concluye que los paneles solares se instalarán con una inclinación de 30°, ya que es la inclinación que proporciona una mayor producción en el mes más desfavorable del año y al tratarse de una inclinación estándar no hay que instalar refuerzos en la estructura de las placas para evitar la inestabilidad provocada por el viento. (IDAE, 2011)

4.1.3. DISTANCIA ENTRE PLACAS

Los módulos que se van a utilizar son: JinkoSolar 550W, tal como se ha justificado en el apartado “3.1. Módulos fotovoltaicos”. Las dimensiones de las placas son 2274x1134 mm. Los módulos se instalarán de forma vertical tal y como se indica sobre la estructura de soporte, ya que, como se ha definido en el apartado “3.2. Estructura de soporte” las placas se instalarán sobre una estructura fija con un nivel de módulos. (IDAE, 2011)

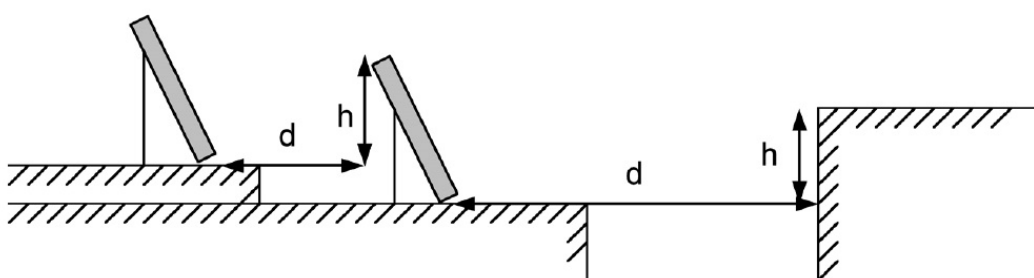


Figura 13. Distancia entre paneles solares. Fuente: IDAE

Para calcular la distancia entre las filas de módulos fotovoltaicos, se debe tener en cuenta que para evitar la proyección de sombras de una fila de placas solares sobre otra tiene que haber una separación entre como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo h la altura del obstáculo y k un factor adimensional que se calcula como:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 39^\circ)} \quad (4.1.3.1)$$

$$k = 2,78$$

La altura del obstáculo depende del grado de inclinación de las placas, que en nuestro caso será $\beta_{opt} = 30^\circ$ y de las dimensiones del módulo a instalar (2274x1134 mm) y la estructura. (IDAE, 2011)

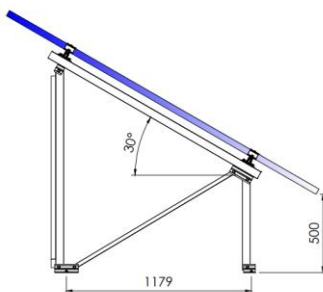


Figura 14. Dimensiones estructura de soporte. Fuente: Sunfer

$$h = (2,274 \text{ (m)} \cdot \text{sen}(30^\circ)) = 1,032 \text{ m} \quad (4.1.3.2)$$

$$d_1 = k \cdot h = 2,78 \cdot 1,032 = 2,87 \text{ m} \quad (4.1.3.3)$$

En la fórmula 4.1.3.3, d_1 es la distancia entre el final de la primera fila de paneles y el principio de la segunda fila.

Para asegurarnos que no se produzcan sombras entre las filas de paneles, se tendrá en cuenta un factor de seguridad de 1,15, de esta forma la distancia entre filas será (IDAE, 2011):

$$d_{opt} = 2,87 \cdot 1,15 = 3,3 \cong 3,5 \text{ m} \quad (4.1.3.1)$$

$$d_{opt} = 3,5 \text{ m}$$

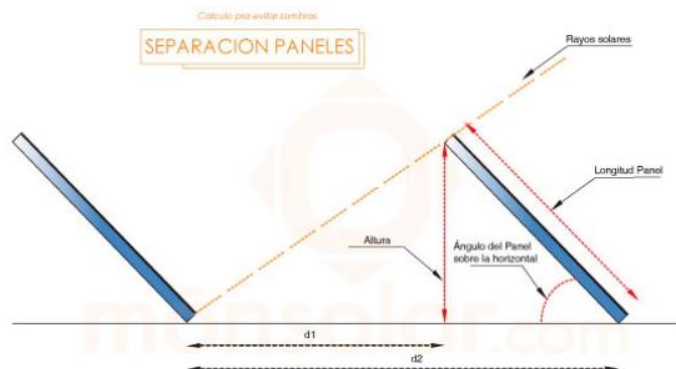


Figura 15 Distancia mínima y recomendada entre placas. Fuente: www.monsolar.com

4.1.4. CÁLCULO DE PERDIDAS

Existen numerosos factores que pueden dar lugar a que se produzcan pérdidas energéticas en los paneles fotovoltaicos, como: pérdidas por suciedad, pérdidas tensión por el cableado, pérdidas por temperatura, pérdidas por sombreado y pérdidas por rendimiento del inversor. A continuación, estudiaremos cada una de ellas más en detalle (YUBA, Empresa Especializada en Energías Renovables, 2023).

4.1.4.1. Pérdidas por suciedad

La suciedad o el polvo que se deposita sobre la superficie del panel fotovoltaico da lugar a una disminución de la potencia generada, esto se debe a que esta película de polvo que se forma sobre el panel evita la captación de la energía solar, reduciendo así su rendimiento. (YUBA, Empresa Especializada en Energías Renovables, 2023).

Tabla 12. Pérdidas por suciedad

TIPO DE SUCIEDAD	POLICRISTALINO	CÉLULA PARTIDA
Suciedad atmosférica (6 meses sin limpiar)	- 6 %	- 5 %
Excremento de pájaro	- 44 %	- 32 %
Suciedad extrema	- 46 %	- 37 %

En la Tabla 12 se puede observar la pérdida aproximada de rendimiento que tienen las placas solares según el tipo de célula y suciedad. Nuestro panel es monocristalino, por lo que deberíamos fijarnos en la columna de célula partida (aunque existen algunas diferencias entre una célula monocristalina y partida) para poder hacernos una idea aproximada de cómo puede llegar a afectar los diferentes tipos de suciedad a nuestra instalación. (Cambio Energético, 2023)

Por este motivo es muy importante llevar a cabo un correcto mantenimiento y limpieza de la planta solar. Lo más recomendable es llevar a cabo un proceso de limpieza de los módulos al menos una vez al año. (Cambio Energético, 2023)

4.1.4.2. Pérdidas de tensión por el cableado

Tanto en la parte de la instalación de corriente continua como en la de corriente alterna (al salir de las placas solares o a la salida de los inversores) se producen pérdidas. Esto sucede siempre que una corriente circula por un conductor, independientemente del material y de la sección. Estas pérdidas se van a producir de forma inevitable y la mejor forma de reducir su efecto es dimensionando adecuadamente la sección de los conductores (YUBA, Empresa Especializada en Energías Renovables, 2023).

4.1.4.3. Pérdidas por temperatura

El aumento de la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos provoca pérdidas de potencia. Esto se debe a que el calor afecta de forma negativa y contraproducente a todos los conductores y productores eléctricos. Se van a calcular las pérdidas por temperatura, para ello, en primer lugar, se calculará la temperatura de trabajo de las células fotovoltaicas (Cambio Energético, 2023) (Pelegero, 2018)

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20}{800} \quad (4.1.4.3)$$

Siendo:

- T_c : La temperatura de trabajo de las células fotovoltaicos en °C en condiciones de temperatura ambiente.
- T_a : La temperatura ambiente en °C.
- G : La irradiancia media del lugar en W/m².
- $TONC$ o $NOCT$: Temperatura nominal de operación de la célula fotovoltaica en °C. Se trata de la temperatura nominal en circuito abierto (V_{oc}) con unas condiciones de irradiancia de 800 W/m², una temperatura ambiental de 20°C, orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar y a una velocidad del viento.

La temperatura de operación varía junto con la temperatura ambiental y la irradiancia, por lo que para ser exhaustivos habría que calcular la temperatura de operación en cada momento del día, a medida que varían la temperatura ambiental y la irradiancia solar. Como esto resultaría inviable debido a la magnitud y la cantidad de cálculos, se va a realizar un cálculo aproximado, calculando la temperatura de operación de cada mes a la temperatura media de irradiación (12-13h):

Tabla 13. Cálculo Temperatura células

MES	IRRADIACIÓN MEDIA DE 12-13h (G)	TEMPERATURA MEDIA MÁXIMA AMBIENTAL (T_a)	NOCT	T_c
Enero	562 W/m ²	10 °C	45 °C	27,56 °C
Febrero	585 W/m ²	11 °C	45 °C	29,28 °C
Marzo	596 W/m ²	13 °C	45 °C	31,63 °C
Abril	565 W/m ²	15 °C	45 °C	32,66 °C
Mayo	585 W/m ²	19 °C	45 °C	37,28 °C
Junio	646 W/m ²	23 °C	45 °C	43,19 °C
Julio	680 W/m ²	26 °C	45 °C	47,25 °C
Agosto	624 W/m ²	26 °C	45 °C	45,5 °C
Septiembre	548 W/m ²	23 °C	45 °C	40,13 °C
Octubre	520 W/m ²	19 °C	45 °C	35,25 °C
Noviembre	520 W/m ²	13 °C	45 °C	29,25 °C
Diciembre	525 W/m ²	10 °C	45 °C	26,41 °C

Los valores de irradiación de cada mes se han obtenido de Global Solar Atlas, tal y como puede comprobarse en el Anexo I (ESMAP, 2023). La temperatura máxima de cada mes en la localidad de Catadau se ha obtenido mediante un registro de las temperaturas de los últimos años (Cedar Lake Ventures, Inc., 2023), y el valor de NOCT se ha obtenido de la ficha técnica del panel fotovoltaico que va a emplearse en la instalación, que se encuentra recogido en el Anexo I.

En la Tabla 13 se encuentra el cálculo de la temperatura de las células para cada mes en el caso más desfavorable, es decir, la máxima temperatura a la que se van a ver sometidas las células fotovoltaicas.

A continuación, se calculan las pérdidas por temperatura como:

$$Perdidas_{temp} = K_{pot}(\%/^{\circ}C) \cdot T_c (^{\circ}C) \quad (4.1.4.3.1)$$

Siendo $K_{pot}(\%/^{\circ}C)$ el coeficiente de potencia que obtenemos de la ficha técnica de los paneles solares (Anexo I). Siendo para nuestro caso: $K_{pot} = 0,35 \%/^{\circ}C$

De esta forma se calculan las pérdidas máximas producidas cada mes y la potencia resultante producida por los paneles en estas condiciones.

Tabla 14. Cálculo pérdidas máximas por temperatura

MES	Pérdidas máximas
Enero	9,6%
Febrero	10,2%
Marzo	11,1%
Abril	11,4%
Mayo	13%
Junio	15,1%
Julio	16,5%
Agosto	15,9%
Septiembre	14%
Octubre	12,3%
Noviembre	10,2%
Diciembre	9,2%

Cabe destacar que estas pérdidas son las máximas que pueden llegar a producirse en el caso de que se den las peores condiciones posibles, aun así, estas no superan en ningún caso el 16,5% y la media geométrica de las pérdidas es de 12,2%, por lo que puede darse por válida la instalación en esta localidad. (Cambio Energético, 2023) (Ferrando Pelegero, 2018)

4.1.4.4. Pérdidas por sombreado

En ningún caso se puede garantizar que las pérdidas por sombreado sean nulas, ya que existen numerosos factores que pueden afectar y que no podemos controlar (como la climatología). También hay que tener en cuenta que hay determinadas horas del sol a la que las sombras son inevitables, ya que el sol va rotando, incidiendo con diferentes ángulos sobre los paneles dando lugar en determinados momentos a sombras producidas por las filas de paneles fotovoltaicos. Sin embargo, si podemos garantizar que estas pérdidas serán mínimas y puntuales debido a la distribución de las placas en la instalación, que se han calculado para evitar las sombras en las horas principales de sol. Por otro lado, la ubicación elegida garantiza que no existan obstáculos que puedan provocar sombras, como elementos arquitectónicos o árboles.

4.1.4.5. Pérdidas por rendimiento del inversor

Las pérdidas que se producen en un inversor se refieren a las pérdidas de eficiencia producidas durante el proceso de conversión de energía solar en electricidad. Estas pérdidas pueden estar causadas por muchos factores. Uno de estos factores es la calidad de los componentes del propio inversor. Los inversores de baja calidad pueden tener componentes internos que no estén diseñados para proporcionar la eficiencia máxima, lo que genera pérdidas. Por este motivo se debe elegir un inversor de calidad que minimice las pérdidas. El inversor elegido para la realización de este proyecto es de un fabricante confiable, lo que nos garantiza minimizar las pérdidas.

4.2. CALCULO ESTRUCTURAL

Como ya se ha expuesto en apartados anteriores, la estructura de soporte de las placas debe ser capaz de soportar el peso de los módulos, el viento, la nieve y los servicios de mantenimiento que deben realizarse periódicamente. Por este motivo, en este apartado, se va a comprobar que la estructura seleccionada es capaz de soportar todos los esfuerzos a los que se va a ver sometida.

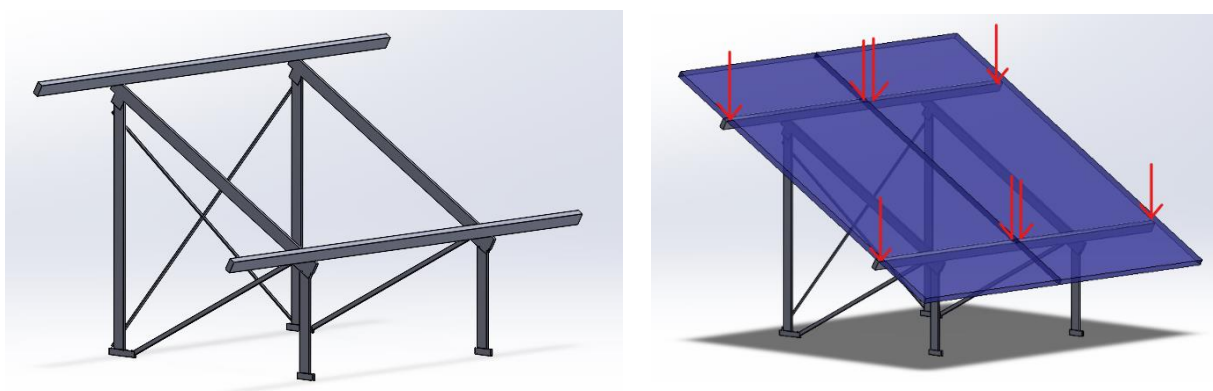


Figura 16. Estructura de soporte con y sin placas solares (esquema de las fuerzas). Fuente: Solidworks

En la

Figura 16, la imagen de la izquierda representa la estructura completa que soportará las placas solares, seleccionada en el apartado “3.2 ESTRUCTURA DE SOPORTE”. Esta estructura está preparada para ir uniéndose una a otra hasta formar cadenas de soportes que puedan albergar el número de módulos que se desee colocar en la instalación. Para el caso de estudio, se analizará únicamente un fragmento del soporte, que es capaz de soportar según indica el fabricante 2 placas solares con las dimensiones y peso de los módulos fotovoltaicos seleccionados (Jinko solar 550 Wp).

En la imagen de la derecha se puede observar el esquema de fuerzas que tendría lugar al colocar nuestras placas solares de forma vertical sobre la estructura. El anclaje del módulo fotovoltaico se realiza únicamente en los extremos de las barras, mediante unas abrazaderas que enganchan la estructura de aluminio con el módulo. Estas abrazaderas son móviles, lo que permite adaptar la estructura a diferentes tamaños de placas, desplazando las abrazaderas a lo largo de las barras de aluminio para alejar o acortar la distancia.

Una vez que se ha establecido la forma en la que se van a disponer las placas solares sobre la estructura, se van a calcular los esfuerzos que el peso de las mismas va a ejercer sobre el soporte. Estos datos permitirán comprobar que la estructura seleccionada es válida para las necesidades del proyecto y servirán de ayuda para calcular el tamaño de las zapatas de hormigón que deberán construirse para que la estructura quede correctamente anclada al suelo.

Tal y como puede verse en la

Figura 16, al apoyar la placa solar únicamente en los extremos de las barras, el peso total del módulo se reparte y recae únicamente en estos 4 puntos. El fabricante del panel solar nos indica que el peso de cada módulo es de: 28.9 kg. De esta forma al repartirse el peso en estos cuatro puntos por igual, se obtiene una fuerza en cada anclaje de:

$$P_y = \frac{28,9 \text{ kg}}{4} = 7,225 \text{ kg} \quad (4.2.1)$$

$$F_y = P_y \cdot g = 7,225 \text{ kg} \cdot 9,81 \text{ m}^2/\text{s} = 70,877 \text{ N} \approx 70,88 \text{ N} \quad (4.2.1.2)$$

En primer lugar, para simplificar el cálculo se va a reducir la estructura a un modelo plano con dos apoyos articulados. Para ello se tendrá en cuenta una serie de hipótesis (Basset Salom & Guardiola Vllora):

1. Todos los nudos se consideran articulados.
2. Las cargas se aplican en los nudos.
3. Se asume que todas las barras son rectas y con una sección transversal constante, haciendo que sus ejes longitudinales coincidan con el centro del nudo.
4. Las barras se consideran esbeltas, con una mínima capacidad para admitir flectores que se despreciará.
5. Se acepta la Teoría de pequeños desplazamientos.

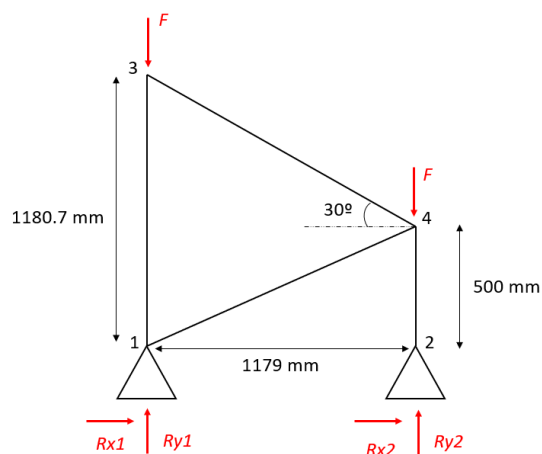


Figura 17. Estructura soporte plana

4.2.1. GRADO DE HIPERASTICIDAD DE LA ESTRUCTURA

A la hora de realizar los cálculos y determinar el esfuerzo que deben soportar los apoyos de la estructura hay que determinar el tipo de estructura que se presenta. Existen 3 tipos diferentes de sistemas: isostático, hiperestático o un mecanismo: (Claraco, 2016)

- Se define como sistema **isostático** aquel cuyo número de restricciones de la estructura es estrictamente suficiente para impedir cualquier movimiento. De esta forma, el cálculo de todas las fuerzas que actúan sobre la estructura puede llevarse a cabo mediante ecuaciones de la estática:

$$\sum_i F_i = 0 \text{ (Equilibrio de fuerzas)} \quad (4.2.1.1)$$

$$\sum_i M_i = 0 \text{ (Equilibrio de momentos)} \quad (4.2.1.2)$$

- En un sistema **hiperestático** existe un mayor número de restricciones en la estructura que el mínimo necesario para mantener su equilibrio, por lo que para poder calcular todas las fuerzas que actúan sobre el sistema es necesario recurrir al análisis de las deformaciones.
- Un **mecanismo** se define como una estructura que no posee las suficientes restricciones para verificar el equilibrio estático, por lo que al verse sometido a fuerzas exteriores sufre aceleraciones.

Para determinar el tipo de estructura se deben calcular los grados de hiperasticidad externa (GHE), interna (GHI) y total (GH). (Claraco, 2016)

El grado de hiperasticidad externa (GHE), se obtiene como la diferencia entre el número de restricciones y el mínimo necesario para fijar la estructura (son tres: $\sum_i F_{xi} = 0$, $\sum_i F_{yi} = 0$ y $\sum_i M_{zi} = 0$).

$$GHE = R - 3 \quad (4.2.1.3)$$

El número de restricciones viene definido por el tipo de apoyo de la estructura, en este caso la estructura consta de dos apoyos articulados, que restringen cualquier desplazamiento ($\sum_i F_{xi} = 0$ y $\sum_i F_{yi} = 0$), ya que la estructura se va a anclar al suelo mediante zapatas de hormigón.

$$GHE = 4 - 3 = 1 \rightarrow \mathbf{GHE = 1} \quad (4.2.1.4)$$

El grado de hiperasticidad interna (GHI) hace referencia a las conexiones internas de la estructura, y el grado de hiperasticidad (GH) engloba al total de la estructura

$$GH = GHI + GHE \quad (4.2.1.5)$$

El grado de hiperasticidad es el que indica si se trata de una mecanismo, una estructura isostática o hiperestática. Se calcula como la comparación del número de incógnitas (I) con la cantidad de ecuaciones (E) de la estática que se pueden obtener.

$$GH = I - E \quad (4.2.1.6)$$

El número de incógnitas se calcula como: el número total de incógnitas (seis: dos fuerzas y un momento por cada extremo) por cada barra (B) de la estructura más las restricciones.

$$I = 6B + R \quad (4.2.1.7)$$

$$I = 6 \cdot 4 + 4 = 28 \quad (4.2.1.8)$$

Para calcular la cantidad de ecuaciones que se pueden obtener de la estructura se deben tener en cuenta el número de ecuaciones de la estática que se pueden obtener por cada barra y cada nudo (N) realizando su equilibrio de fuerzas, que son 3 (las ecuaciones de la estática), a los que se le suman los valores nulos que se producen con cada desconexión (N_{desc}).

$$E = 3B + 3N + N_{desc} \quad (4.2.1.9)$$

Cuando un nudo está articulado el número de desconexiones es $n - 1$, siendo n el número de barras que confluyen en ese nudo. Esto se produce porque la articulación permite el giro de la barra, eliminando la restricción de momentos ($\sum_i M_{zi} = 0$)

$$E = 3 \cdot 4 + 3 \cdot 4 + 3 = 27 \quad (4.2.1.10)$$

De esta forma se calculan el grado de hiperasticidad y el grado de hiperasticidad interna como sigue:

$$GH = I - E = 28 - 27 = 1 \rightarrow \mathbf{GH = 1} \quad (4.2.1.11)$$

$$GHI = GH - GHE = 1 - 1 \rightarrow \mathbf{GHI = 0} \quad (4.2.1.12)$$

Con estos datos se puede determinar el grado de hiperasticidad y el tipo de estructura:

- **Estructuras isostáticas:** Son globalmente y externamente isostáticas ($\mathbf{GH=0}$ y $\mathbf{GHE=0}$) y sus reacciones en los apoyos pueden calcularse mediante las ecuaciones de la estática, ya que se tratará de un problema de tres incógnitas y tres ecuaciones.
- **Estructuras hiperestáticas:** Pueden ser globalmente hiperestáticas ($\mathbf{GH>0}$), o globalmente isostáticas ($\mathbf{GH=0}$), pero externamente hiperestáticas ($\mathbf{GHE>0}$). Este tipo de estructuras tendrán más incógnitas (reacciones en los apoyos) que ecuaciones de la estática, para calcularlas se necesitarán un número GHE de ecuaciones de la estática adicionales. (Claraco, 2016)

Como se puede comprobar, el caso que se presenta en este proyecto es una estructura globalmente hiperestática, ya que $\mathbf{GH=1} > 0$. Esto se debe a que los dos apoyos articulados están empotrados en una zapata, lo que limita su movimiento (Claraco, 2016).

En base a estas hipótesis se van a calcular las reacciones en los apoyos. Para ello hay que tener en cuenta el peso de la placa solar. También se tendrán en cuenta las cargas producidas por el viento y la nieve, ya que la estructura debe ser capaz de soportar todo tipo de situaciones climatológicas a las que pueda verse sometida. (Gobierno de España, 2009)

En primer lugar, se va a analizar la carga de nieve que debe considerarse, teniendo en cuenta que se trata de una estructura de pequeñas dimensiones, a baja altura, en una localidad como Valencia donde las probabilidades de nieve son bajas y que su superficie se encuentra inclinada, no es necesario tener en cuenta este factor, ya que la nieve no se va a acumular sobre los paneles pudiendo causar problemas.

Otro factor a analizar, es la carga que ejerce el viento sobre la estructura. Para ello se considerará únicamente el valor de la velocidad básica del viento en función de la zona en la que se encuentra en nuestra instalación. El valor básico de la velocidad del viento hace referencia a la velocidad media del viento a lo largo de un periodo de tiempo de 10 min. Este valor se toma desde una zona plana,

desprotegida frente al viento y a una altura de 10 m sobre el terreno. El valor básico de la velocidad en la zona de Valencia es de $0,42 \text{ kN/m}^2$. (Gobierno de España, 2009)

Teniendo en cuenta todas estas cargas sobre la estructura, se calcularán las reacciones en los apoyos, así como los esfuerzos de tracción y momentos flectores a los que se verá sometido el soporte.

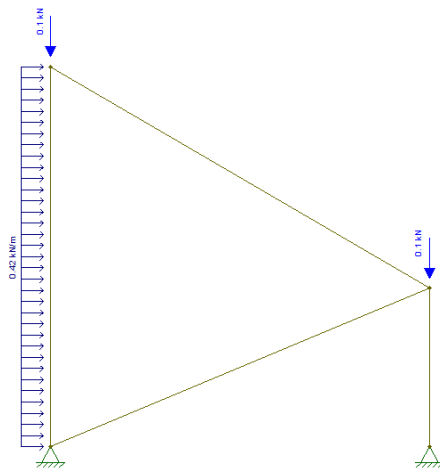


Figura 18 Estructura con las cargas. Fuente: www.ftool.com

Como una herramienta de ayuda, dado que se trata de una estructura hiperestática y algo más compleja de calcular que las estructuras isostáticas, se empleará un programa de cálculo que permite obtener todos los valores de reacciones y esfuerzos: FTOOL. Para poder realizar el cálculo mediante este programa se ha mayorado la carga:

$$F = 0,07088 \text{ kN} \rightarrow F' = 0,1 \text{ kN} \quad (4.2.1.13)$$

Esto se debe a que el programa no permite introducir una carga tan pequeña, por lo que se ha mayorado el peso de los paneles (suponiendo un peso extra de 2,97 kg para alcanzar los 0,1kN). Este sobrepeso, permite tener en cuenta posibles factores que puedan afectar a la estructura, como el peso de animales pequeños (como pájaros que puedan posarse sobre los paneles) o cargas como lluvia, granizo o nieve (aunque se haya descartado un cálculo específico de estas cargas debido a la inclinación de nuestra estructura que evita la acumulación).

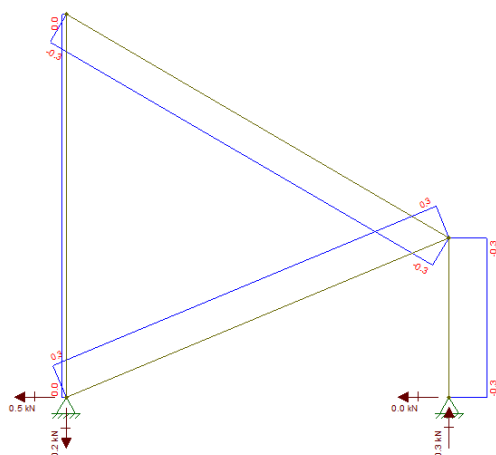


Figura 19 Reacciones en los apoyos y esfuerzos axiales. Fuente: www.ftool.com

En la Figura 19 se pueden observar las reacciones en los apoyos calculadas mediante FTOOL, las reacciones obtenidas son las siguientes:

$$R_{x1} = -0,5 \text{ kN} \quad // \quad R_{x2} = 0 \text{ kN} \quad (4.2.1.14)$$

$$R_{y1} = -0,2 \text{ kN} \quad // \quad R_{y2} = 0,3 \text{ kN} \quad (4.2.1.15)$$

También se puede observar el valor de los axiles en cada una de las barras, obteniendo así que el axil de todas las barras es el mismo:

$$N_1 = N_2 = N_3 = N_4 = 0,3 \text{ kN} \quad (4.2.1.16)$$

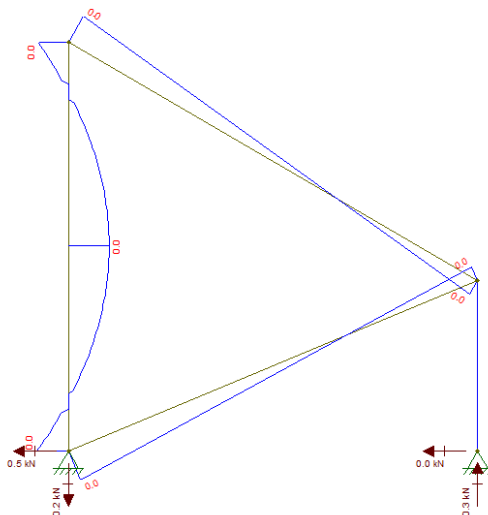


Figura 20 Reacciones en los apoyos y momentos flectores. Fuente: www.ftool.com

Tal y como puede verse en la Figura 20, la estructura no se encuentra sometida a momentos flectores, esto se debe a que todos los nudos de la estructura se encuentran articulados, permitiendo el giro.

4.2.2. CÁLCULO ZAPATA

La cimentación se trata de la parte de la estructura que transmite las cargas al terreno, por este motivo, se debe hacer un dimensionamiento adecuado que garantice el correcto anclaje de la estructura al suelo. Para el caso de este proyecto, las cimentaciones que se diseñarán para soportar el peso de la estructura son zapatas aisladas, ya que no tienen que soportar todo el peso de un gran edificio o una gran estructura, sino únicamente aguantar el soporte del panel. Por lo que al disminuir el tamaño de la zapata disminuye también su coste. (Cabrera, 2016)

Ya se han calculado las reacciones en los apoyos, por lo que se conocen los esfuerzos que deberán de ser capaces de soportar las zapatas. Al tratarse de una estructura en celosía no existen momentos que impidan el giro de las barras, por lo que la zapata no va a tener que soportar momentos torsores. De este modo se tendrá en cuenta para el cálculo únicamente la fuerza que ejerce la estructura sobre la zapata.

En primer lugar, se va a suponer que la zapata que se quiere diseñar es una zapata cuadrada rígida de hormigón HA-25. (Cabrera, 2016).

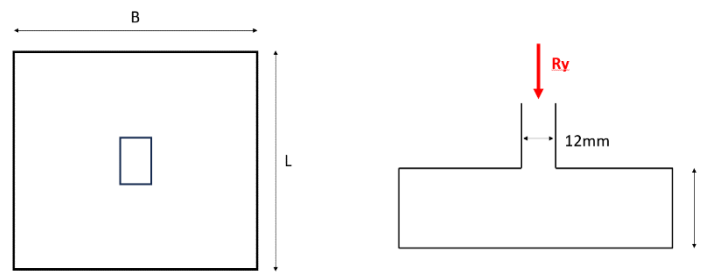


Figura 21 Esquema de la zapata

El esfuerzo axial al que se ve sometida la zapata sin mayorar es: $R_y = 0,3kN = 300 N$

$$\frac{R_y}{B \cdot L} \leq \sigma_{adm} \rightarrow B \cdot L = \frac{R_y}{\sigma_{adm}} \quad (4.2.2.1)$$

Donde σ_{adm} hace referencia a la tensión admisible del terreno, la tensión de la zapata debe ser mayor que la tensión admisible del suelo para evitar que la zapata se parta al verse sometida a esfuerzos del terreno. La clase de suelo de Valencia es rocoso y, por tanto, su tensión admisible estimada es de $\sigma_{adm} = 0,135 MPa$

$$B \cdot L = \frac{300 N}{0,135 \cdot 10^6 N/m^2} = 0,0022 m^2 \quad (4.2.2.2)$$

Como la zapata es cuadrada:

$$B = L \rightarrow B \cdot L = L^2 = 0,0022 m^2 \rightarrow L = \sqrt{0,0022 m^2} = 0,047 m \quad (4.2.2.3)$$

$$B = L = 0,047 m$$

El canto mínimo de las zapatas de hormigón en masa es de 40 cm, por lo que $h = 0,4 m$

De esta forma la zapata mínima que sería necesaria para poder soportar y disipar todos los esfuerzos de la estructura tiene como dimensiones:

- Ancho real: 0,047 m
- Largo real: 0,047 m
- Altura real: 0,4 m

4.3. POTENCIA A INSTALAR

La potencia nominal que se desea instalar en el parque fotovoltaico es como mínimo de 5 MW. Esta potencia se conseguirá mediante paneles solares de 550 Wp cada uno (estos paneles han sido seleccionados en el apartado "3.1. Módulos Fotovoltaicos"). Siguiendo este planteamiento se necesitarán un total de 9.091 módulos.

$$\frac{5.000.000 \text{ W}}{550 \text{ W/módulo}} = 9.090,91 \text{ módulos} \approx 9.091 \text{ módulos} \quad (4.3.1)$$

Para poder facilitar los cálculos del inversor y el número de strings, se ha decidido redondear el número de paneles a instalar a un total de 9.100 módulos; dando una potencia de producción de 5,005 MW.

En base a estos datos se han calculado todos los elementos de la instalación, para que sean capaces de soportar la corriente y tensión generada para no limitar la potencia producida. En apartados anteriores se han diseñado y seleccionado todos estos elementos, obteniendo una instalación con las siguientes características:

- Cantidad módulos fotovoltaicos 9.100.
- Cantidad de inversores 10.
- Cantidad de transformadores 5

4.4. ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En este apartado, se va a representar un esquema de la instalación fotovoltaica que permita facilitar la comprensión de la distribución de elementos que va a realizarse.

Proyecto de una planta fotovoltaica de 5 MW ubicada en Catadau

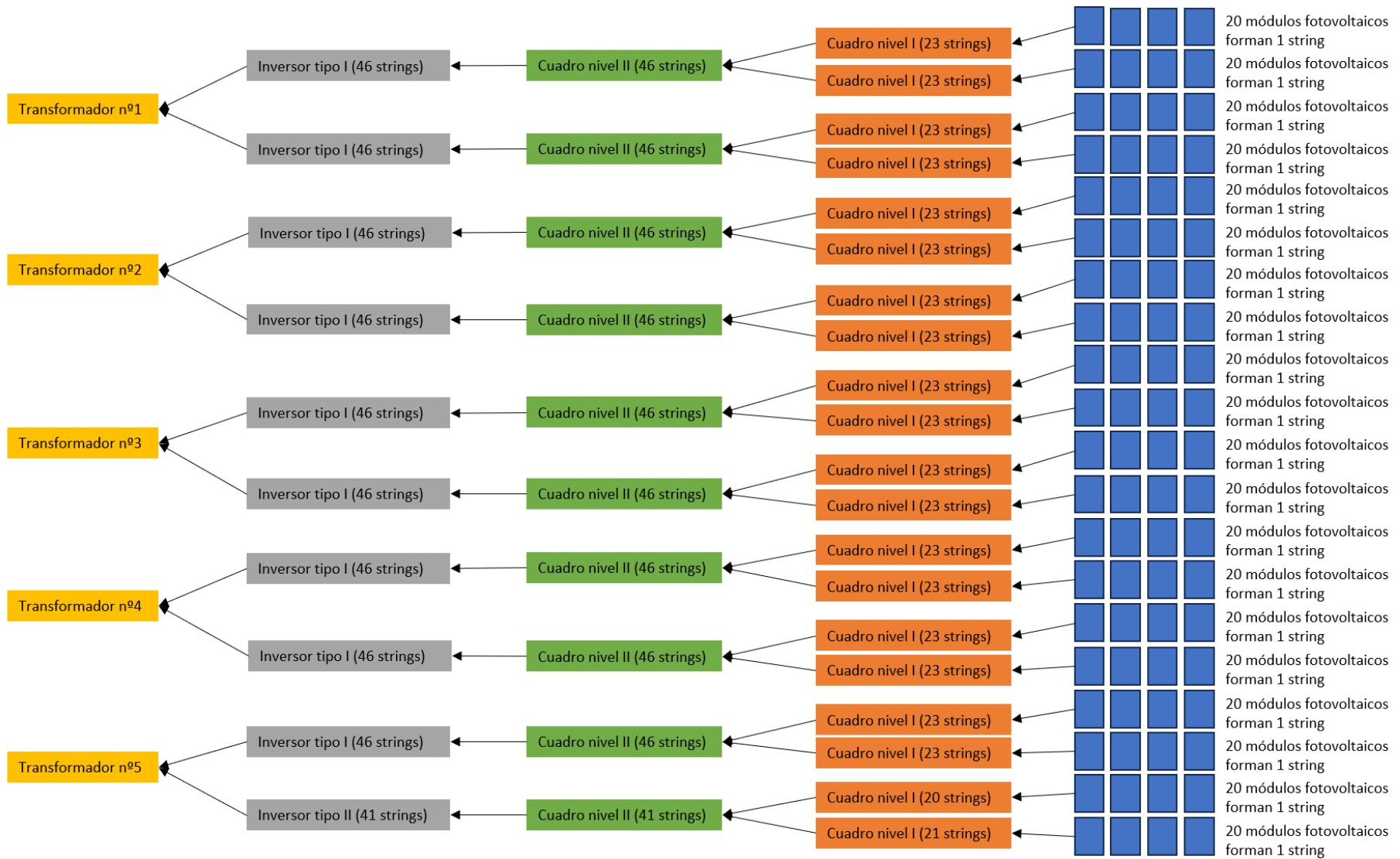


Figura 22 Esquema general de toda la instalación fotovoltaica

4.5. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

La instalación consta de 5 centros de transformador distribuidos a lo largo del terreno. Para poder calcular correctamente cada uno de los centros de transformación se debe tener en cuenta las siguientes características de la instalación (Roger, Riera, & Roldán, 2010):

- Potencia de cada transformador. $S_{mT} = 1.012 \text{ kVA}$. Este valor viene de la suma de las potencias de los dos inversores que se conectarán a cada transformador (cada inversor tiene a la salida 506 kW generados por las placas solares conectadas a él).
- Rating de transformación. Según fabricante: $20 \text{ kV}/400 \text{ V}$. Este valor nos indica la relación entre la entrada y salida del transformador, es decir, el transformador tiene 2 entradas de 400 V cada una (a la que van conectadas cada uno de los inversores y una única salida de 20kV. Por lo que a la salida del transformador la tensión se elevará de media a alta tensión, lo que permite una mayor facilidad de transporte de la energía (reduciendo las pérdidas) y nos permite conectar la instalación a red.
- Potencia de cortocircuito (proporcionada por Iberdrola). $S_k = 500 \text{ MVA}$
- Relación de cortocircuito del transformador. Según fabricante: $\varepsilon_{cc} = 6\%$

Teniendo en cuenta todos estos datos, se va a calcular en primer lugar la intensidad del transformador en Alta Tensión:

$$I_1 = \frac{S_{mT}}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{1.012 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV}} = 29,21 \text{ A} \quad (4.5.1)$$

Intensidad nominal del transformador en Baja Tensión

$$I_2 = \frac{S_{mT}}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{1.012 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ kV}} = 1.460,70 \text{ A} \quad (4.5.2)$$

Ahora se calcularán las corrientes de cortocircuito, en primer lugar, la corriente de cortocircuito permanente en el primario del transformador:

$$I_{k,1} = \frac{S_k}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{500 \cdot 10^3 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV}} = 14.433,76 \text{ A} = 14,43 \text{ kA} \quad (4.5.3)$$

Y la corriente máxima instantánea:

$$I_{s,1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{k,1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 14,43 \text{ kA} = 36,73 \text{ kA} \quad (4.5.4)$$

Y a continuación las corrientes en el secundario del transformador, siendo la corriente de cortocircuito permanente:

$$I_{k,2} = \frac{I_2}{\varepsilon_{cc}} = \frac{1.460,70 \text{ A}}{0,06} = 24.345 \text{ A} = 24,35 \text{ kA} \quad (4.5.5)$$

Corriente de cortocircuito máxima instantánea:

$$I_{s,2} = 2,55 \cdot I_{k,2} = 2,55 \cdot 24,35 \text{ kA} = 62,09 \text{ kA} \quad (4.5.6)$$

4.6. DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES

Siguiendo con los criterios de dimensionamiento del Reglamento de Baja Tensión en el apartado ITC-BT-40 Instalaciones Generadoras de Baja Tensión, hay que tener en cuenta los siguientes puntos:

- Es importante dimensionar térmicamente los conductores, para garantizar que al verse sometida a las peores condiciones de intensidad el cableado no se quemará. Para ello, según el ITC-BT-40 *“los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”*.
- Otro punto importante a tener en cuenta para el dimensionamiento de los cables es la caída de tensión, para ello el ITC-BT-40 establece: *“La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública no va a ser superior al 1,5% de la intensidad nominal”*.

4.6.1. CONDUCTORES SELECCIONADOS

Para el cableado en corriente continua, se ha seleccionado el cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K, ya que se trata de un cable expresamente diseñado para instalaciones solares. Este cable está formado por un conductor de cobre electrolítico recocido y estaño, con un aislamiento de goma reticulada y una cubierta de goma flexible.



Figura 23 Cable seleccionado para la corriente continua. Fuente: TOPSOLAR

A la salida del inversor, la corriente continua producida por las placas solares pasa a ser corriente alterna. El conductor seleccionado para este tramo, de corriente alterna es el RZ1-K (AS) EXZHELLENT Class de 1000 V de Prysmian. Está formado por un conductor de cobre, con un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).



Figura 24 Cable seleccionado para la corriente alterna. Fuente: PRYSMIAN

Para el tramo de alta tensión (a la salida de los transformadores) se va a instalar un cable del grupo Prysmian, como el empleado en el tramo de media tensión. El cable seleccionado es el EPROTENAX H COMPACT. Esta formado por un conductor de aluminio con un aislamiento de PVC. Este tipo de cables están especialmente diseñado para instalaciones de alta tensión.



Figura 25 Cable seleccionado para alta tensión. Fuente: PRYSMIAN

4.6.2. CANALIZACIONES

Los conductores de cada string irán al aire pegados a la estructura de los módulos fotovoltaicos. Una vez se unan los diferentes strings, los conductores irán subterráneos a cada uno de los cuadros y aparatos eléctricos, para permitir el paso y la circulación por toda la instalación y evitar el daño y el deterioro de los conductores.

De esta forma, para la primera parte de la instalación, los conductores de cada string, el tipo de canalización corresponde con el método B1 (según la tabla 52-B1 Métodos de Instalación).

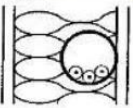
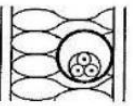
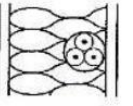
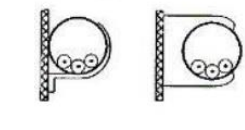
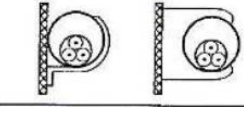
Punto n°	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles (véase la tabla 52-B1)
1	2	3	4
1	 local	Conductores aislados o cables unipolares en conductos empotrados en paredes térmicamente aislantes ¹⁾	A1
2	 local	Cable multiconductor en conductos empotrados en una pared térmicamente aislante ¹⁾	A2
3	 local	Cable multiconductor empotrado directamente en una pared térmicamente aislante ¹⁾	A1
4		Conductores aislados o cable unipolar en conductos sobre pared de madera o de mampostería, no espaciados una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del conductor de ella	B1
5		Cable multiconductor en conducto sobre pared de madera o de mampostería, no espaciado una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del conducto de ella	B2

Figura 26. Método de instalación strings. Fuente: ITC-BT-40

4.6.3. CRITERIO TÉRMICO DE DIMENSIONAMIENTO

Siguiendo lo indicado en el ITC-BT-40 y el ITC-BT-19, se va a dimensionar todos los cables de la instalación para que cumplan con el 125% de su intensidad máxima.

4.6.3.1. Conductores desde los strings hasta el cuadro de nivel I

Cada string estará formado por 20 módulos conectados en serie (como puede verse en la Figura 22), tal y como se indica en la Tabla 9. Características técnicas de cada string, la corriente nominal de los strings es de $I_n = 13,45 A$

Para poder dimensionar adecuadamente la sección de los cables, se aplicará una serie de factores de corrección para poder aplicar los valores de las tablas.

En primer lugar, se aplicará el factor de reacción por temperatura, considerando la temperatura máxima media en Catatau de 32°C, para que los cables quedan correctamente dimensionados y que

en ningún caso se superare la temperatura máxima de dimensionamiento, se va a suponer una temperatura ambiente máxima de 40°C y el aislamiento del cableado de XLPE. Mediante la tabla 52-D1 se obtiene el valor de:

$$K_T(35^\circ C) = 0,91$$

A continuación, se calcula el valor de corrección del factor de agrupamiento, empleando la tabla 52-E1. Siguiendo la distribución de la planta fotovoltaica, en cada fila hay 60 módulos, por lo que se agruparán 3 strings en cada bandeja. Cada fila se unirá en dos bandejas centrales que va hasta el cuadro de nivel I, donde se agrupan 17 strings, es decir, 9 strings en una bandeja y 8 en otra. Se va a calcular el factor de agrupamiento para el caso más desfavorable (9 strings):

$$K_A = 0,50$$

De esta forma la intensidad admisible queda como sigue:

$$I_{adm} = \frac{I_n \cdot 1,25}{K_A \cdot K_T} = \frac{13,45 \cdot 1,25}{0,50 \cdot 0,91} = 36,95 A \quad (4.6.3.1.1)$$

Este valor de intensidad máxima se puede comparar con los valores existentes en la tabla de intensidades admisibles, donde se indica la sección mínima que debe tener el cable, en este caso la sección mínima del conductor de este tramo es de 4 mm²

4.6.3.2. Conductores desde cuadro de nivel I hasta cuadro de nivel II

Este nuevo tramo tiene una intensidad mayor, ya que a la entrada del cuadro de nivel I se produce el agrupamiento de los strings dando a la salida un único conductor. Se va a diferenciar cada tipo de cuadro de nivel, ya que cada uno tendrá una intensidad diferente:

- CUADRO DE NIVEL I TIPO 1

En el cuadro de nivel I tipo 1 entran un total de 23 strings (como puede verse en la Figura 22), tal y como se indica en la *Tabla 11. Cuadro*, la corriente nominal del cable a la salida del cuadro es de $I_n = 309,35 A$

Para este caso, el cable estará enterrado, por lo que el método de cálculo varía con respecto al anterior. El primer factor a tener en cuenta es la resistividad del suelo. Este valor varía en función de las características del suelo. La resistividad térmica del suelo en Valencia es de 1,5 K.m/W y la temperatura media del terreno es de 25°C y el cable irá enterrado bajo tubo a una profundidad de 70 cm. Por lo tanto no es necesario aplicar ningún factor de corrección de la resistividad del suelo.

La intensidad que circula por cada uno de los conductores unipolares es:

$$I_{adm} = \frac{I_n \cdot 1,25}{1} = \frac{309,35 \cdot 1,25}{1} = 386,69 A \quad (4.6.3.2.1)$$

Con este valor de intensidad máxima, igual que en el apartado anterior, se comparan los valores de intensidad con los representados en la tabla del ITC-BT-19, donde se indica la sección mínima que debe tener el cable enterrado, en este caso la sección mínima de cada uno de los conductores para este tramo es de 240 mm²

- CUADRO DE NIVEL I TIPO 2

En el cuadro de nivel I tipo 2 entran un total de 21 strings (como puede verse en la Figura 22)., tal y como se indica en la Tabla 11. Cuadro nivel I la corriente nominal del cable a la salida del cuadro es de $I_n = 282,45 A$

Al igual que en el apartado anterior se calcula la intensidad admisible:

$$I_{adm} = \frac{I_n \cdot 1,25}{1} = \frac{282,45 \cdot 1,25}{1} = 353,06 A \quad (4.6.3.2.2)$$

La sección mínima del cable de este tramo es de 185 mm²

- CUADRO DE NIVEL I TIPO 3

En el cuadro de nivel I tipo 2 entran un total de 20 strings (como puede verse en la Figura 22), tal y como se indica en la Tabla 11. Cuadro nivel I la corriente nominal del cable a la salida del cuadro es de $I_n = 269,00 A$

De esta forma la intensidad admisible queda como sigue:

$$I_{adm} = \frac{I_n \cdot 1,25}{1} = \frac{269,00 \cdot 1,25}{1} = 336,25 A \quad (4.6.3.2.3)$$

La sección mínima del cable de este tramo es de 150 mm²

4.6.3.3. Conductores desde el cuadro de nivel II hasta los inversores

A la entrada del cuadro de nivel II se produce el agrupamiento de los cables procedentes del cuadro de nivel I, dando a su salida un único conductor que sería el que se conecta directamente con el inversor. Hay dos tipos de cuadro de nivel II, cada uno con una intensidad diferente, por lo que se va a diferenciar cada uno de los casos:

- Cuadro de nivel II tipo 1

A la salida del cuadro de nivel II, tal y como se indica en la *Tabla 10. Características técnicas (reales) inversores* la corriente nominal del cable a la salida del cuadro es de $I_n = 618,7 A$

De esta forma la intensidad admisible queda como sigue:

$$I_{adm} = \frac{I_n \cdot 1,25}{1} = \frac{618,7 \cdot 1,25}{1} = 773,38 A \quad (4.6.3.3.1)$$

Al tratarse de una intensidad demasiado grande, para facilitar su dimensionamiento se va a dividir la intensidad en 2 conductores en paralelo, lo que reduce la intensidad admisible y mantiene el voltaje igual:

$$I_{adm2} = \frac{773,38 A}{2} = 386,69 A \quad (4.6.3.3.2)$$

La sección mínima del cable de este tramo es de 2 conductores de 240 mm²

- Cuadro de nivel II tipo 2

A la salida del cuadro de nivel II, tal y como se indica en la *Tabla 10. Características técnicas (reales) inversores* la corriente nominal del cable a la salida del cuadro es de $I_n = 551,45 A$

De esta forma la intensidad admisible queda como sigue:

$$I_{adm} = \frac{I_n \cdot 1,25}{1} = \frac{551,45 \cdot 1,25}{1} = 689,31 A \quad (4.6.3.3.3)$$

La sección mínima del cable de este tramo es de 630 mm^2

4.6.3.4. Conductores desde los inversores hasta el transformador

A la salida de los inversores la corriente pasa de ser de continua a trifásica. Hay 2 tipos diferentes de inversores, en función del número de strings que tienen conectados, y por lo tanto, la intensidad es diferente:

- INVERSOR TIPO I

Se va a calcular la corriente que circula por el conductor, teniendo en cuenta la potencia y el voltaje a la salida del inversor, con los datos de la *Tabla 10. Características técnicas (reales) inversores*:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{506 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ kV}} = 730,35 A \quad (4.6.3.4.1)$$

Se van a instalar 3 cables unipolares enterrados por tubo (un cable por tubo), por lo que es necesario aplicar el factor de reducción de agrupamiento de cables. En este caso se considera que la distancia entre tubos es nula (los tubos van a estar en contacto), por lo que, según la tabla 52 E3A del ITC-BT-19:

$$K_A = 0,75$$

De esta forma la intensidad admisible queda como sigue:

$$I_{adm} = \frac{I_n \cdot 1,25}{3 \cdot K_A} = \frac{730,35 \cdot 1,25}{3 \cdot 0,75} = 405,75 A \quad (4.6.3.4.2)$$

La sección mínima del cable de este tramo es de un conductor de 240 mm^2

- INVERSOR TIPO II

A continuación se va a calcular la corriente que circula por el conductor, teniendo en cuenta la potencia y el voltaje a la salida del inversor, con los datos de la *Tabla 10. Características técnicas (reales) inversores*:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{451 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ kV}} = 650,96 A \quad (4.6.3.4.3)$$

De esta forma la intensidad admisible queda como sigue:

$$I_{adm} = \frac{I_n \cdot 1,25}{3 \cdot K_A} = \frac{650,96 \cdot 1,25}{3 \cdot 0,75} = 361,64 A \quad (4.6.3.4.4)$$

La sección mínima del cable de este tramo es de un conductor de 185 mm^2

4.6.3.5. Conductores desde el transformador hasta la red eléctrica

De cada transformador sale un único conductor trifásico y hay un total de 5 transformadores, ya que a cada uno de ellos van conectados 2 inversores. Existen 2 tipos de transformadores:

- Transformadores tipo I, con 92 strings, ya que a la entrada van conectados 2 inversores de 46 strings. Hay 4 transformadores de este tipo.
- Transformadores tipo II, con 87 strings, ya que a la entrada van conectados un inversor de 46 strings y otro de 41. Hay 1 transformador de este tipo.

Se va a dimensionar el cableado para el caso más desfavorable (Transformadores tipo I), siendo la intensidad nominal a la salida de estos transformadores (calculado en el apartado 4.5 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN):

$$I_1 = 29,21 A$$

La tensión que circulará por este cable es de 20 kV. Para la selección de este tipo de conductor hay que considerar las características del cable suministradas por el fabricante. Se selecciona la sección que es capaz de soportar la tensión nominal calculada. La sección de este cable es de 120 mm²

4.6.4. CRITERIO DE CAIDA DE TENSION DE DIMENSIONAMIENTO

Continuando con los criterios de dimensionamiento del ITC-BT-40, se calcularán los cables para que cumplan con el criterio de caída de tensión, asegurándonos de que ésta no supera el 1,5%.

4.6.4.1. Conductores desde los strings hasta el cuadro de nivel I

Para calcular la caída de tensión en el tramo que va desde los strings hasta el cuadro de nivel I se va a emplear la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot I_n \cdot L \cdot \rho}{S} \quad (4.6.4.1.1)$$

Donde:

- ΔV → Caída de tensión, variación de tensión entre los dos puntos
- I_n → Intensidad nominal que circula por el conductor
- L → Longitud del tramo
- ρ → Resistividad del cobre
- S → Sección del cable

Se va a calcular la resistividad del cobre para la temperatura de 40°C para poder emplear las tablas del ITC-BT-40:

$$\rho_{cu}(40^\circ C) = \rho_{20^\circ C} \cdot \frac{234,5 + t}{254,5} = 0,017241 \cdot \frac{234,5 + 40}{254,5} = 0,0186 \Omega mm^2 / m \quad (4.6.4.1.2)$$

La intensidad nominal que circula por este conductor es la intensidad nominal de los 20 módulos que forman cada string $I_n = 13,45 A$ y la sección del cable es la sección calculada en el apartado anterior $S = 4 mm^2$.

Se va a tomar como longitud máxima, la longitud del tramo desde el string más desfavorable hasta los cuadros de nivel (más lejano) $L = 115 m$

De esta forma se obtiene:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot I_n \cdot L \cdot \rho}{S} = \frac{2 \cdot 13,45 \cdot 115 \cdot 0,0186}{4} = 14,38 V \quad (4.6.4.1.3)$$

Teniendo en cuenta la tensión de este tramo:

$$V = 818 V$$

$$\Delta V = 818 \cdot 1,5\% = 12,27 V \quad (4.6.4.1.4)$$

La caída máxima permitida en este tramo para que cumpla con la normativa es de 12,27 V, en este caso se supera esta caída de tensión, por lo que será necesario redimensionar la sección del cable para que pueda cumplir con los dos criterios de dimensionamiento.

$$S = 6 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 13,45 \cdot 115 \cdot 0,0186}{6} = 9,56 V \quad (4.6.4.1.5)$$

$$9,56 < V \cdot 1,5\%$$

4.6.4.2. Conductores desde cuadro de nivel I hasta cuadro de nivel II

Para calcular la caída de tensión entre el cuadro de nivel I hasta el cuadro de nivel II hay que tener en cuenta que hay 3 cuadros de nivel I y por lo tanto 3 tramos diferentes con intensidades diferentes. Se van a tomar los siguientes datos:

- La intensidad nominal es la intensidad a la salida del cuadro de nivel I tipo 1, con 23 strings: $I_{n1} = 309,35 A$, con una sección de: $S = 240 \text{ mm}^2$ y $L = 28 \text{ m}$.
- La intensidad nominal es la intensidad a la salida del cuadro de nivel I tipo 2, con 21 strings: $I_{n2} = 282,45 A$, con una sección de: $S = 185 \text{ mm}^2$ y $L = 15 \text{ m}$.
- La intensidad nominal es la intensidad a la salida del cuadro de nivel I tipo 3, con 20 strings: $I_{n3} = 269 A$, con una sección de: $S = 150 \text{ mm}^2$ y $L = 5 \text{ m}$.

De esta forma se obtienen:

$$\Delta V_1 = \frac{2 \cdot 309,35 \cdot 28 \cdot 0,0186}{240} = 1,34 V \quad (4.6.4.2.1)$$

$$\Delta V_2 = \frac{2 \cdot 282,45 \cdot 15 \cdot 0,0186}{185} = 0,85 V \quad (4.6.4.2.2)$$

$$\Delta V_3 = \frac{2 \cdot 269 \cdot 5 \cdot 0,0186}{150} = 0,33 V \quad (4.6.4.2.3)$$

Por lo tanto, la sección de los cables conductores cumplen con el criterio de caída de tensión en todos los casos y se pueden dar por válidos, ya que en los tres casos se cumple que $\Delta V < 1,5\%$

$$\Delta V = 818 \cdot 1,5\% = 12,27 V \quad (4.6.4.2.4)$$

4.6.4.3. Conductores desde el cuadro de nivel II hasta los inversores

Se va a calcular la caída de tensión que se produce entre el cuadro de nivel II y los inversores. Hay 2 tipos de cuadro de nivel II, con 2 intensidades diferentes, por lo tanto:

- La intensidad nominal es la intensidad a la salida del cuadro de nivel II tipo 1 (más alejado): $I_{n1} = 618,7 A$, con una sección de: $S = 2x240 mm^2$ y longitud mayorada $L = 5 m$
- La intensidad nominal es la intensidad a la salida del cuadro de nivel II tipo 2: $I_{n2} = 551,45 A$, con una sección de: $S = 630 mm^2$ y longitud mayorada $L = 5 m$

De esta forma se obtiene:

$$\Delta V_1 = \frac{2 \cdot 618,7 \cdot 5 \cdot 0,0186}{2 \cdot 240} = 0,24 V \quad (4.6.4.3.1)$$

$$\Delta V_2 = \frac{2 \cdot 551,45 \cdot 5 \cdot 0,0186}{630} = 0,16 V \quad (4.6.4.3.2)$$

Por lo tanto, la sección de los cables conductores cumplen con el criterio de caída de tensión en todos los casos y los podemos dar por válidos, ya que en los dos casos se cumple que $\Delta V < 1,5\%$

$$\Delta V = 818 \cdot 1,5\% = 12,27 V \quad (4.6.4.3.3)$$

4.6.4.4. Conductores desde los inversores hasta el transformador

A la salida del inversor, la corriente pasa a ser alterna en lugar de continua. En este caso la caída de tensión se calcula como:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot \left(\rho \cdot \frac{L}{S} \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \frac{L}{S} \cdot \sen(\varphi) \right) \quad (4.6.4.4.1)$$

Siendo:

- $X \rightarrow$ La reactancia de los conductores. En este caso, la reactancia de la línea es: $X = 80 m\Omega/km = 8 \cdot 10^{-5} \Omega/m$
- $\varphi \rightarrow$ El ángulo de fase de la carga. En el caso más desfavorable:

$$\begin{aligned} \cos(\varphi) &= 0,9 \rightarrow \varphi = 0,451 rad \\ \sen(\varphi) &= 0,436 \end{aligned} \quad (4.6.4.1.2)$$

Hay 2 tipos de inversores, cada uno con una intensidad diferente. Se va a diferenciar cada caso:

- La intensidad nominal es la intensidad a la salida del inversor tipo 1: $I_{n1} = 730,35 A$, con una sección de: $S = 240 mm^2$ y longitud mayorada $L = 30 m$
- La intensidad nominal es la intensidad a la salida del inversor tipo 1: $I_{n1} = 650,96 A$, con una sección de: $S = 185 mm^2$ y longitud mayorada $L = 30 m$

$$\Delta V_1 = \sqrt{3} \cdot \frac{730,35}{3} \cdot \left(0,0186 \cdot \frac{30}{240} \cdot 0,90 + 8 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{30}{240} \cdot 0,436 \right) = 0,88 V \quad (4.6.4.4.3)$$

$$\Delta V_2 = \sqrt{3} \cdot \frac{650,96}{3} \cdot \left(0,0186 \cdot \frac{30}{185} \cdot 0,90 + 8 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{30}{185} \cdot 0,436 \right) = 1,02 V \quad (4.6.4.4.4)$$

Por lo tanto, la sección de los cables conductores cumplen con el criterio de caída de tensión en todos los casos y los podemos dar por válidos, ya que en los dos casos se cumple que $\Delta V < 1,5\%$

$$\Delta V = 400 \cdot 1,5\% = 6 V \quad (4.6.4.4.5)$$

4.6.4.5. Conductores desde el transformador hasta la red eléctrica

Para calcular la caída de tensión en el conductor desde el transformador hasta la red eléctrica, se va a emplear la misma fórmula para la caída de tensión trifásica. Para este caso se va a calcular únicamente la caída de tensión en el conductor más desfavorable (el de mayor intensidad) ya que si cumple para ese conductor se garantiza que cumple para el resto. Siendo en este caso, la intensidad de los cables $I_n = 29,21 A$, la sección del cable $S = 6 mm^2$ y la longitud mayorada $L = 150 m$

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot 29,21 \cdot \left(0,0186 \cdot \frac{150}{120} \cdot 0,90 + 8 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{150}{120} \cdot 0,436 \right) = 0,21 V \quad (4.6.4.5.1)$$

Por lo tanto, la sección de los cables conductores cumplen con el criterio de caída de tensión, ya que en los dos casos se cumple que $\Delta V < 1,5\%$

$$\Delta V = 20 kV \cdot 1,5\% = 0,3 kV = 300 V \quad (4.6.4.5.2)$$

4.6.4.6. Resumen de las secciones de los cables

A continuación, se representa en una tabla las secciones de los cables de cada tramo, para tener una idea más general de las secciones calculadas.

Tabla 15 Secciones de los cables en cada tramo

TRAMO	SECCIÓN
Desde strings hasta el cuadro de nivel I	CC 1x6 mm ²
Cuadro de nivel I hasta el cuadro de nivel II	CN I tipo 1 – CC 1x240 mm ² CN I tipo 2 – CC 1x185 mm ² CN I tipo 3 – CC 1x150 mm ²
Cuadro de nivel II hasta los inversores	CN II tipo 1 – 2 CC 1x240 mm ² CN II tipo 2 – CC 1x630 mm ²
Desde inversores hasta el transformador	Inversor tipo 1: CA 3x240 mm ² Inversor tipo 2: CA 3x185 mm ²
Desde el transformador hasta red eléctrica	CA 3x120mm ²

4.7. CÁLCULO DE PROTECCIONES

Es necesario añadir protecciones a la instalación. Éstas se diseñan para proteger a los conductores y elementos ante sobretensiones y sobreintensidades, así como para proteger a los seres vivos (personas o animales) ante contactos indirectos. (Departamento Ingeniería Eléctrica, 2018) (Ferrer Camarasa, 2018)

4.7.1. PROTECCIONES CC, ANTES DEL INVERSOR

En los cuadros de nivel es donde se encuentran los fusibles que protegen contra sobreintensidades que se puedan producir por las placas solares. Estos fusibles, al detectar una sobrecarga en los conductores se funden por el efecto Joule de un hilo o lámina intercalado en la línea como punto débil, de esta forma corta la circulación de la corriente en el circuito y evita que se propague y pueda llegar a dañar los elementos que están conectados en la línea. Las sobreintensidades dan lugar a aumentos muy grandes de temperatura, afectando concretamente al aislamiento de los conductores, lo que puede llegar a provocar el deterioro de los mismos o incluso incendios en el peor de los casos. Según se indica en el ITC BT 22: “*todo circuito eléctrico estará protegido contra los defectos de las sobreintensidades*”. (Departamento Ingeniería Eléctrica, 2018)

No es necesario proteger la instalación frente a sobrecargas, ya que en ningún caso los módulos fotovoltaicos van a producir mayor carga que la que están diseñados para producir. Por este motivo no se contemplan este tipo de protecciones en este proyecto.

4.7.1.1. Fusibles cuadro de nivel I

En primer lugar, se va a seleccionar el fusible que sería necesario en el cuadro de nivel I. Estos fusibles van a proteger únicamente al cableado. Con este dispositivo, lo que se pretende es cortar el paso de la corriente antes de que la temperatura de los cables supere su temperatura máxima admisible, evitando así que estos se quemen. Se va a colocar un fusible por cada string que se conecta al cuadro de nivel I, por lo que se colocarán un total de 23 fusibles en cada cuadro de nivel tipo I, 21 fusibles en el cuadro de nivel tipo 2 y 20 fusibles en el cuadro de nivel tipo 3.

Se calcularán los fusibles mediante la siguiente condición:

$$I_n < I_A < I_{m\acute{a}x.adm} \quad (4.7.1.1.1)$$

Donde:

- $I_{m\acute{a}x.adm}$ → Corriente máxima admisible de los conductores. Temperatura que es capaz de soportar el cable sin que sufra daños. Este valor se saca de las tablas propias del fabricante para el cable de 6 mm²: $I_{m\acute{a}x.adm} = 70 A$
- I_A → Intensidad de fusión del fusible.
- I_n → Intensidad nominal del cable de cada uno de los strings. $I_n = 13,45 A$

$$13,45 A < I_A < 70 A \quad (4.7.1.1.2)$$

De esta forma se ha seleccionado el fusible 10x38 Fusible cilíndrico gPV 1000V DC, con referencia 491629, de la marca dfElectric. Se trata de un fusible cilíndrico, de dimensiones 10x38, específico para aplicaciones fotovoltaicas, de clase gPV para una tensión de 1000V en corriente continua. Se ha seleccionado este fusible porque cumple con las especificaciones de tensión y poder de corte deseadas

y porque encaja en el cuadro de nivel I, que ya viene preparado para poder instalar este tipo de fusibles sin necesidad de colocar un portafusibles.

Mediante la Curva característica t-I del fusible seleccionado (Figura 27), se va a comprobar que para la corriente de corte se pueden proteger correctamente los conductores.

Para que el fusible funcione correctamente y el dispositivo proteja a los conductores y eviten que éstos se quemen, debe ser capaz de cortar la corriente en un tiempo de corte t_c , tal que (Roger, Riera, & Roldán, 2010):

$$\int_0^{t_c} i^2(t)dt = (I^2t)_{disp} \leq (I^2t)_{adm} = (K \cdot S)^2 \quad (4.7.1.1.3)$$

Esta ecuación surge de la integral de Joule durante el cortocircuito, $(I^2t)_{adm}$ es el valor máximo de la integral de Joule que es capaz de soportar el conductor sin superar su temperatura límite.

En el caso de cortocircuitos con duración mayor a 0,1 segundos y menores de 5 segundos, se puede considerar la corriente como una onda senoidal, con esta hipótesis se puede obtener la siguiente ecuación:

$$(I^2 \cdot t_{adm}) = I_k^2 \cdot t_{adm} = (K \cdot S)^2 \quad (4.7.1.1.4)$$

Siendo:

- I_k → Valor eficaz de la corriente de cortocircuito, en este caso, el valor más desfavorable:
 $I_k = 70 \text{ A}$
- t_{adm} → Tiempo admisible del conductor a esa temperatura de cortocircuito.
- K → Es una constante que depende del material del conductor y del tipo de aislante, en este caso es Cu y XLPE, y por lo tanto: $K = 143$
- S → Sección del conductor en mm^2 $S = 6 \text{ mm}^2$

$$t_{adm} = \left(\frac{K \cdot S}{I_k}\right)^2 = \left(\frac{143 \cdot 6}{70}\right)^2 = 150,24 \quad (4.7.1.1.5)$$

Este valor se representa mediante un punto rojo (representado con la letra A en la Figura 27), todos los fusibles que se encuentran por debajo de este punto son válidos para proteger correctamente el conductor. Se selecciona el fusible de 20 A. Con este fusible, si la temperatura alcanza los 70 A críticos, el fusible se fundiría en 1 segundo (según se indica en la Figura 27 punto C) y a una intensidad de 32 A se fundirá en el tiempo de 150,24 s (según se indica en la Figura 27 punto B).

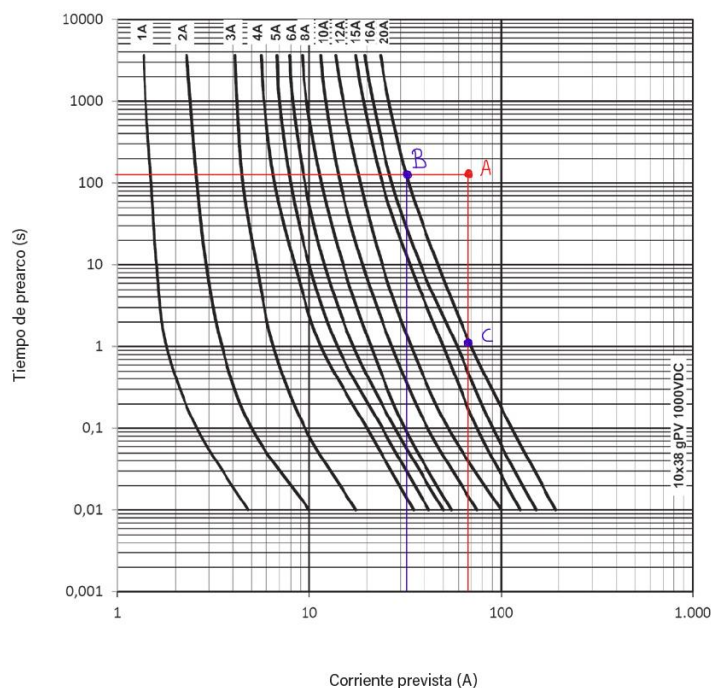


Figura 27 Curva característica t-I del fusible del cuadro de nivel I. Fuente: Schneider

Se obtiene el valor de corriente mínima de fusión de la curva de 20 A:

$$I_{fusión} = 24 A < 70 A \quad (4.7.1.1.6)$$

Es decir, que la corriente mínima de fusión es 24 A, es el valor mínimo al que el fusible fundiría:

$$13,45 A < I_A (24 A) < 70 A \quad (4.7.1.1.7)$$

De esta forma se puede concluir que el cableado de los strings queda correctamente protegidos frente a posibles fallos, ya que el fusible se fundirá mucho antes de llegar a los 70 que es capaz de soportar el cable.

Esta protección es compatible con el cuadro de nivel I seleccionado, por lo que irá colocado en el interior del mismo cuadro, sin necesidad de incluir una base portafusibles.

El cuadro seleccionado incorpora descargadores de sobretensiones tipo 2, para una corriente máxima de 40kA, por lo que protege contra sobretensiones y no será necesario tener en cuenta ninguna protección adicional. Los descargadores son elementos de protección que se encargan de redirigir a tierra las sobretensiones provocadas por fenómenos atmosféricos.

4.7.1.2. Fusibles cuadro de nivel II

Para este cuadro de nivel será necesario un fusible mayor, ya que estos fusibles se van a encargar de proteger a los módulos fotovoltaicos en caso de cortocircuito en uno de los strings. Si se produce algún fallo en alguno de los strings, toda la corriente del resto de los strings que están conectados a ese mismo inversor alimentarían el string en cortocircuito. Esta sobreintensidad puede llegar a dañar a los módulos fotovoltaicos, por este motivo, los fusibles deben ser capaces de proteger a la instalación en caso de producirse este tipo de fallo. Se va a colocar un fusible por cada entrada al cuadro de nivel II, por lo que se colocarán 2 fusibles por cuadro de nivel II.

Se calcularán los fusibles mediante la siguiente condición:

$$I_n < I_A < N_{strings} \cdot I_{cc} \quad (4.7.1.2.1)$$

Donde:

- $N_{strings}$ → Número de strings que están conectados en un inversor.
Inversor tipo 1: $N_{strings} = 46$
Inversor tipo 2: $N_{strings} = 41$
- I_{cc} → Corriente de cortocircuito de un string. $I_{cc} = 14,03 A$
- I_A → Intensidad de fusión del fusible.
- I_n → Intensidad nominal del cable de cada uno de los strings. $I_n = 13,45$

Para el inversor tipo 1 (cuadro de nivel II tipo 1):

$$13,45 A < I_A < 46 \cdot 14,03 A \quad (4.7.1.2.2)$$

$$13,45 A < I_A < 645,38 A \quad (4.7.1.2.3)$$

Para el inversor tipo 2 (cuadro de nivel II tipo 2):

$$13,45 A < I_A < 41 \cdot 14,03 A \quad (4.7.1.2.4)$$

$$13,45 A < I_A < 575,23 A \quad (4.7.1.2.5)$$

De esta forma se ha seleccionado el fusible NH3 Fusible gPV 1000V DC, con referencia 373445, de la marca dfElectric, de clase gPV y con una protección de 315 A para una tensión de 1000V en corriente continua. El poder de corte es de 30kA.

Mediante la Curva característica t-I del fusible seleccionado (Figura 28), se va a comprobar que para la corriente de corte se puede proteger correctamente los módulos fotovoltaicos.

Se va a emplear la misma fórmula que en el apartado anterior del cálculo de fusibles en el cuadro de nivel I, para calcular el tiempo máximo al que debería estar sometida la instalación en caso de cortocircuito:

$$(I^2 \cdot t_{adm}) = I_k^2 \cdot t_{adm} = (K \cdot S)^2 \quad (4.7.1.2.6)$$

Siendo:

- I_k → Valor eficaz de la corriente de cortocircuito, en este caso, el valor más desfavorable: $I_k = N_{strings} \cdot I_{cc} = 645,38 A$ para el inversor tipo 1 y $I_k = N_{strings} \cdot I_{cc} = 575,23 A$ para el inversor tipo 2.
- t_{adm} → Tiempo admisible de la instalación para esa corriente de cortocircuito.
- K → Es una constante que depende del material del conductor y del tipo de aislante, en este caso es Cu y XLPE, y por lo tanto: $K = 143$
- S → Sección del conductor en mm^2 $S = 6 mm^2$

$$t_{adm.1} = \left(\frac{K \cdot S}{I_{cc}} \right)^2 = \left(\frac{143 \cdot 6}{645,38} \right)^2 = 1,77 s \quad (4.7.1.2.7)$$

$$t_{adm.2} = \left(\frac{K \cdot S}{I_{cc}} \right)^2 = \left(\frac{143 \cdot 6}{575,23} \right)^2 = 2,22 s \quad (4.7.1.2.8)$$

El valor correspondiente al inversor 1 se representa mediante un punto rojo (representado con la letra A en la Figura 28), todos los fusibles que se encuentran por debajo de este punto son válidos para proteger correctamente a los módulos de este inversor. Y el valor correspondiente al inversor 2 se representa mediante un punto verde (representado con la letra B en la Figura 28), todos los fusibles que se encuentran por debajo de este punto son válidos para proteger correctamente a los módulos de este inversor. Se selecciona el fusible de 100 A.

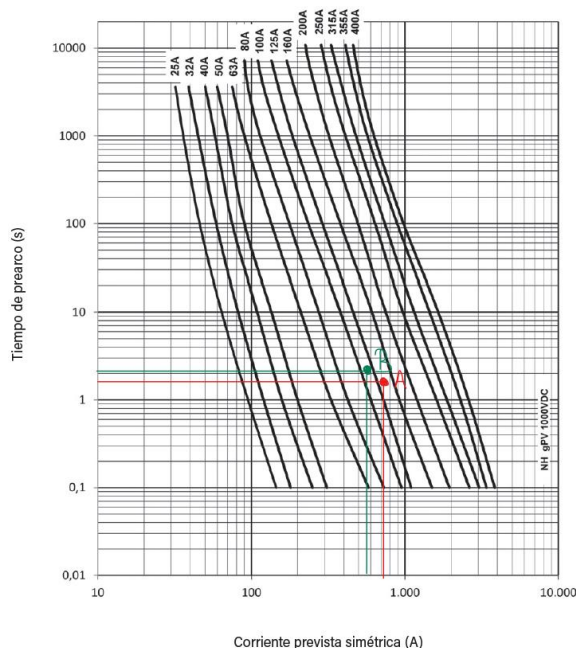


Figura 28 Curva característica t-I del fusible del cuadro de nivel II. Fuente: Schneider

Se obtiene el valor de corriente mínima de fusión de la curva de 100 A:

$$I_{fusión} = 101 A < 645,38 A \quad (4.7.1.2.9)$$

$$I_{fusión} = 101 A < 575,23 A \quad (4.7.1.2.10)$$

Es decir, que la corriente mínima de fusión es 101 A, es el valor mínimo al que el fusible fundiría:

$$13,45 A < I_A (101 A) < 645,38 A \quad (4.7.1.2.11)$$

$$13,45 A < I_A (101 A) < 575,23 A \quad (4.7.1.2.12)$$

De esta forma se puede concluir que los módulos fotovoltaicos están protegidos frente a posibles fallos, ya que el fusible se fundirá mucho antes de llegar a la corriente de cortocircuito máxima.

4.7.2. PROTECCIONES FRENTE A SOBRETENSIONES

Es necesario instalar protecciones frente a sobretensiones antes de la conexión con los inversores. Esto se debe a que la instalación se encuentra al aire libre, en el exterior, por lo que está sometida a todas las condiciones climatológicas, como la caída de un rayo. Estas protecciones se colocan antes de los inversores, de forma que protejan tanto a los inversores como al resto de elementos de la instalación.

Para proteger a la instalación de sobretensiones transitorias se instalará un limitador de sobretensión, también conocido como descargador de sobretensión o pararrayos. Cuando existe una diferencia de tensión muy elevada entre los extremos del limitador, tal que supera un valor umbral U_0 , el limitador

pasa a comportarse como un conductor, con un funcionamiento similar a resistencia no lineal de un valor pequeño, derivando la corriente a tierra. Si no se supera este valor umbral, el limitador presenta una impedancia muy elevada, por lo que apenas circula corriente por él y deriva a tierra una corriente de fuga muy pequeña (prácticamente despreciable) (Roger, Riera, & Roldán, 2010).

Para proteger correctamente la instalación se deben cumplir las siguientes condiciones:

$$U_n < U_0 < U_{ais} \quad ; \quad U_r < U_{ais} \quad (4.7.2.1)$$

Siendo:

- U_n → La tensión nominal de servicio de la instalación 800V
- U_{ais} → Rigidez dieléctrica del aparato que se desea proteger (el inversor de la instalación)
- U_r → Tensión residual a la que se mantienen los extremos del limitador cuando se ha superado la tensión umbral. Depende de las características de la sobretensión (limitador, la resistencia de la puesta a tierra, la amplitud y evolución del tiempo de la sobretensión).

No existe actualmente un método universal aceptado para la selección de los limitadores de sobretensión, por lo que para su selección se partirá de las indicaciones de los fabricantes basados en la experiencia. Siguiendo esta premisa, se ha seleccionado el limitador de sobretensiones de la marca Schneider para corriente continua (especialmente diseñado para instalaciones fotovoltaicas), modelo iPRD-DC 40r 2P.

4.7.3. PROTECCIONES CORRIENTE ALTERNA

Es necesario proteger el lado de corriente alterna de la instalación, para ello se instalarán interruptores automáticos, encargados de proteger la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos. Se calculan en primer lugar las protecciones a la salida de los inversores y a continuación las protecciones que conforman el centro de transformación.

4.7.3.1. Protecciones a la salida de los inversores

- INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

Para la selección del interruptor automático hay que asegurar que cumple con las siguientes condiciones:

- a) Poder corte del IA $> I_{cc,max}$
- b) $I_{cc,min} > I_a$ → Donde I_a es la intensidad de actuación del disparador electromagnético. Esta condición garantiza que la línea queda protegida frente a todos los posibles cortocircuitos.

En primer lugar, se deben definir los valores de cortocircuito máximo y mínimo a la salida de los inversores. Para calcular el cortocircuito máximo aguas arriba del transformador, calculamos la impedancia equivalente. Para el cálculo de esta impedancia debemos tener en cuenta la potencia de cortocircuito máximo que permite Iberdrola:

$$S_{cc} = 500 \text{ MVA}$$

$$X_{eq} = 1,05 \cdot \frac{V^2}{S_{cc}} = 1,05 \cdot \frac{400^2 \text{ V}^2}{500 \cdot 10^6 \text{ VA}} = 0,00034 \Omega \quad (4.7.3.1.1)$$

$$R_{eq} = 0,1 \cdot X_{eq} = 0,1 \cdot 0,00034 \Omega = 0,000034 \Omega \quad (4.7.3.1.2)$$

Del mismo modo, se calcula la impedancia de cortocircuito del transformador:

$$X_{cc} = 6\%$$

$$R_{cc} = 0,8\%$$

$$X_T = X_{cc} \cdot \frac{V^2}{I_{nT}} = 0,06 \cdot \frac{400^2 V^2}{1,25 \cdot 10^6 VA} = 0,0077 \Omega \quad (4.7.3.1.3)$$

$$R_T = R_{cc} \cdot \frac{V^2}{I_{nT}} = 0,008 \cdot \frac{400^2 V^2}{1,25 \cdot 10^6 VA} = 0,001 \Omega \quad (4.7.3.1.4)$$

Con estos valores se puede calcular la corriente de cortocircuito como:

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{(R_{eq} + R_T)^2 + (X_{eq} + X_T)^2}} \quad (4.7.3.1.5)$$

$$I_{cc} = \frac{400}{\sqrt{(0,000034 + 0,001)^2 + (0,00034 + 0,0077)^2}} = 49.344,84 A = 49,34 kA \quad (4.7.3.1.6)$$

Siendo V la tensión del inversor (aguas abajo del transformador).

$$I_{cc,max} = 49,34 kA$$

$$I_{cc,min} = 0,866 \cdot I_{cc,max} = 0,866 \cdot 49,34 kA = 42,73 kA \quad (4.7.3.1.7)$$

Con estos valores calculamos el resto de las condiciones:

- a) *Poder corte del IA* $> I_{cc,max} \rightarrow 50 kA > 49,34 A$
- b) $I_{cc,min} > I_a \rightarrow 42,73 kA > I_a = 30 kA$

Estos valores son los que se emplean para buscar en el catálogo de Schneider el interruptor a seleccionar. Se ha seleccionado el interruptor automático MasterPact MTZ, MTZ1 12 H1 de la marca Schneider. Este interruptor, viene equipado con una unidad Micrologic 7.0E, esta unidad es la encargada de disparar el interruptor en caso de sobreintensidad y permite regular todos los valores para poder adaptarse a la instalación.

- RELÉ DIFERENCIAL

Este tipo de protecciones se encargan de detectar corrientes de fuga, es decir, diferencias entre la corriente de entrada al circuito y la salida, y de desconectar la instalación y proteger así a las personas frente a contactos.

Para definir correctamente el relé diferencial, se deben conocer cada una de sus características (José Roger, 2010):

- $I_{\Delta N} \rightarrow$ Sensibilidad. Se conoce como sensibilidad a corriente diferencial nominal, que es el valor de la corriente diferencial (o corriente de fuga) para la cual se abre el circuito. Para esta instalación se va a seleccionar un interruptor de 300 mA, de baja sensibilidad, que son los más empleados para uso industrial.
- $I_{\Delta nf} \rightarrow$ Corriente nominal de no funcionamiento. Corriente por debajo de la cual se garantiza que el interruptor no abrirá el circuito.

$$I_{\Delta nf} = 0,5 \cdot I_{\Delta N} = 0,5 \cdot 300 mA = 150 mA \quad (4.7.2.2.1)$$

- $I_N \rightarrow$ Intensidad nominal. La intensidad nominal del interruptor se elige en función de la intensidad nominal de la instalación. $I_N=1250 A$
- $U_n \rightarrow$ Tensión nominal de utilización. $U_n=400 V AC$

Teniendo todos estos factores en cuenta, se ha seleccionado el relé Schneider VigiPacT RH12M. Este relé, incluye un toroide e irá conectado directamente al interruptor automático seleccionado en el apartado anterior.

El relé diferencial seleccionado cuenta con múltiples módulos de configuración, por lo que se van a programar para que los diferenciales instalados más aguas arriba tengan 3 segundos de retardo. Este tiempo garantiza que en caso de que se produzca algún fallo en la instalación se activen primero los relés que se encuentren más aguas abajo, es decir, los más próximos al fallo, desconectando la instalación. De esta forma se evita que todos los diferenciales actúen a la vez, cortando la corriente en toda la instalación y no solo en la rama donde se haya producido el fallo.

4.7.3.2. Protecciones del centro de transformación

Los centros de transformación se van a instalar dentro de celdas prefabricadas, esto permite proteger la instalación tanto de la intemperie como del paso o contacto de las personas con los equipos de alta tensión que conforman el centro de transformación. (Roger, Riera, & Roldán, 2010)

En el interior de estos centros de transformación, existen diferentes tipos de celdas, la primera de ellas es la llamada celda de línea, son celdas de entrada y salida, es decir, la energía producida por los módulos fotovoltaicos entra en el transformador y del transformador sale la energía que va a entregarse a red. En estas celdas se instalan interruptores seccionadores que permiten cortar la energía en caso de labores de mantenimiento aislando el centro de transformador del resto de la línea.

A continuación, se encuentra la celda de protección, donde se instalan todos los elementos que sirven de protección para el centro de transformación. Para la instalación de este proyecto, se van a seleccionar interruptores automáticos para la protección de los centros de transformación, ya que se tratan de potencias elevadas, por lo que los IA son más adecuados para esta función que los interruptores seccionadores y fusibles combinados.

Justo después se instala la celda de medida, que es la que contine los transformadores de medida de tensión e intensidad. A esta celda únicamente tiene acceso la compañía suministradora. La última celda es la del transformador (Roger, Riera, & Roldán, 2010).

- INTERRUPTOR SECCIONADOR

Es importante recordar que los seccionadores no tienen poder de corte, por lo que deben trabajar sin carga y no sirven como elementos de protección. (Departamento Ingeniería Eléctrica, 2018)

Ya que toda la instalación se está realizando con elementos de la marca Schneider, se ha decidido seleccionar un interruptor seccionador de la misma marca, para favorecer las compatibilidades entre elementos de la instalación.

La corriente máxima que puede llegar a soportar estos tramos de la instalación es la corriente a la entrada del transformador:

$$I_{max}=1.460,7 A$$

Con este valor, se garantiza que el seccionador será capaz de interrumpir el paso de la corriente de la instalación. También hay que asegurar que sea capaz de soportar la tensión de la instalación fotovoltaica:

$$V=400 V$$

Se busca un seccionador que cumpla con estos dos criterios de tensión y corriente. El interruptor seccionador Compact NSX1500NA AC de la marca Schneider es capaz de soportar 400V de tensión en corriente continua y 1500 A.

- INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

El interruptor automático que se va a instalar para proteger los transformadores se va a seleccionar de la marca schneider, para continuar con la homogeneidad de los equipos. Para la selección del equipo, se va a tener en cuenta los valores calculados en el apartado 4.5 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, siendo la corriente de cortocircuito:

$$I_{cc,max} = 14,43 kA$$

$$I_n = 1.250 A = 1,25 kA$$

Con estas características se selecciona el interruptor MTZ1 type N1 de con un poder de corte de 42 kA y una corriente nominal de 1.250 A. Este interruptor será el que se empleará para todas las protecciones del transformador.

4.7.4. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA

El cálculo de la puesta a tierra en instalaciones eléctricas es un punto muy importante del diseño de la instalación, ya que estas se encargan de proteger contra el contacto indirecto (de animales o personas). Se denomina contacto indirecto cuando una persona entra en contacto con una masa o elemento de la instalación que se encuentra sometida a tensión debido a algún fallo aislamiento. Para evitar que esto se produzca es necesario conectar la instalación a tierra, para que toda la corriente se derive. La puesta a tierra consiste en la unión metálica entre determinados elementos de una instalación y un grupo de electrodos enterrados en el suelo, el objetivo mediante esto es que no existan diferencias de potencial peligrosas y que permita el paso a tierra de las corrientes de descarga de origen atmosférico (rayos). Los electrodos a tierra se van a diseñar como una pica. Con esto se pretende que las corrientes de defecto a tierra tengan un camino más fácil (con menor resistencia) que el de una persona, de forma que la corriente circularía por la red de tierra en lugar de atravesar el cuerpo de la persona. (Departamento Ingeniería Eléctrica, 2018).

El sistema de puesta a tierra tipo TT es el más empleado en la mayoría de las instalaciones de corriente alterna. En este tipo de esquema el neutro del transformador y las masas metálicas del centro de transformación se conectan directamente a tomas de tierra separadas (Departamento Ingeniería Eléctrica, 2018).

4.7.4.1. *Protección ante contacto en corriente continua*

En la parte de la instalación de corriente continua, no es necesario conectar las masas a tierra. Y no se pueden producir daños para las personas por contacto. Por este motivo, se va a instalar un vigilante de aislamiento. Este aparato se conecta entre los conductores y la tierra, se encarga de detectar la pérdida de aislamiento de los conductores, avisando en caso de fallo.

El vigilante de aislamiento seleccionado es Vigilohm de la marca Schneider.

4.7.4.2. *Puesta a tierra de las masas de corriente alterna*

- PUESTA A TIERRA DE LAS MASAS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Para la puesta a tierra de las masas del centro de transformación se va a diseñar un anillo rectangular con dimensiones de 4x3 m y una sección del conductor de 50 mm² de cobre. Para la selección de esta línea de tierra, se han tenido en cuenta varios factores, entre ellos (Roger, Riera, & Roldán, 2010):

- El anillo rectangular es uno de los métodos de puesta a tierra más utilizado y usual para este tipo de aplicaciones, ya que se trata de un sistema fácil de instalar y con gran capacidad para poder realizar la derivación a tierra de un centro de transformación debido a la continuidad eléctrica que proporciona entre todas las picas. (Roger, Riera, & Roldán, 2010)
- La sección del conductor es de 50 mm² de cobre, ya que uno de los criterios de dimensionamiento que deben cumplirse, es que la sección del conductor sea suficiente para que en caso de defecto o descarga atmosférica, la máxima corriente que circule por ellos no los lleve a una temperatura próxima a la de fusión del cable. Teniendo esto en cuenta, la sección mínima para un conductor de cobre deberá ser de 25 mm². Seleccionando para la instalación propuesta una sección superior a esta: 50 mm² > 25 mm²

Este anillo rectangular se colocará enterrado a lo largo de todo el terreno a una profundidad de 0.5 m y en su perímetro se colocarán un total de 8 picas con un diámetro de 14 mm y 8 m de longitud. Este tipo de configuración permite calcular de una forma sencilla los parámetros característicos de los electrodos mediante la siguiente tabla (Quintana, 2020) (Roger, Riera, & Roldán, 2010):

Parámetros característicos de un electrodo en forma de anillo rectangular de 4 x 3 m (sección del conductor = 50 mm²; diámetro de las picas = 14 mm; L_p: longitud de las picas [m])

Profundidad: 0,5 m

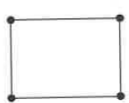

Configuración	L _p (m)	Resistencia K _r	Tensión de paso K _p	Tensión de contacto ext. K _c = K _{p(oc)}
Sin picas	-	0,137	0,0287	0,0858
4 picas 	2	0,100	0,0231	0,0506
	4	0,080	0,0178	0,0355
	6	0,067	0,0143	0,0270
	8	0,058	0,0119	0,0217
8 picas 	2	0,088	0,0200	0,0402
	4	0,067	0,0143	0,0252
	6	0,055	0,0110	0,0179
	8	0,047	0,0089	0,0137

Figura 29 Parámetros para el cálculo de Kr, Kp y Kc. Fuente: (Roger, Riera, & Roldán, 2010)

Con estos valores podemos obtener los siguientes parámetros característicos de los electrodos:

- $K_r = 0,047$ → Coeficiente de resistencia de puesta a tierra para electrodos de estas características.
- $K_p = 0,0089$ → Coeficiente de tensión de paso para el tipo de electrodo de nuestra instalación.
- $K_c = 0,0137$ → Coeficiente de tensión de contacto para el tipo de electrodo de nuestra instalación.

Estos coeficientes, que se obtienen del tipo de configuración seleccionada para la puesta a tierra, se emplean para calcular:

- R_t → Resistencia de la puesta a tierra
- V_{pm} → Tensión de paso máxima, hace referencia a la tensión máxima que debe existir entre las piernas de una persona por la que está circulando una corriente.
- V_{cm} → Tensión de contacto máxima, hace referencia a la tensión máxima que debe existir entre la mano y los pies de la persona por la que está circulando una corriente.

Otras características de la instalación a tener en cuenta para el cálculo de estos valores son:

- La resistividad eléctrica del terreno en Valencia es $\rho = 150 \Omega \cdot m$.
- La corriente de defecto máxima de $I_d = 500 A$.
- El tiempo máximo de eliminación del defecto: $t_d = 0,7 s$ y

$$R_t = K_r \cdot \rho = 0,047 \frac{\Omega}{\Omega \cdot m} \cdot 150 \Omega \cdot m = 7,05 \Omega \quad (4.7.4.2.1)$$

$$V_{pm} = K_p \cdot \rho \cdot I_d = 0,0089 \frac{V}{\Omega \cdot m \cdot A} \cdot 150 \Omega \cdot m \cdot 500 A = 667,5 V \quad (4.7.4.2.2)$$

$$V_{cm} = K_c \cdot \rho \cdot I_d = 0,0137 \frac{V}{\Omega \cdot m \cdot A} \cdot 150 \Omega \cdot m \cdot 500 A = 1.027,5 V \quad (4.7.4.2.3)$$

Con esta resistencia de la resistencia a tierra, la tensión de defecto máxima será:

$$V_d = R_t \cdot I_d = 7,05 \Omega \cdot 500 A = 3.525 V \quad (4.7.4.2.4)$$

Para garantizar la correcta protección de las personas contra posibles contactos, se calculan los valores de:

- V_{cad} → La tensión de contacto admisible, que depende de t (tiempo de actuación de las protecciones), K y n que son constantes que dependen de t y de ρ_2 que es la resistividad del suelo en contacto con los pies de la persona.
- V_{pad} → La tensión de paso admisible, que depende de t (tiempo de actuación de las protecciones), K y n que son constantes que dependen de t y de ρ_2 que es la resistividad del suelo en contacto con los pies de la persona.

Y se garantiza que en la instalación se cumplen las siguientes condiciones (Roger, Riera, & Roldán, 2010):

- a) La tensión de paso máxima debe ser inferior a la tensión de paso admisible: $V_{pm} \leq V_{pad}$
- b) La tensión de contacto máxima debe ser inferior a la tensión de contacto admisible: $V_{cm} \leq V_{cad}$

Se van a obtener las constantes K y n para calcular las tensiones de paso y de contacto admisibles, para ello, se tiene en cuenta el tiempo máximo de defecto que se ha establecido como: $t_d = 0,7$ s.

Constantes K,n para el cálculo de las tensiones de paso y de contacto admisibles

t (s)	K	n
$0,9 \geq t > 0,1$	72	1
$3 \geq t > 0,9$	78,5	0,18
$5 \geq t > 3$	64	0
$t > 5$	50	0

Figura 30. Tabla valores para el cálculo de las tensiones de contacto y paso admisibles. Fuente: (Roger, Riera, & Roldán, 2010)

Según el Cuadro 3.5. (Figura 30) se obtiene los valores:

$$K = 72 \text{ y } n = 1$$

$$V_{pad} = \frac{10K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6\rho}{1.000}\right) = \frac{10 \cdot 72}{0,7^1} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot 150}{1.000}\right) = 1.954,29 \text{ V} \quad (4.7.4.2.5)$$

La resistividad del suelo se va a suponer $\rho' = 3.000 \Omega \cdot m$, que es la resistividad de un suelo de hormigón.

$$V_{cad} = \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{1,5\rho'}{1.000}\right) = \frac{72}{0,7^1} \cdot \left(1 + \frac{1,5 \cdot 3.000}{1.000}\right) = 565,71 \text{ V} \quad (4.7.4.2.6)$$

Se comprueban las condiciones que deben satisfacerse para un correcto dimensionamiento:

- a) $V_{pm} \leq V_{pad} \rightarrow 1.072,5 \text{ V} \leq 1.954,29 \text{ V} \rightarrow$ **Cumple**
- b) $V_{cm} \leq V_{cad} \rightarrow 2.025 \text{ V} > 565,71 \text{ V} \rightarrow$ **No cumple**

No se cumple la segunda condición, por lo que no se puede dar por válida esta configuración de la puesta a tierra y deberá plantearse alguna alternativa. Esta condición suele ser bastante costosa de conseguir, por lo que el Reglamento de Alta Tensión, exime de su cumplimiento siempre y cuando se garantice la protección de las personas mediante otras medidas adicionales de seguridad. Para ello, se van a establecer las siguientes medidas (Roger, Riera, & Roldán, 2010):

- Las puertas y rejillas metálicas del exterior no tendrán contacto eléctrico con las masas conductoras. Con esta medida se consigue que las personas situadas en el exterior del C.T. no entren en contacto con masas que se encuentren en tensión.
- Instalación de una malla electrosoldada en el suelo del centro de transformación. Este mallazo se conectará a dos puntos opuestos del electrodo y se cubrirá con una capa de hormigón de 10 cm de espesor. Esta medida da lugar a que en el interior del C.T. sea una superficie equipotencial y que por tanto, las tensiones de paso y de contacto sean prácticamente nulas (cumpliendo las condiciones a) y b))

Con estas nuevas medidas adicionales la seguridad se garantiza si se puede verificar la siguiente condición (Roger, Riera, & Roldán, 2010):

- c) La tensión de paso máxima en el exterior (Igual a la tensión de contacto máxima en el exterior) tiene que ser menor que la tensión de paso en el acceso admisible: $V_{p(acc)m} = V_{cm,ext} \leq V_{p(acc)ad}$

$$V_{p(acc)m} = V_{cm,ext} = 2.025 V \quad (4.7.4.2.7)$$

$$V_{p(acc)ad} = \frac{10K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot \rho + 3 \cdot \rho'}{1.000}\right) = \frac{10 \cdot 72}{0,7^1} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot 150 + 3 \cdot 3.000}{1.000}\right) = 10.748,57 V \quad (4.7.4.2.8)$$

$$V_{p(acc)m} = V_{cm,ext} \leq V_{p(acc)ad} \rightarrow 2.025 V \leq 10.748,57 V \rightarrow \text{Cumple} \quad (4.7.4.2.9)$$

De esta forma se garantiza que la puesta a tierra diseñada cumple todas las condiciones de seguridad para las personas. (Ferrer Camarasa, 2018).

- PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR

Para calcular la puesta a tierra del neutro del transformador, el REBT no especifica ningún valor máximo para esta resistencia. La resistencia a tierra del neutro debe tener un valor suficientemente bajo de forma que garantice la actuación de las protecciones en caso de fallo. Se consideran adecuados valores de resistencias que sean inferiores a 30Ω (Roger, Riera, & Roldán, 2010).

Se emplean las mismas picas que las seleccionadas para la tierra de baja tensión de 4 m de longitud:

$$R_b = \frac{\rho}{L} \cdot n \rightarrow 30 \Omega = \frac{150}{4} \cdot n \rightarrow n = 0,8 \text{ picas} \quad (4.7.4.2.10)$$

De esta ecuación obtenemos que necesitaríamos 0,8 picas para la puesta a tierra del neutro, por lo que se colocarán únicamente 1 pica.

- DISTANCIA ENTRE LAS DOS PUESTAS A TIERRA

Para asegurarnos de que la puesta a tierra de las masas del transformador y la puesta a tierra del neutro son independientes (base de la configuración TT). Debemos asegurarnos de que existe una distancia entre ambas puestas a tierra suficiente como para que no se influyan mutuamente. Para eso calculamos (Roger, Riera, & Roldán, 2010):

$$D \geq \frac{I_d \cdot \rho}{2\pi \cdot U_c} = \frac{500 \cdot 150}{2\pi \cdot 1200} = 9,95 m \quad (4.7.4.2.11)$$

Siendo $U_c = 1200 V$ para sistemas TT. (Departamento Ingeniería Eléctrica, 2018). La distancia entre las dos puestas a tierra será de 10 m.

4.8. CÁLCULO DEL RENDIMIENTO

El rendimiento también conocido como Performance Ratio (PR), es un valor que permite expresar la relación entre la producción real de la instalación y la producción nominal teórica que se espera tener de la planta fotovoltaica. Es decir, indica el porcentaje de energía real que está generando la instalación fotovoltaica y que se está vertiendo a red, la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo. Para poder calcular con exactitud el rendimiento se debería llevar a cabo la instalación y ponerla en funcionamiento. Una vez que estuviera en funcionamiento, se analizaría mensualmente cual es la generación real de energía que está produciendo la instalación y que se está vertiendo a la red (Ferrando Pelegero, 2018) (Ferrer Camarasa, 2018) (IDAE, 2011)

En estas primeras fases del proyecto no se va a llevar a cabo la instalación, por lo que se va a calcular el rendimiento teórico de la instalación teniendo en cuenta todas las pérdidas:

- Pérdidas por suciedad
- Pérdidas por la eficiencia del cableado
- Pérdidas por temperatura
- Pérdidas por sombreado
- Pérdidas por el rendimiento del inversor
- Pérdidas por errores
- Pérdidas en el centro de transformación

La mayoría de estas pérdidas ya se han descrito en apartados anteriores, por lo que este apartado se centrará únicamente en el cálculo.

4.8.1. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD

Ya se han descrito las pérdidas por suciedad a las que se puede ver sometida la instalación, como ya se ha comentado, la mejor forma de reducir este tipo de pérdidas es mediante una correcta limpieza y mantenimiento de las placas. Aun así, hay que tener en cuenta este factor de pérdidas, ya que aun considerando una limpieza de los módulos fotovoltaicos regular es inevitable que se produzca.

Para poder calcular este factor, se emplea la página web de SolarAnywhere (Clean Power Research, 2023), donde se representa un mapa global de pérdidas por ensuciamiento que se ha obtenido mediante un análisis estadístico de los datos meteorológicos desde 2006 hasta 2020. Este mapa representa las pérdidas solares suponiendo que no se realiza ninguna labor de limpieza y considerando la precipitación natural como única fuente de eliminación del polvo. Siguiendo estos datos, se considera que la pérdida media aproximada en la localidad de Valencia es entorno al 0,59%.

Figure 1: Soiling Loss Map Based on SolarAnywhere Data and HSU Soiling Model

Annual Mean Soiling Loss (2006-2020); Fixed-tilt PV System

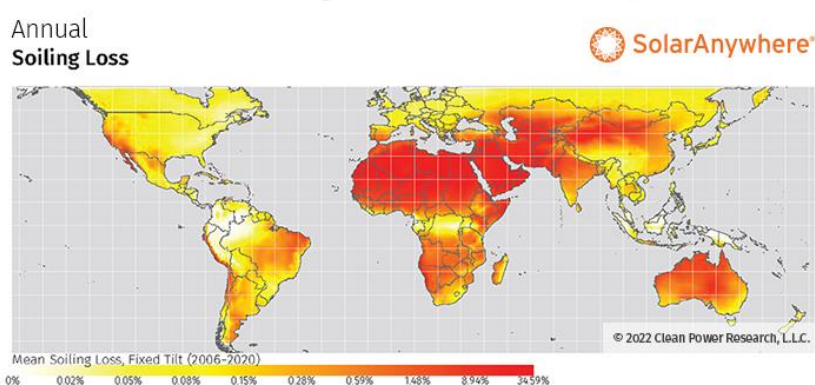


Figura 31 Pérdidas por suciedad. Fuente: <https://www.solaranywhere.com>

Este valor de pérdidas sería el caso más desfavorable, suponiendo que no se va a realizar ningún tipo de limpieza en los paneles solares. Este no es el caso en el que se encuentra la instalación, ya que como se ha definido en apartados anteriores, se prevé una limpieza y mantenimiento de los paneles anual,

lo que reduciría considerablemente este factor de pérdidas. Sin embargo, se va a suponer el caso más desfavorable para el cálculo de las pérdidas y de esta forma asegurar que se tienen en cuenta todas las condiciones.

$$\eta_{suciedad} = 0,59\%$$

4.8.2. PÉRDIDAS POR LA EFICIENCIA DEL CABLEADO

En apartados anteriores, al dimensionar los conductores, se tiene en cuenta la caída de tensión máxima producida en el conjunto del cableado. Teniendo en cuenta este factor que se ha empleado durante el proceso de dimensionamiento, podemos concluir que las pérdidas de tensión en el cableado serán igual o inferior al 1,5%. De esta forma, se calcula para el más desfavorable:

$$\eta_{tensión\ cableado} = 1,5\%$$

4.8.3. PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

El valor de las pérdidas producidas por la temperatura se ha calculado en apartados anteriores. Donde se analiza la temperatura ambiental mensual de la zona y como afecta eso al rendimiento de las placas. Se estiman unas pérdidas por temperatura medias a lo largo del año en torno al 12,2%.

$$\eta_{temperatura} = 12,2\%$$

Tabla 16 Pérdidas por temperatura medias mensuales

Ene	Febr	Marz	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agost	Sept	Octubr	Noviem	Dici
9,6%	10,2%	11,1%	11,4%	13%	15,1%	16,5%	15,9%	14%	12,3%	10,2	9,2%

4.8.4. PÉRDIDAS POR SOMBREADO

Estas pérdidas son prácticamente nulas, ya que se ha diseñado la instalación para garantizar que no se produzcan sombras en los módulos fotovoltaicos. También se ha buscado una localización libre de edificaciones y arboledas que pudieran dar lugar a sombras sobre los módulos. Con todos estos factores, se considera un valor de pérdidas por sombreado nulo.

$$\eta_{sombreado} = 0\%$$

4.8.5. PÉRDIDAS POR EL RENDIMIENTO DEL INVERSOR

Según la ficha técnica del inversor que se ha seleccionado, el fabricante garantiza que el rendimiento del inversor seleccionado es del 99%, lo que se traduce en que se producen unas pérdidas máximas de 1%.

$$\eta_{inversor} = 1\%$$

4.8.6. PÉRDIDAS POR ERROR

Hay que considerar todas las posibles pérdidas producidas por los elementos eléctricos y aparatos que conforman la instalación, ya que ningún elemento posee un 100% de eficiencia. Para ello vamos a tener en cuenta las pérdidas de cada uno de los aparatos eléctricos de la instalación basándonos en los datos obtenidos del fabricante (a excepción del inversor y el transformador, que se han considerado de forma individual debido a su peso en la instalación):

$$\eta_{error} = \eta_{modulos} + \eta_{cuadros\ nivel} \quad (4.8.6.1)$$

$$\eta_{error} = 1,2\% + 0,6\% = 1,8\% \quad (4.8.6.2)$$

4.8.7. PÉRDIDAS EN EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El transformador seleccionado está diseñado para funcionar a una potencia máxima de 1.250 kW. Según lo indicado por el fabricante en la hoja de datos, cuando el transformador funciona a plena carga tiene unas pérdidas de 4,6 kW. Esto se traduce en unas pérdidas de rendimiento aproximadamente de 0,37%.

$$\eta_{centro\ de\ transformación} = 0,37\%$$

4.8.8. RENDIMIENTO TEÓRICO DE LA INSTALACIÓN

Teniendo en cuenta todas estas pérdidas, se calcula el rendimiento que se espera obtener de la instalación.

Pérdidas totales anuales producidas en la instalación:

$$\eta_T = \eta_{suciedad} + \eta_{tensión\ cableado} + \eta_{temperatura} + \eta_{sombreado} + \eta_{inversor} + \eta_{error} + \eta_{CT} \quad (4.8.8.1)$$

$$\eta_T = 0,59\% + 1,5\% + 12,2\% + 0\% + 1\% + 1,8\% + 0,37\% = 17,46\% \quad (4.8.8.2)$$

Las pérdidas máximas producidas anuales de la instalación son del 17,56%. De esta forma obtenemos el rendimiento teórico anual que se espera que genere la instalación como:

$$PR = 100\% - \eta_T = 100\% - 17,46\% = 82,54\% \rightarrow PR = 82,54\% \quad (4.8.8.3)$$

Calculamos también el valor de la eficiencia esperado de la instalación para cada mes:

Tabla 17 Performance Ratio mensual

Ene	Febr	Marz	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agost	Sept	Octubr	Noviem	Dici
85,14%	84,54%	83,64%	83,34%	81,74%	79,64%	78,24%	78,84%	80,74%	82,44%	84,54%	85,54%

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS ECONÓMICO Y DE VIABILIDAD

La finalidad última de este trabajo es conseguir la puesta en funcionamiento de una planta fotovoltaica que genere los máximos beneficios posibles y que sea rentable. Para poder determinar la viabilidad o no de este proyecto, se debe realizar un análisis económico que permita determinar de una forma aproximada los beneficios que se esperan obtener, los gastos y la inversión que hay que realizar para ello.

5.1. IRRADIACIÓN Y PRODUCCIÓN ANUAL

En primer lugar, se va a calcular la producción anual esperada por la instalación fotovoltaica, para más adelante poder determinar el beneficio económico que esta supone. Para ello se va a emplear el programa PVGIS, que permite realizar una simulación de la instalación (basándose en la ubicación, las pérdidas, las horas de sol diarias y los paneles solares instalados) y nos permite estimar cual va a ser la producción real y analizar los datos de irradiación solar sobre el emplazamiento.

Para la realización de la simulación de la instalación se van a considerar los siguientes datos:

- Potencia de la instalación: 5,005 MW
- Orientación de los paneles fotovoltaicos: Sur (Acimut 0º)
- Ángulo de inclinación de los módulos: 35º
- Pérdidas estimadas del sistema: 17,46%

Los datos obtenidos de la simulación son los siguientes:

- La producción anual de energía fotovoltaica estimada: 7.518,59887 MWh/año
- Irradiación anual sobre la superficie: 2.062,31 kWh/m²

A continuación, se muestra un gráfico de la energía media producida por la instalación a lo largo de los meses.

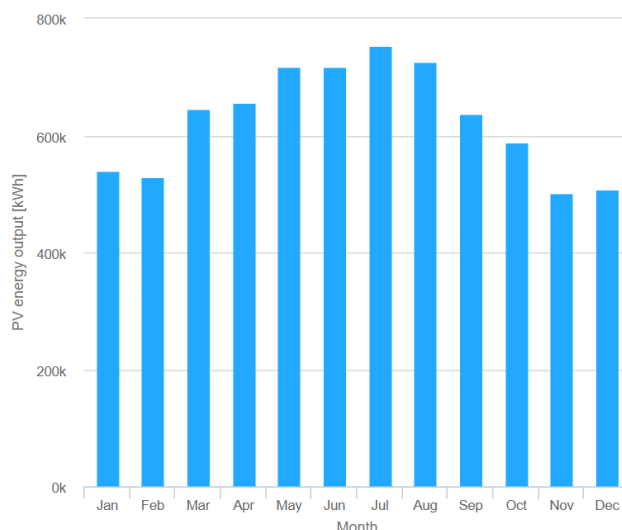


Figura 32. Gráfico de la energía mensual generada por la instalación. Fuente: www.pvgtools.html

Toda esta información proporciona una visión más general de la producción energética que se obtendrá y que pretende verse a la red. También este gráfico permite estudiar mejor el funcionamiento que tendrá la instalación, ya que la producción variará a lo largo de los meses, dando los picos de mayor producción los meses con más horas de sol y reduciendo la producción los meses de invierno.

Para poder dimensionar las baterías de una forma más adecuada, es interesante poder conocer la irradiación en un día estándar de verano (caso más favorable) y en un día de invierno (caso más desfavorable). Para ello, hemos analizado la irradiación media recogida por PVGIS durante los diferentes meses del año pasado. Tras analizar las diferentes curvas proporcionadas por el programa, se determina que el mes más desfavorable (con la menor irradiación media diaria recogida) es diciembre, y el mes más favorable (con la mayor irradiación media diaria recogida) es julio. Estas dos curvas son las que se representan en las siguientes figuras, y las que se han seleccionado para representar la producción de irradiación en los dos días más representativos del año:

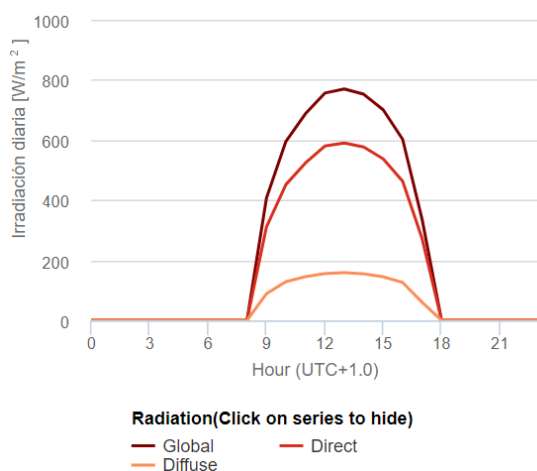


Figura 33 Irradiación media diaria en diciembre.

Fuente: www.pvgtools.html

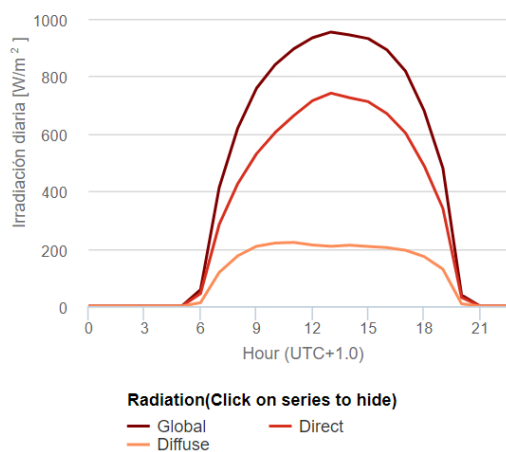


Figura 34 Irradiación media diaria en julio

. Fuente: www.pvgtools.html

En la Figura 33 y Figura 34, se representa la producción diaria de irradiación en un día tipo de diciembre y de julio respectivamente. Para que los datos obtenidos sean lo más representativos y fiables posibles, no se tratan de días concretos, sino de una media de los valores de irradiación obtenidos durante todo el mes.

5.2. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN SIN BATERIAS

Para poder calcular correctamente el beneficio económico de la instalación el primer punto que hay que definir es cómo va a venderse la energía generada. Existen dos opciones posibles, una venta a pool o un contrato PPA.

- Venta a Pool – El pool eléctrico hace referencia al mercado mayorista de la electricidad. Consiste en un mercado diario que determina el precio de los paquetes en base a la oferta y la demanda. Este tipo de mercado es bastante volátil y difícil de gestionar, ya que el precio de la energía y la cantidad que va a venderse varía cada hora. Por este motivo, deducir cual será el

precio de venta de la energía en los próximos años es bastante complicado, lo que dificulta enormemente conocer cuál será el beneficio de la instalación y cuándo empezará a ser rentable. Esto da lugar a que el riesgo de la inversión sea mayor, porque no se puede conocer con certeza en qué momento se cubrirán los gastos de la inversión y la instalación comenzará a producir beneficios (IBERDROLA, 2023).

- PPA (Power Purchase Agreement) – Consiste en un contrato de compra-venta de energía a largo plazo entre un generador de energía y un comprador, que puede ser un consumidor final de la energía o uno o varios comercializadores. Este tipo de contratos, consisten en fijar un precio a la energía (estimado en función de las previsiones de futuro que se esperan sobre el mercado de energía) y una cantidad fija. Este tipo de contratos son más seguros y fiables que el mercado a pool, ya que garantizan un determinado precio de compra-venta constante de la energía generada y eliminan la incertidumbre de ingresos a largo plazo. Sin embargo, no permiten sacar el máximo beneficio a la instalación, ya que únicamente se va a vender la energía pactada al precio pactado. En los días donde el precio de venta de la energía a pool, supere el precio de venta acordado en el PPA, el beneficio de explotación que se estará sacando a la instalación será inferior al máximo que podría llegar a obtenerse (IBERDROLA, 2023).

Analizando ambas opciones, se ha decidido hacer una combinación. Para poder pagar la instalación completa y garantizar su rentabilidad se ha decidido firmar un contrato PPA de 10 años, de esta forma se minimiza el riesgo y se asegura la viabilidad del proyecto. Se han analizado varias opciones y finalmente se ha decidido realizar el contrato con una comercializadora española. Con este contrato se pretende conseguir la financiación necesaria para llevar a cabo el proyecto, sin asumir grandes riesgos. Pasados esos 10 años de contrato, pasará a venderse la energía a pool, lo que permitirá sacar el máximo rendimiento a la planta fotovoltaica, maximizando todo lo posible el beneficio.

5.2.1. EL CONTRATO PPA

Existen diferentes tipos de contrato PPA. En función del punto de inyección de la energía (IBERDROLA, 2023):

- PPA Onsite – la instalación fotovoltaica se encuentra emplazada en las instalaciones del consumidor y conectada a su red interior.
- PPA Offsite – la instalación se encuentra en un emplazamiento que no es propiedad del consumidor y por lo tanto está conectada a la red de distribución eléctrica.

En este caso, la instalación se encuentra en una propiedad que no pertenece al consumidor (Iberdrola Clientes), por lo que se trata de un contrato offline y la instalación se conectará a la red eléctrica en el punto de conexión determinado en el apartado “2.1.5 LÍNEA DE EVACUACIÓN”

En función del punto de entrega de la energía (IBERDROLA, 2023):

- PPA físico – El generador energético vende la energía al consumidor, el cliente final, mediante una comercializadora.
- PPA virtual – El generador de energía y el cliente cierran el precio de la energía entre ellos.
- PPA sleeved – Este caso es el que se lleva a cabo cuando el generador de energía no cuenta con la licencia de comercializador pero el cliente desea un PPA físico, de esta forma se realiza un

acuerdo con una comercializadora local que es la que hace de intermediaria, para poder firmar el acuerdo.

El PPA que se va a firmar es de tipo virtual, ya que el cliente final al no tratarse de un consumidor propio de la energía, sino que va a revender esa energía en el mercado energético, no es necesario realizar un PPA físico ni contar con una comercializadora intermediaria. Se pactará un precio de venta y una cantidad energética a suministrar con Iberdrola Clientes.

En función de la forma de entrega de la energía (IBERDROLA, 2023):

- PPA “as generated” – El cliente compra toda la energía bruta que el generador es capaz de generar en la planta.
- PPA “baseload” – Se pacta una cantidad de energía constante que es la que el generador venderá al consumidor.
- PPA “as consumed” – El generador de energía se adapta a la curva de consumo del cliente, vendiendo al cliente únicamente la cantidad de energía que vaya necesitando el cliente en cada momento.

La totalidad de la energía generada por la instalación se proporciona al cliente. Y la forma de entrega de la energía será “as generated”, suministrándole a Iberdrola clientes la totalidad de la energía generada en cada momento (IBERDROLA, 2023).

De esta forma, el contrato PPA entre el cliente (Iberdrola Clientes) y la generadora energética (la planta fotovoltaica descrita en este proyecto) queda completamente definido. El siguiente punto a determinar es el precio que se pactará para la compraventa de energía durante los años de duración del contrato.

Determinar el precio que va a pactarse es complicado, ya que los precios de este tipo de contratos vienen determinados por el mercado diario de la energía, que varía de forma horaria cada día. De esta forma, para establecer un precio se debe hacer una estimación sobre el precio que tendrá la energía en el mercado de futuros en los próximos años y para simplificar los cálculos va a determinarse un precio fijo durante los 10 años.

En base a las tendencias de mercado, la situación sociopolítica mundial y las previsiones que se esperan, en OMIP (el Operador de Mercado Regulado) se hace una estimación del mercado futuro año a año indicando el precio que se espera que tendrá la energía. Estos datos quedan recogidos en la Tabla 18.

Tabla 18. Precio energía en el mercado de futuros

AÑO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
€/MWh	102,25	90,25	74,10	63,44	59,14	50,48	47,44	46,19	44,89	44,87

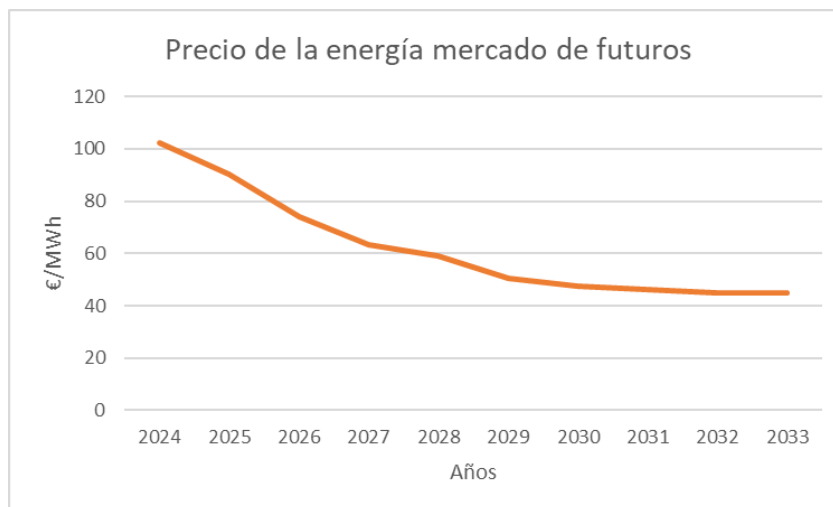


Figura 35 Curva precio de la energía mercado de futuros

En base a estos precios, se calcula una media del precio de la energía como:

$$\text{Precio medio energía futuros 10 años} = 59,66 \text{ €/MWh}$$

También se analiza la tendencia del precio de la energía del mercado de futuros en la Figura 35. La tendencia es a la baja, cada año el precio de la electricidad va en decremento, por lo que se determina que el precio de venta de la energía en el contrato debería oscilar entre los 45 – 60 €/MWh. En base a estos dos criterios se determina que el precio de venta de la energía establecido en el contrato PPA para los primeros 10 años de funcionamiento de la instalación va a ser igual al precio medio de la energía de futuros calculada a partir de OMIP

$$\text{Precio energía PPA} = 59,66 \text{ €/MWh}$$

Una vez establecido el precio de venta de la energía, hay que determinar los paquetes de energía que se venderán de anualmente durante la duración del contrato. Para ello hay que considerar, que no va a venderse el 100% de la energía generada, ya que los casos en los que se produce un excedente energético la compañía distribuidora corta el vertido a red y ese excedente de energía se pierde. Para tener en cuenta este factor, se va a considerar que un 3% de la energía generada va a perderse, este porcentaje se obtiene del Centro de Control de Renovables, donde te indica la cantidad de energía que se admite que proviene de fuentes renovables (Ortega, Roig, Peñuelas, Escrivá, & Folch, 2019). En este factor también se tiene en cuenta la incertidumbre meteorológica, que puede dar lugar a días con sombras que disminuya la producción. De esta forma se obtiene el valor de la energía real que se venderá:

$$100\% - 3\% = 97\%$$

$$\text{Energía a vender anualmente} \rightarrow 7.518,36 \cdot 97\% = 7.292,81 \text{ MWh/año}$$

5.2.2. VENTA DE LA ENERGÍA A POOL

El mercado a pool (oficialmente conocido como el Mercado Diario o SDAC, Single Day-Ahead Coupling) está gestionado por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía). Su objetivo es simplificar la compraventa de electricidad el día anterior de producirse la transacción. En este mercado se determina un precio diferente para la energía en cada una de las 24 horas del día siguiente en base a las ofertas de compra y venta aceptadas en cada hora.

El proceso de casación en el mercado diario se realiza mediante un método marginalista, es decir, la demanda se va cubriendo en primer lugar con los generadores más baratos y una vez cubierta toda la demanda, los generadores que se han quedado fuera por ser demasiado caros no participan en la compraventa de energía de esa hora. Para fijar el precio de la energía cada hora, el operador ordena las ofertas de venta de forma creciente y las ofertas de compra de forma decreciente, de esta forma se garantiza que los generadores que producen la electricidad más barata serán los primeros en cubrir la demanda. El punto donde se cruzan ambas curvas (punto de casación) determina el precio que tendrá toda la energía eléctrica que se intercambie durante esa hora (Ortega, Roig, Peñuelas, Escrivá, & Folch, 2019).



Figura 36 Proceso de casación en el mercado diario. Fuente: (Ortega, Roig, Peñuelas, Escrivá, & Folch, 2019)

Estos factores hacen que determinar cuál será el precio de la energía en los próximos 25 años (vida útil de la instalación) sea muy complicado, ya que está sujeto a muchos factores y hacer una estimación ajustada y con cierto nivel de fiabilidad es casi imposible. Por este motivo, para poder hacer una estimación para los cálculos y determinar el beneficio económico de la instalación, se va a hacer una proyección de los datos de OMIP a 25 años para poder determinar de una forma aproximada el precio medio que tendrá la energía durante los años de su vida útil.

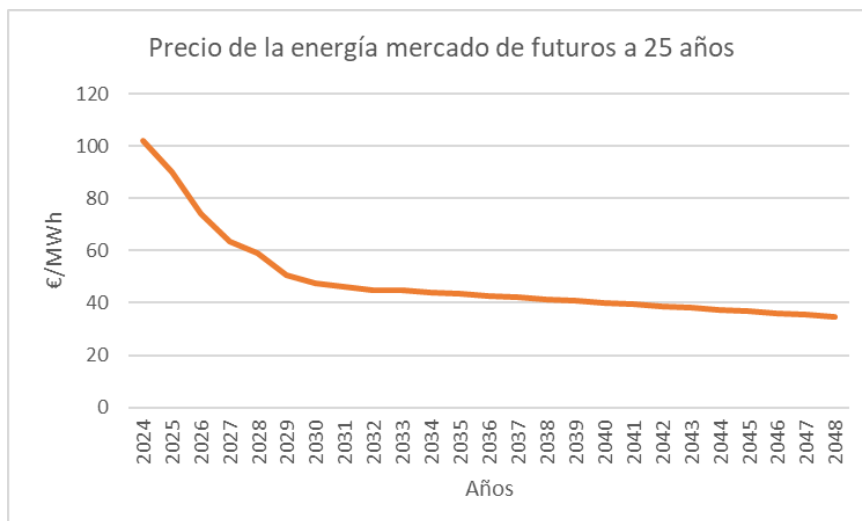


Figura 37 Precio de la energía mercado de futuros a 25 años.

De esta forma se estima el precio medio anual que tendrá la energía en los próximos 25 años, representada en la Figura 37.

5.2.3. CÁLCULO DEL BENEFICIO ECONÓMICO

El cálculo del beneficio económico de la planta fotovoltaica se va a realizar para los 25 años de vida útil que tendrá la planta. Para ello hay tener en cuenta varios factores.

5.2.3.1. INGRESOS

En primer lugar, hay que determinar los ingresos que se generarán en la instalación. Estos ingresos dependen de la cantidad de energía generada por la instalación y del precio de venta de esta energía.

La cantidad de energía generada se ha calculado en el apartado 5.1 IRRADIACIÓN Y PRODUCCIÓN ANUAL.

$$\text{Producción anual de energía fotovoltaica} = 7.518.598,87 \text{ kWh} \quad (5.2.3.1.1)$$

Este valor representa la producción máxima que es capaz de generar las placas solares teniendo en cuenta las pérdidas producidas en la instalación. Sin embargo, el total de la energía que se va a verter a red no es el 100% de la energía producida, ya que existe un porcentaje que no se podrá verter debido a los excedentes, tal y como se indica en el apartado 5.2.1 EL CONTRATO PPA. El valor de la energía a verter a red queda como sigue:

$$\text{Energía vertida a red anualmente} = 7.293.040,904 \text{ kWh} \quad (5.2.3.1.2)$$

Este valor, representa la cantidad de energía real anual que va a venderse. Este valor se ha considerado teniendo en cuenta que las placas solares trabajan al 100% de su capacidad, sin embargo, anualmente se van degradando, y la producción va disminuyendo. Este factor se va a tener en cuenta multiplicando la producción energética anual por un factor de reducción, que se va a denominar “decremento de la producción” y tendrá un valor del 0,15%. Este factor lo que indica es que anualmente, el porcentaje de energía generada por la planta disminuirá un 0,15% en relación con el año anterior. Se ha determinado este porcentaje en base a la degeneración de los paneles y el resto de elementos de la instalación en estudios de proyectos previos e indicaciones de los fabricantes.

5.2.3.2. COSTES

Un factor importante para el cálculo del beneficio son los costes que suponen el funcionamiento de la planta fotovoltaica. El primer factor y el de mayor peso es la inversión inicial que hay que realizar para la construcción y puesta en marcha de la instalación. Este valor se ha calculado en el apartado de PRESUPUESTO del presente proyecto:

$$\text{Inversión inicial} = 4.842.001,83 \text{ €} \quad (5.2.3.2.1)$$

La inversión inicial se abonará el año cero de funcionamiento de la instalación. Sin embargo, hay otros costes que deben tenerse en cuenta a lo largo de los años de funcionamiento de la planta. Estos costes son los siguientes:

- IVPEE – Es el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica. Se trata de un impuesto extrafiscal que se aplica sobre la producción y la incorporación de la energía al sistema eléctrico español. Es necesario pagar este impuesto para poder conectar la instalación a red. El valor de este impuesto es del 7% sobre el total de los ingresos (Premiere Tax Procedure, 2023).
- OPEX – Coste de Operación y mantenimiento, es el coste fijo de limpieza, mantenimiento y reparación de la instalación fotovoltaica. Este valor representa el 3% del total de los ingresos.

5.2.3.3. CÁLCULO DEL BENEFICIO

El cálculo del beneficio económico obtenido en la instalación se calcula año a año. Empezando por el año 0, que representa el año antes del funcionamiento de la instalación en el que se realiza la inversión inicial, y terminando en el año 25 (el número de años de vida útil de la instalación).

La forma de calcular el beneficio obtenido cada año consiste en restarle los costes a los ingresos producidos por la instalación.

$$\text{Beneficio} = \text{Ingreso} - \text{Coste} \quad (5.2.3.3.1)$$

El beneficio acumulado representa la suma del beneficio del año actual al beneficio obtenido en los años anteriores, en la Tabla 19 se representa en color rojo los años con beneficios negativos y en color verde los años con beneficios positivos. En base a estos datos la instalación comienza a dar ganancias desde el año 14 de funcionamiento.

Tabla 19 Cálculo del Beneficio de la Instalación sin baterías

	ENERGÍA PRODUCIDA kWh	ENERGÍA VERTIDA A LA RED kWh	PRECIO VENTA ENERGÍA €/kWh	INGRESOS	COSTES	BENEFICIO	BENEFICIOS ACUMULADOS
0	-	-	-	-	4.842.001,83 €	-4.842.001,83 €	-4.842.001,83 €
1	7.518.598,87	7.293.040,90	0,0597	435.128,71 €	43.512,87 €	391.615,84 €	-4.450.385,99 €
2	7.507.320,97	7.282.101,34	0,0597	434.476,02 €	43.447,60 €	391.028,41 €	-4.059.357,58 €
3	7.496.059,99	7.271.178,19	0,0597	433.824,30 €	43.382,43 €	390.441,87 €	-3.668.915,70 €
4	7.484.815,90	7.260.271,42	0,0597	433.173,57 €	43.317,36 €	389.856,21 €	-3.279.059,50 €
5	7.473.588,68	7.249.381,02	0,0597	432.523,81 €	43.252,38 €	389.271,43 €	-2.889.788,07 €
6	7.462.378,29	7.238.506,94	0,0597	431.875,02 €	43.187,50 €	388.687,52 €	-2.501.100,55 €
7	7.451.184,73	7.227.649,18	0,0597	431.227,21 €	43.122,72 €	388.104,49 €	-2.112.996,07 €
8	7.440.007,95	7.216.807,71	0,0597	430.580,37 €	43.058,04 €	387.522,33 €	-1.725.473,74 €
9	7.428.847,94	7.205.982,50	0,0597	429.934,50 €	42.993,45 €	386.941,05 €	-1.338.532,69 €
10	7.417.704,67	7.195.173,53	0,0597	429.289,59 €	42.928,96 €	386.360,63 €	-952.172,05 €
11	7.406.578,11	7.184.380,76	0,0597	428.645,66 €	42.864,57 €	385.781,09 €	-566.390,96 €
12	7.395.468,24	7.173.604,19	0,0440	315.614,67 €	31.561,47 €	284.053,21 €	-282.337,76 €
13	7.384.375,04	7.162.843,79	0,0433	310.413,77 €	31.041,38 €	279.372,40 €	-2.965,36 €
14	7.373.298,48	7.152.099,52	0,0427	305.227,77 €	30.522,78 €	274.704,99 €	271.739,63 €
15	7.362.238,53	7.141.371,37	0,0420	300.056,62 €	30.005,66 €	270.050,96 €	541.790,59 €
16	7.351.195,17	7.130.659,32	0,0414	294.900,30 €	29.490,03 €	265.410,27 €	807.200,86 €
17	7.340.168,38	7.119.963,33	0,0407	289.758,77 €	28.975,88 €	260.782,90 €	1.067.983,76 €
18	7.329.158,13	7.109.283,38	0,0400	284.632,01 €	28.463,20 €	256.168,81 €	1.324.152,57 €
19	7.318.164,39	7.098.619,46	0,0394	279.519,97 €	27.952,00 €	251.567,97 €	1.575.720,54 €
20	7.307.187,14	7.087.971,53	0,0387	274.422,63 €	27.442,26 €	246.980,37 €	1.822.700,91 €
21	7.296.226,36	7.077.339,57	0,0381	269.339,95 €	26.934,00 €	242.405,96 €	2.065.106,87 €
22	7.285.282,02	7.066.723,56	0,0374	264.271,91 €	26.427,19 €	237.844,71 €	2.302.951,58 €
23	7.274.354,10	7.056.123,48	0,0367	259.218,46 €	25.921,85 €	233.296,61 €	2.536.248,19 €
24	7.263.442,57	7.045.539,29	0,0361	254.179,57 €	25.417,96 €	228.761,62 €	2.765.009,81 €
25	7.252.547,40	7.034.970,98	0,0354	249.155,22 €	24.915,52 €	224.239,70 €	2.989.249,51 €

5.3. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN CON BATERIAS

El principal objetivo de este proyecto es poder sacar la máxima rentabilidad posible a la instalación fotovoltaica. Sin embargo, las energías renovables cuentan con un gran inconveniente con respecto a las energías no renovables: la producción de éstas se encuentra limitada por la climatología. En el caso de la energía solar, la producción está limitada por las horas de sol diarias. Es decir, habrá días en los que se produzca demasiada energía durante las horas máximas de sol, dando lugar a un excedente que no se podrá vender en el mercado a pool y se perderá, y nunca se podrá vender energía en las horas de mayor demanda (en torno a las 21:00) ya que a esa hora no hay producción de la planta.

Para intentar solventar este problema, se ha propuesto como solución la instalación de baterías eléctricas, que se cargarían en las horas de mayor producción para vender la energía en el mercado mayorista de la electricidad a las horas de mayor demanda.

En el primer periodo de la instalación, durante el contrato PPA que abarcan los 10 primeros años, las baterías no van a aportar ningún beneficio. Esto se debe a que, durante el contrato, la cantidad de energía que se va a vender y el precio está pactado y es fijo, por lo que no influye la hora del día ni la demanda. Por este motivo el cálculo del beneficio económico de las baterías se centrará en los años posteriores al contrato PPA, es decir, a los 15 años siguientes de funcionamiento.

5.3.1. CÁLCULO DEL PRECIO DE VENTA A POOL

En el cálculo de este apartado se tendrá en cuenta la venta de la energía en el mercado a pool. Como se ha descrito en el apartado anterior, determinar cuál será el precio de la energía en los próximos 15 años (hora a hora durante los 365 días de cada año) es muy complicado, ya que está sujeto a muchos factores y hacer una estimación ajustada y con cierto nivel de fiabilidad es casi imposible. Por este motivo, para poder hacer una estimación para los cálculos, se va a realizar un análisis en base a los precios de OMIP.

En primer lugar, se va a representar la curva de precios de un día tipo del mercado diario, para representar un día estándar, se va a coger como referencia la curva de los últimos precios establecidos en el mercado a pool (Figura 38), esta figura representa de forma horaria el último precio al que se ha vendido la energía eléctrica.



Figura 38 Precio del mercado diario en un día estándar. Fuente: <https://www.omie.es/es/spot-hoy>

Usando como referencia la curva de precios horaria acordada para un día tipo, se va a sacar la curva estándar normalizada (Figura 39). Esta curva nos permite tener una idea de los picos donde la demanda de energía es mayor, y por lo tanto el precio de venta de la energía también. Principalmente pueden diferenciarse dos picos: un primer pico más pequeño entre las 08:00 y las 11:00 de la mañana, teniendo el valor máximo a las 9:00; y un segundo pico (de mayor demanda) entre las 18:00 y 21:00, alcanzando su valor máximo entre las 19:00 y 20:00.

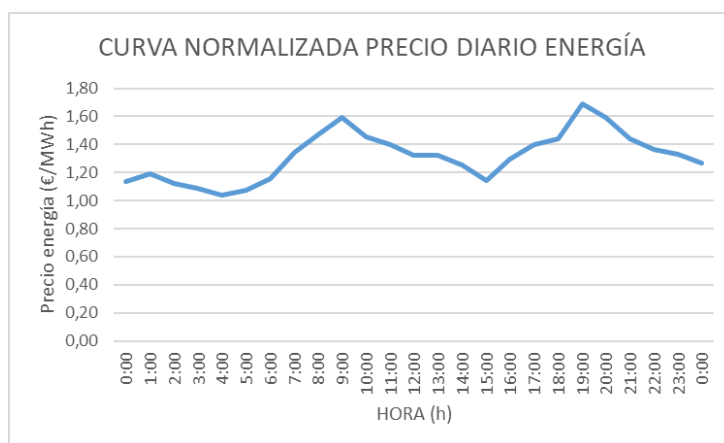


Figura 39 Curva normalizada del precio de la energía horaria

Proyecto de una planta fotovoltaica de 5 MW ubicada en Catadau

Tabla 20 Curva normalizada del precio de la energía horaria

HORA	PRECIO DÍA TIPO (€/MWh)	CURVA NORMALIZADA	PRECIO ENERGÍA MEDIA A FUTUROS (€/MWh)
0:00	100,85	1,13	44,47
01:00	106	1,19	46,74
02:00	100	1,12	44,10
03:00	96,93	1,09	42,74
04:00	92,79	1,04	40,92
05:00	95,7	1,07	42,20
06:00	103,2	1,16	45,51
07:00	119,66	1,34	52,77
08:00	131,03	1,47	57,78
09:00	141,92	1,59	62,59
10:00	129,65	1,46	57,17
11:00	124,81	1,40	55,04
12:00	117,78	1,32	51,94
13:00	117,6	1,32	51,86
14:00	111,55	1,25	49,19
15:00	101,76	1,14	44,87
16:00	115,18	1,29	50,79
17:00	124,81	1,40	55,04
18:00	128,09	1,44	56,49
19:00	150,33	1,69	66,29
20:00	141,92	1,59	62,59
21:00	128,53	1,44	56,68
22:00	121,31	1,36	53,50
23:00	118,53	1,33	52,27
24:00	112,93	1,27	49,80
PRECIO MEDIO	89,05		

En la Tabla 20, se representa el precio horario estimado de la energía durante los 15 años de venta a pool. Este valor se ha obtenido multiplicando el precio horario normalizado de la energía por el precio medio de los 15 años de venta a pool, estos valores se han obtenido de la proyección de los precios de futuros. En las tablas, se representan los precios horarios medios para los 25 años de vida útil de la instalación.

Tabla 21 Precio del mercado de Futuros OMIP

AÑO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
€/MWh	102,25	90,25	74,1	63,44	59,14	50,48	47,44	46,19	44,89	44,87

Tabla 22 Proyección precios 10 años

AÑO	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
€/MWh	44,00	43,34	42,68	42,02	41,36	40,70	40,04	39,38	38,72	38,06

Tabla 23 Proyección precios 5 años

AÑO	2044	2045	2046	2047	2048
€/MWh	37,40	36,74	36,08	35,42	34,76

En la Tabla 22 y Tabla 23 se representa una proyección de los precios del mercado de futuros de OMIP, la media del precio de la energía durante estos 15 años:

$$\text{Precio medio energía futuros 15 años} = 39,27 \text{ €/MWh} \quad (5.3.1.1)$$

La evaluación de venta a pool se ha realizado teniendo en cuenta los precios horarios estimados sacados del perfil normalizado y escalado para los precios del mercado de futuros. Para facilitar el cálculo anual económico de la instalación, se va a suponer el mismo precio diario para todos los días del año durante los 15 años de venta a pool.

5.3.2. PRODUCCIÓN HORARIA PLACAS SOLARES

Otro factor a tener en cuenta es la cantidad de energía que producen las placas solares de forma horaria. Para poder obtener la generación de las placas solares un día representativo, hay que considerar los dos extremos de producción: verano e invierno. En el apartado "5.1 IRRADIACIÓN Y PRODUCCIÓN ANUAL" se ha calculado la irradiación media de un día estándar de verano y un día de invierno. En base a estos datos de irradiación, y con la ayuda de PVGIS se obtienen todos los valores de producción horaria de las placas solares de los casos más representativos, un día de verano (el 25 de julio del 2020) y uno de invierno (el 20 de diciembre de 2020), la selección de estos dos días se ha realizado al azar teniendo en cuenta los valores más extremos de producción de las placas (máximos y mínimos).

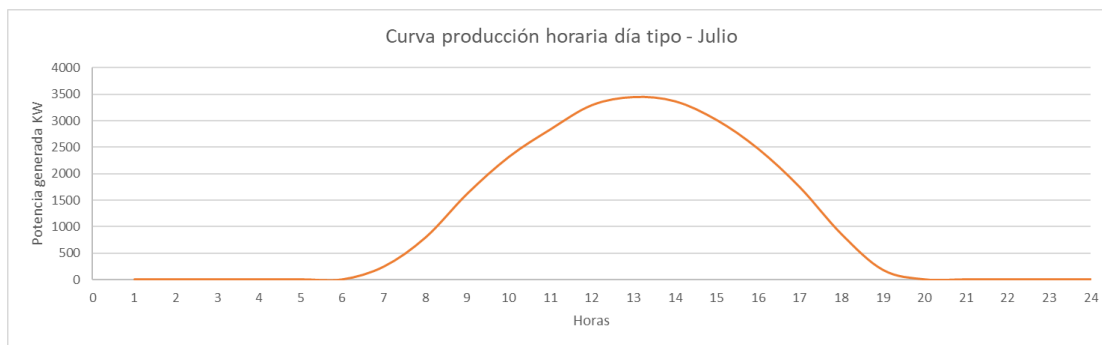


Figura 40 Curva de producción horaria un día tipo de verano



Figura 41 Curva de producción horaria un día tipo de invierno

En base a estos dos factores: el precio horario de venta de la energía y la cantidad de energía eléctrica producida por las placas solares de forma horaria; se van a analizar diferentes alternativas para determinar el número de baterías óptimo.

5.3.3. SELECCIÓN DE LAS BATERÍAS

La primera decisión a tomar es el tipo de baterías que se van a instalar. Las baterías seleccionadas para este proyecto son LUNA2000-15-S0 LiFePO4 15 kWh de Huawei. Se han elegido estas baterías principalmente en base a su barato precio en comparación con otros competidores, ya que tienen una buena relación precio-capacidad de almacenaje.

Tabla 24. Comparativa baterías

MARCA	HUAWEI	SUNGROW	GOODWE
MODELO	LUNA2000-15-S0 LiFePO4	SBR224	Lynx Home F LX F6.6-H
POTENCIA CARGA	15 kWh	13.44 kWh	6,55 kWh
PRECIO	5.248,5 €	10.350 €	18.988,75 €

Otro punto que se ha tenido en cuenta para la selección de las baterías es que la marca Huawei es líder en este tipo de productos y tiene una alta experiencia en baterías industriales para procesos fotovoltaicos. Otra gran ventaja de estas baterías es su sistema modular, que permite acoplar de forma fácil más cantidad de módulos y ampliar así la capacidad de las baterías.

Tabla 25. Características generales de las baterías

Precio de una batería	7.248,50 €
Capacidad de una batería	15 kWh
Potencia nominal de descarga	5 kW
Tiempo de carga de una batería	3 h

En la Tabla 25 se muestran las características básicas de las baterías seleccionadas. Estas características nos indican que la capacidad total es de 15 kWh, pero esta cantidad de energía no se carga ni se descarga de manera inmediata. La hoja de datos indica que la potencia es de 5 kW, es decir, que la batería se carga durante 3 horas, cargando 5 kW cada hora y lo mismo sucede para el proceso de descarga. Si se aumenta el número de baterías se aumentará la capacidad horaria que serán capaz de cargar (y descargar). Sin embargo, al tratarse de baterías independientes, el tiempo necesario de carga (3 horas) se mantiene constante.

5.3.4. HIPÓTESIS DEL PROBLEMA

Una vez definidos los puntos claves necesarios para poder realizar el cálculo (el precio de venta de la energía, la producción estimada en los días más representativos, las características de carga de las baterías) se puede empezar a definir el problema de optimización para mayorar el beneficio económico de la instalación fotovoltaica, determinando el número de baterías a instalar.

La principal hipótesis que hay que definir para este problema es durante qué horas es más rentable cargar las baterías y durante qué horas interesa descargarlas.

En base a los datos de producción horaria obtenidos en el apartado 5.3.2 PRODUCCIÓN HORARIA PLACAS SOLARES y los precios de venta de la energía a pool estimados en el punto 5.3.1 CÁLCULO DEL PRECIO DE VENTA A POOL, se representa la Tabla 26. Esta tabla nos permite hacernos una idea aproximada de la cantidad de energía que va a venderse cada hora y a qué precio durante los meses de invierno y de verano.

Tabla 26. Producción horaria vs precio de venta de la energía

HORA	PRODUCCIÓN DÍA TIPO VERANO (kW)	PRODUCCIÓN DÍA TIPO INVIERNO (kW)	PRECIO HORARIA ENERGÍA (€/kW)
00:00	0	0	0,044
01:00	0	0	0,047
02:00	0	0	0,044
03:00	0	0	0,043
04:00	0	0	0,041
05:00	0	0	0,042
06:00	245,09	0	0,046
07:00	796,40	0	0,053
08:00	1.622,97	910,66	0,058
09:00	2.319,32	2.040,09	0,063
10:00	2.841,39	2.769,97	0,057
11:00	3.300,80	3.164,56	0,055
12:00	3.453,45	3.213,81	0,052
13:00	3.372,57	2.972,62	0,052
14:00	3.017,56	2.495,44	0,049
15:00	2.471,12	1.649,50	0,045
16:00	1.743,49	118,02	0,051
17:00	856,36	0	0,055
18:00	178,13	0	0,056
19:00	0	0	0,066
20:00	0	0	0,063
21:00	0	0	0,057
22:00	0	0	0,054
23:00	0	0	0,052
24:00	0	0	0,050

Conociendo el dato de tiempo de carga de las baterías y analizando la Tabla 26, se pretende determinar durante qué 3 horas de producción interesa cargar las baterías para, posteriormente, descargarlas en las 3 horas con mayor precio de venta (maximizando de esta forma el beneficio obtenido).

En base a esta premisa, se determina que las 3 horas de mayor beneficio económico son las 19:00h, 20:00h y 21:00h, es por tanto que durante estas 3 horas se producirá la descarga de las baterías (marcadas en verde intenso en la Tabla 26).

Determinar las horas de carga de las baterías es algo más complejo, ya que hay dos escenarios tipo: invierno y verano. Durante los meses de verano, las horas de carga más favorables son: 6:00h, 7:00h y 8:00h (marcadas en naranja) ya que se tratan de las horas de producción con el precio de venta más bajo. Sin embargo, en invierno a estas horas las placas solares no producen energía, por lo que las horas de carga más favorables son: 14:00h, 15:00h y 16:00h (marcadas en azul).

Con estos datos, se ha barajado la posibilidad de que las baterías se carguen durante unas horas los meses de verano y durante otras los meses de invierno, programándolas para que varíen las horas de carga en función del mes. Sin embargo, esta opción se ha acabado descartando debido a que durante los meses de verano, aunque exista producción durante las primeras horas de la mañana, la producción es bastante pobre, por lo que se puede llegar a dar la situación de que las baterías no completen su carga completa por falta de luz solar, lo que desaprovecharía el recurso. Otro factor que ha influido en el descarte de esta decisión es que durante el año, la cantidad de meses con luz solar a las 6:00h es bastante escasa, por lo que no merece la pena la programación de las baterías para la poca diferencia en el beneficio final obtenido.

Finalmente se definen las variables que se emplearán para acotar el problema de optimización del número de baterías a instalar para maximizar el beneficio:

- Tiempo de carga de las baterías: 14:00h, 15:00h, 16:00h
- Tiempo de descarga de las baterías: 19:00h, 20:00h, 21:00h
- Potencia nominal de carga/descarga por cada batería: 5 kW
- Precio de coste de cada batería: 5.248,50 €
- Objetivo del problema: determinar el número de baterías a instalar para maximizar el beneficio económico obtenido por la instalación fotovoltaica.

5.3.5. SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

Para poder comenzar con la resolución del problema, hay que terminar de acotar y definir todas las variables implicadas. El principal objetivo, es determinar el número óptimo de baterías a instalar para poder aprovechar al máximo la energía solar generada y sacar el mayor rendimiento y beneficio a la instalación. Para ello, se va a realizar una simulación mediante Excel de los ingresos y costes que se estima que generará la instalación fotovoltaica una vez que se encuentre en pleno rendimiento.

Para esta simulación, se va a representar únicamente un año de vida de la instalación, en el que el único coste a tener en cuenta es el precio de las baterías. Para ello, mediante la simulación realizada con PVGIS, se obtiene una tabla con todos los valores horarios de producción durante un año tipo de la instalación. A esta energía producida de forma horaria, durante todos los días del año a las 14:00h, 15:00h y 16:00h se le restan la capacidad de llenado de las baterías:

$$Carga = - Capacidad\ batería \cdot n^{\circ}\ baterías \quad (5.3.5.1)$$

Y del mismo modo, a la energía producida de forma horaria, durante todos los días del año a las 19:00h, 20:00h y 21:00h se le suma la capacidad de vaciado de las baterías:

$$Descarga = Capacidad\ batería \cdot n^{\circ}\ baterías \quad (5.3.5.2)$$

De esta forma se implementa el uso de las baterías en el problema.

El precio horario de la energía ya se ha definido en el apartado 5.3.1 CÁLCULO DEL PRECIO DE VENTA A POOL y, tal y como se expone en ese punto, se va a suponer constante para todos los días del año para realizar la simulación.

Multiplicando el total de la energía horaria a verter a red (en la que se incluye la carga y descarga de las baterías) por el precio horario de la energía se obtienen los ingresos horarios que está produciendo la planta durante un año. Tal como se ha expuesto anteriormente, el único coste que se va a tener en cuenta es el coste de las baterías, ya que es el único factor determinante para poder optimizar el problema:

$$Coste = 5.248,50\ €/batería \cdot n^{\circ}\ baterías \quad (5.3.5.3)$$

De forma que los beneficios a generar por la planta fotovoltaica:

$$Beneficio = Ingresos - Coste \quad (5.3.5.4)$$

Y el beneficio acumulado se define como la suma de todos los beneficios horarios obtenidos durante el año de simulación.

Para facilitar el problema y solucionarlo de una forma más sencilla, se ha intentado emplear la herramienta de solver en Excel. Sin embargo, debido al gran número de variables que implica realizar la simulación para un año completo no se ha podido realizar. Ya que esta herramienta tiene un límite de 200 restricciones. Por este motivo, se ha decidido realizar varios casos de estudio s con diferentes cantidades de baterías y representarlas gráficamente para poder tener un valor óptimo aproximado.

Datos obtenidos de beneficio acumulado de cada simulación se representan en la y en la Tabla 27 y la Figura 42.

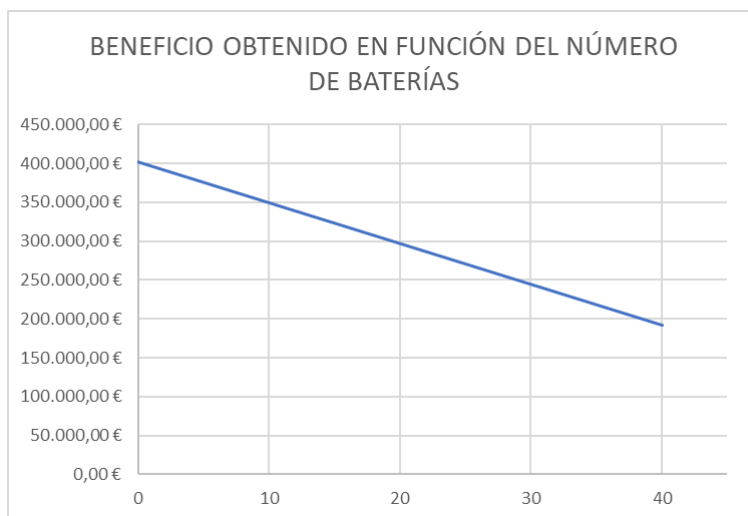


Figura 42 Beneficio obtenido en función del número de baterías

Tabla 27 Beneficio acumulado en función del número de baterías

0 baterías	402.086,19 €	10 baterías	349.601,19 €
1 batería	396.837,69 €	15 baterías	323.358,69 €
2 baterías	391.589,19 €	20 baterías	297.116,19 €
3 baterías	386.340,69 €	25 baterías	270.873,69 €
4 baterías	381.092,19 €	30 baterías	244.631,19 €
5 baterías	375.843,69 €	35 baterías	218.388,69 €
6 baterías	370.595,19 €	40 baterías	192.146,19 €
7 baterías	365.346,69 €		
8 baterías	360.098,19 €		
9 baterías	354.849,69 €		

Tal y como puede observarse en el gráfico de la Figura 42, aumentar el número de baterías produce únicamente un decremento lineal en el beneficio obtenido, teniendo el máximo beneficio cuando el número de baterías es 0. Esto se debe a que la diferencia en el precio horario de la energía no es significativo y el coste que implica la instalación de las baterías es muy elevado. Por este motivo, la instalación de baterías para este proyecto no resulta viable, produciendo más pérdidas que beneficios. Se define la solución del problema:

$$\text{Número óptimo de baterías} = 0$$

5.4. VIABILIDAD DEL PROYECTO

La finalidad de este apartado es determinar la viabilidad del proyecto con y sin baterías, comparar las dos opciones y concluir cual sería la mejor alternativa a llevar a cabo. Sin embargo, en base a los resultados obtenidos del estudio de las baterías, se puede concluir, que hoy por hoy no es viable la instalación de baterías en una planta solar fotovoltaica. Esto se debe a que el precio de las baterías es desorbitado en comparación con la cantidad de energía que son capaces de almacenar, y a que el beneficio obtenido por la venta de la energía almacenada no es suficiente como para cubrir el coste que implican las baterías. Por este motivo, se determina la no viabilidad de la instalación con baterías y se descarta esta opción.

Una vez descartada la opción de las baterías, se va a estudiar la viabilidad del proyecto sin baterías. Para ello se va a calcular el TIR, el VAN y el periodo de retorno de la inversión, en base a los datos obtenidos en el apartado 5.2.3.3 CÁLCULO DEL BENEFICIO.

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0$$

I_0 = Inversión inicial.

C_n = Flujo de caja o de beneficios generados por la inversión en cada periodo.

N = Número total de periodos.

n = Año en el que se van obteniendo los beneficios de cada periodo.

r = TIR

Figura 43 Fórmula del TIR. Fuente: <https://www.sage.com/es-es/blog/tasa-interna-de-retorno-tir-que-es-y-como-se-calcula/>

El TIR representa la Tasa Interna de Retorno, se trata de un indicador de la rentabilidad del proyecto, es decir, a mayor TIR mayor será la rentabilidad. El TIR es la tasa de descuento con la que el VAN (valor actual neto) se iguala a cero, es decir, es la tasa que iguala la suma de los gastos y de los ingresos previstos (Figura 43). (Cigoña, 2023)

Si el TIR tiene un valor positivo, el proyecto se considera rentable, ya que esto indica que los beneficios obtenidos con el proyecto son mayores que el coste invertido.

Se calcula el TIR de la instalación mediante Excel, que calcula el valor realizando numerosas iteraciones.

$$TIR = 5\%$$

Se obtiene un TIR positivo, por lo que el proyecto se puede considerar rentable.

A continuación, se calcula el VAN, el Valor Actual Neto de la instalación. Este término expresa la rentabilidad del proyecto en euros. Se calcula siguiendo la fórmula de la Figura 44, teniendo en cuenta el flujo de caja de cada periodo, la inversión inicial y una tasa de descuento (Morales, Valor Actual Neto, 2023).

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Figura 44 Fórmula del VAN. Fuente: <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

Donde:

- F_t → Son los flujos de caja generados en cada periodo, cuyo valor se encuentra en la columna de beneficios de la Tabla 19
- I_0 → Es la inversión inicial de 4.842.001,83 €
- t → Es el periodo de tiempo, es decir los años desde la puesta en marcha de la instalación.
- k → Es la tasa de descuento, que para este proyecto se ha supuesto 0.

$$VAN = 2.989.249,51 \text{ €}$$

Este valor indica que el valor actual neto de la inversión en este momento es de 2.989.249,51 €. Al ser un valor positivo se considera el proyecto rentable.

Por último, se va a calcular el plazo de recuperación de la inversión, es decir, el payback. Este valor representa el tiempo en años que tarda la instalación en comenzar a generar beneficio, es decir, el tiempo que tarda en recuperarse el dinero de la inversión inicial. La fórmula que se emplea en el cálculo es la siguiente (Morales, Payback o plazo de recuperación, 2023):

$$Payback = a + \frac{I_0 - b}{F_t} = 13,01 \text{ años} \quad (5.4.1)$$

Donde:

- a → Es el año anterior a recuperar la inversión
- b → Es la suma de los flujo de caja hasta el final del periodo a
- F_t → Es el valor del flujo de caja el mismo año que se recupera la inversión.

Este valor nos indica que la inversión realizada para la puesta en marcha de la instalación se recuperará por completo a los 13,01 años de funcionamiento. A partir de ese año comenzará a generar beneficios.

En base a los datos obtenidos del TIR, el VAN y el retorno de la inversión, se concluye que el proyecto si es viable y que generará beneficios a los pocos años de funcionamiento.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

En el transcurso de este proyecto, se tenía como objetivo el diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica en la Comunidad Valenciana, específicamente en la localidad de Catadau. La meta principal era lograr que la instalación propuesta fuera lo más rentable posible, generando así el mayor beneficio. Para alcanzar este objetivo, se planteó la estrategia de calcular el uso de baterías, las cuales se cargarían durante las horas de mayor exposición solar y se descargarían durante las horas de mayor demanda energética (por la noche), momento en el cual el precio de la energía alcanza su punto máximo. El propósito era aumentar el rendimiento global de la instalación y maximizar el beneficio generado por las placas solares.

En una primera fase, luego de realizar el cálculo y diseño adecuado de la instalación, se determinó el beneficio económico generado sin considerar las baterías. Este cálculo se basó en la inversión inicial, la degradación de los paneles, el mantenimiento y otros factores relevantes. Las conclusiones de este análisis son las siguientes:

- La instalación fotovoltaica tiene una vida útil de 25 años, y a partir del año 13,01 comienza a generar beneficios, recuperando completamente la inversión inicial. Por lo tanto, los años restantes de vida de la instalación generarán únicamente ingresos para el inversor del proyecto.
- El Valor Actual Neto (VAN) calculado para la instalación es de 2.989.249,51 €, representando así el beneficio total del proyecto durante su vida útil, es decir, la rentabilidad en euros que se puede obtener de la instalación.
- La Tasa de Retorno (TIR) del proyecto es del 5%, indicando que el beneficio supera la inversión inicial realizada.

Con estos datos, se puede concluir que la planta fotovoltaica diseñada será rentable por sí sola. Sin embargo, para mejorar aún más la eficiencia y obtener un mayor beneficio, se procedió a calcular el número óptimo de baterías para maximizar la rentabilidad. El resultado de esta optimización resultó desfavorable, ya que el costo de las baterías es excesivo en comparación con el beneficio que producen. Por lo tanto, se desestima esta alternativa propuesta.

Hoy en día, el avance tecnológico de las baterías no hace que sean rentables debido a su elevado coste en comparación con el beneficio que pueden llegar a producir. Esto se debe a que la capacidad de almacenamiento no es lo suficientemente elevada y la diferencia entre el precio de venta de la energía entre las horas más desfavorables (cuando la energía es mas barata y se cargan las baterías) y las más favorables (cuando la energía es mas cara y se descargan las baterías) no es lo suficientemente significativo como para que produzca un beneficio real. Para que se pudiera dar lugar a un escenario favorable, en el que la instalación de baterías diera lugar a un beneficio significativo, tendría que producirse un cambio en los precios de pool a futuros por el que el precio de venta de la energía durante las horas nocturnas se disparara, dando lugar a una diferencia significativa. Este hipotético escenario, podría darse lugar en el caso de que se produjera el desmantelamiento de las centrales nucleares, que ahora mismo son uno de los principales productores de energía. Si esta situación se diera lugar, la producción de energía eléctrica durante la noche sería más escasa, lo que incrementaría su precio y podría dar lugar a este escenario favorable para la instalación de baterías. Sin embargo, esta hipótesis es muy difícil de estimar y prever.

Otro punto a considerar es que la instalación de baterías a pequeña escala (en viviendas para autoconsumo) si que resulta una alternativa factible y viable. Esto se debe a que, a nivel residencial, los gastos energéticos son más pequeños, por lo que la cantidad de energía a almacenar es menos elevada y por lo tanto el coste de la batería necesaria también lo es. A esto se le suma, que a nivel la última finalidad no es obtener el mayor beneficio posible, sino el mayor ahorro. Estas baterías se cargan durante las horas del día en las que no se está consumiendo el excedente de energía que producen las placas, para poder consumir esta energía durante las horas de la noche en la que exista una demanda de energía y no haya. Es decir, sin las baterías, el excedente de energía se estaría vertiendo a red y durante la noche se estaría consumiendo energía de la red, no de las placas solares. En ningún momento, se entraría en el mercado a pool ni se vende-compra la energía. Por este motivo, el empleo de baterías siempre va a dar lugar a un ahorro, ya que permite un mayor aprovechamiento de la instalación fotovoltaica y una menor dependencia del sistema de red eléctrica.

BIBLIOGRAFIA

- ARC Cooperativa. (19 de Noviembre de 2023). *Seguros para energías renovables*. Obtenido de <https://arc.coop/es/servicios/seguros-energias-renovables/#:~:text=Seguro%20que%20cubre%20los%20riesgos,una%20causa%20accidental%20e%20imprevisible.>
- Autosolar. (30 de Mayo de 2023). *Inclinación placas solares*. Obtenido de <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/inclinacion-placas-solares>
- Basset Salom, L., & Guardiola VÍllora, A. (2011). *Celosías*. Valencia: Universidad Politecnica Valencia.
- Cabrera, T. (2016). *Dimensionado de Zapatas*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.
- Cambio Energético. (6 de Junio de 2023). *¿Cómo afecta la suciedad a las placas solares?* . Obtenido de <https://www.cambioenergetico.com/blog/suciedad-placas-solares/>
- Cambio Energético. (6 de Junio de 2023). *¿Cómo afecta la temperatura en el rendimiento de una placa solar?* Obtenido de <https://www.cambioenergetico.com/blog/influye-la-temperatura-rendimiento-placa-solar/>
- Cedar Lake Ventures, Inc. (26 de Abril de 2023). *Weather Spark*. Obtenido de <https://es.weatherspark.com/y/42731/Clima-promedio-en-Catadau-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- Cigofía, J. R. (24 de Noviembre de 2023). *Tasa interna de retorno (TIR). ¿Qué es y como se calcula?* Obtenido de <https://www.sage.com/es-es/blog/tasa-interna-de-retorno-tir-que-es-y-como-se-calcula/>
- Claraco, J. L. (2016). *Resistencia de Materiales: Resumen de teoría y problemas resueltos*. Almería: Universidad de Almería.
- Clean Power Research. (2 de Agosto de 2023). *SolarAnywhere*. Obtenido de https://www.solaranywhere.com/wp-content/uploads/2022/01/Annual-Soiling-Loss_Global_2006-2020_700x440_v2.png
- Coderch, M. (2005). Energía Nuclear. *Foreign Policy*, 7.
- demográfico, M. p. (22 de Abril de 2023). *GeoPortal*. Obtenido de <https://sig.mapama.gob.es/geoportal/>
- Departamento de electricidad/ Centro de energías renovables. (2014). Tema 4.1. Estructuras de soporte. En P. departamento, *Instalación y mantenimiento de sistemas solares FV* (pág. 14). San Jorge: I.E.F.P.S. San Jorge. Santurtzi.
- Dirección general del catastro. (22 de Abril de 2023). *Sede electrónica del Catastro*. Obtenido de <https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx?pest=rustica&from=OVCBusqueda&ZV=NO&ZR=NO&anyoZV=&tematicos=&anyotem=&RCCompleta=&pol=&par=&DescProv=VALENCIA&prov=46&muni=95&DescMuni=CATADAU&TipUR=R&tc=R&del=46&mun=95>

- ESMAP. (19 de Abril de 2023). *Global Solar Atlas*. Obtenido de Global Solar Atlas: <https://globalsolaratlas.info/map?c=39.250476,-0.563629,16&s=39.250254,-0.563886&m=site>
- Ferrando Pelegero, V. (2018). *Trabajo Final de Grado: Proyecto de Instalación Fotovoltaica de 4.7 MW situada en Rugat (Valencia)*. Valencia: Universidad Politecnica de Valencia.
- Ferrer Camarasa, Á. (2018). *Trabajo Final de Grado: Proyecto de instalación fotovoltaica de 5 MW situado en Algemés (Valencia)*. Valencia: Universidad Politécnica de Valencia.
- Gobierno de España. (2009). *CTE, Documento Básico de Seguridad Estructural, acciones en la edificación*.
- Gobierno de España. (12 de Abril de 2024). *Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico*. Obtenido de Red de Parques Nacionales: https://www.miteco.gob.es/es/red-parques-nacionales/la-red/gestion/visitasppnn_tcm30-67283.pdf
- González, J. M. (2012). *Inversores en Aplicaciones Fotovoltaicas*. Valladolid.
- Grupo Antonio Oliva Ingeniería. (12 de Agosto de 2023). *Ingenierías Renovables*. Obtenido de <https://www.ingeniarenovables.com/como-influye-la-limpieza-de-los-paneles-solares-fotovoltaicos-en-su-eficiencia/#:~:text=Un%20panel%20solar%20con%20suciedad,que%20han%20dejado%20de%20producir>
- Grupo Iberdrola. (22 de Abril de 2023). *Mapa Capacidad I-DE*. Obtenido de <https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/produccion-energia/mapa-capacidad-acceso>
- IBERDROLA. (11 de Noviembre de 2023). *Contrato de compraventa de energía*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/conocenos/contrato-ppa-energia>
- Iberdrola, Distribuidora eléctrica. (2014). *Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20kV*. Madrid: Agencia de gobierno.
- IDAE. (28 de Enero de 2002). *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red*. Madrid: Agencia de gobierno. Obtenido de https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_aisladas_red_843370f2.pdf
- IDAE. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. Madrid: Agencia de gobierno. Obtenido de https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_5654_fv_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_c20_julio_2011_426c3c8f.pdf
- Kiwa Group. (3 de Mayo de 2023). *Top Performer PVEL*. Obtenido de <https://modulescorecard.pvel.com/top-performers/>
- Martínez, J. C. (2018). *Apuntes de Instalaciones eléctricas. Tema 6. Aparata eléctrica I y II*. Almería: Universidad de Almería.

- Morales, V. V. (24 de Noviembre de 2023). *Payback o plazo de recuperación*. Obtenido de <https://economipedia.com/definiciones/payback.html>
- Morales, V. V. (24 de Noviembre de 2023). *Valor Actual Neto*. Obtenido de <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>
- Onda Cero. (2 de Febrero de 2023). Catadau se posiciona a favor de la implantación de la macroplanta solar proyectada entre su término municipal y Alzira. Alzira, Comunidad Valenciana, España. Obtenido de Catadau se posiciona a favor de la implantación de la macroplanta solar proyectada entre su término municipal y Alzira.
- Ortega, M. A., Roig, V. F., Peñuelas, C. C., Escrivá, G. E., & Folch, J. R. (2019). *Generación, transporte y distribución de energía eléctrica*. Valencia: Universidad Politecnica de Valencia.
- Pelegero, V. F. (2018). *Proyecto de instalación fotovoltaica de 4.7 MW situada en Rugat (Valencia)*. Valencia: Universidad Politecnica de Valencia.
- Plenitude. (23 de Mayo de 2023). *Inversores solares: ¿qué son y cómo funcionan?* Obtenido de https://eniplenitude.es/blog/autoconsumo/inversores-solares/?gad=1&gclid=Cj0KCQjwslejBhDOARIsANYqkD3ZYSACaW5-glTWb7dnc_lpDEyTLON_dAKPJOEb2iYixhjYUh7SMkYaAgDPEALw_wcB&gclsrc=aw.ds
- Premiere Tax Procedure. (19 de Noviembre de 2023). *El Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE)*. Obtenido de <https://www.premiertaxpro.com/es/servicios/el-impuesto-sobre-el-valor-de-la-produccion-de-energia-electrica-ivpee/#:~:text=El%20IVPEE%20es%20un%20impuesto,la%20realizaci%C3%B3n%20de%20dic has%20actividades>.
- Quintana, J. A. (2020). *Diapositivas Tema 3.1. Instalaciones de puesta a tierra*. Valencia: Universidad Politécnica de Valencia.
- Roger, J., Riera, M., & Roldán, C. (2010). *Tecnología eléctrica*. Madrid: Editorial Síntesis.
- Santamarta, J. (2004). Las energías renovables son el futuro. *World Watch*, 7.
- Sinelec. (8 de Mayo de 2023). *Soportes para Placas solares, todo lo que necesitas saber*. Obtenido de <https://blog.gruposinelec.com/actualidad/soportes-para-placas-solares-todo-lo-que-necesitas-saber/>
- Sunalizer. (2023). ¿Cómo afectan las altas temperaturas a las placas solares? *PV Magazine*, 1.
- Sunfer Energy. (23 de Mayo de 2023). *Catálogo de Sunfer*. Obtenido de <https://sunferenergy.com/catalogo/>
- Techno Sun SLU. (17 de Julio de 2023). *SMA Solar Technology AG*. Obtenido de Corriente Inversa. Indicaciones para el dimensionamiento de generadores en instalaciones fotovoltaicas con Sunny Mini Central: <https://www.technosun.com/descargas/SMA-SMC-corriente-inversa-ES.pdf>
- TECNOSOL. (s.f.). Obtenido de <https://tecnosolab.com/noticias/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/>

YUBA, Empresa Especializada en Energías Renovables. (2 de Junio de 2023). *Factores de Pérdidas Energéticas Fotovoltaicas*. Obtenido de <http://www.yubasolar.net/2015/03/factores-de-perdidas-energeticas.html#:~:text=P%C3%A9rdidas%20por%20temperatura,en%20funci%C3%B3n%20de%20cada%20tecnolog%C3%ADa>).

PRESUPUESTO

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

Tabla 1 Presupuesto total	2
Tabla 2 Conductor eléctrico 6 mm ² CC	3
Tabla 3 Conductor eléctrico 150 mm ² CC	3
Tabla 4 Conductor eléctrico 185 mm ² CC	3
Tabla 5 Conductor eléctrico 240 mm ² CC	4
Tabla 6 Conductor eléctrico 630 mm ² CC	4
Tabla 7 Conductor eléctrico 240 mm ² CA	4
Tabla 8 Conductor eléctrico 185 mm ² CA	5
Tabla 9 Conductor eléctrico 120 mm ² CA	5
Tabla 10 Módulo solar fotovoltaico	5
Tabla 11 Inversor	6
Tabla 12 Transformador	6
Tabla 13 Cuadro nivel I	6
Tabla 14 Cuadro nivel II	6
Tabla 15 Interruptor automático BT	7
Tabla 16 Relé diferencial	7
Tabla 17 Interruptor seccionador	7
Tabla 18. Interruptor automático AT	8
Tabla 19. Derivación sobretensiones	8
Tabla 20 Toma a tierra pica 4 m	9
Tabla 21 Toma tierra pica 8 m	10
Tabla 22 Conductor de tierra	10
Tabla 23 Limpieza y desbroce del terreno	11

1.1. PRESUPUESTO TOTAL

Tabla 1 Presupuesto total

CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDADES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
Módulo solar fotovoltaico	9.100	ud	245,85 €/ud	2.237.255,31 €
Cable eléctrico 6 mm2 CC	12.654	m	2,69 €/m	34.041,65 €
Cable eléctrico 150 mm2 CC	5	m	5,02 €/m	25,08 €
Cable eléctrico 185 mm2 CC	15	m	7,06 €/m	105,84 €
Cable eléctrico 240 mm2 CC	350	m	10,19 €/m	3.565,52 €
Cable eléctrico 630 mm2 CC	50	m	18,49 €/m	924,50 €
Cable eléctrico 240 mm2 CA	20	m	28,56 €/m	571,15 €
Cable eléctrico 185 mm2 CA	300	m	37,13 €/m	11.138,25 €
Cable eléctrico 120 mm2 CA	370	m	26,83 €/m	9.925,43 €
Cuadro de nivel I	20	ud	250,21 €/ud	5.004,14 €
Cuadro de nivel II	10	ud	518,33 €/ud	5.183,35 €
Inversor	10	ud	16.301,26 €/ud	163.012,62 €
Transformador	5	ud	9.899,86 €/ud	49.499,28 €
Interruptor automático BT	15	ud	1.185,25 €/ud	17.778,80 €
Relé diferencial	15	ud	226,18 €/ud	3.392,67 €
Interruptor seccionador	9	ud	195,58 €/ud	1.760,20 €
Interruptor automático AT	5	ud	1.658,13 €/ud	8.290,63 €
Derivación sobre Tensiones	10	ud	213,69 €/ud	2.136,93 €
Toma a tierra pica 4 m	10	ud	79,63 €/ud	796,27 €
Toma a tierra pica 8 m	5	ud	173,10 €/ud	865,50 €
Conductor de tierra	200	m	6,74 €/m	1.347,89 €
Limpieza y desbroce terreno	71.032	m2	11,40 €/m2	810.113,25 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DEL MATERIAL				3.366.734,23 €
COSTE DE MANTENIMIENTO			6%	202.004,05 €
COSTE DE IMPREVISTOS			3%	101.002,03 €
COSTES INDIRECTOS			5%	168.336,71 €
BENEFICIO INDUSTRIAL			4%	134.669,37 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA				3.972.746,39 €
I.V.A. 21%				834.276,74 €
PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN				4.842.001,83 €

El presupuesto total asciende a cuatro millones ochocientos cuarenta y dos mil un euros con ochenta y tres céntimos, IVA incluido.

1.2. PRESUPUESTO DESCOMPUESTO

1.2.1. CONDUCTORES

Tabla 2 Conductor eléctrico 6 mm² CC

CONDUCTOR ELÉCTRICO 6 mm ² CC				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
m	TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K	1 m	0,98 €/m	0,98 €
			Subtotal materiales	0,98 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,05 h	18,13 €/h	0,87 €
h	Ayudante electricista	0,05 h	16,40 €/h	0,79 €
			Subtotal mano de obra	1,66 €
%	Costes directos complementarios	2%	2,64 €/%	0,05 €
			Costes directos	2,69 €

Tabla 3 Conductor eléctrico 150 mm² CC

CONDUCTOR ELÉCTRICO 150 mm ² CC				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
m	TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K	1 m	3,26 €/m	3,26 €
			Subtotal materiales	3,26 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,05 h	18,13 €/h	0,87 €
h	Ayudante electricista	0,05 h	16,40 €/h	0,79 €
			Subtotal mano de obra	1,66 €
%	Costes directos complementarios	2%	4,92 €/%	0,10 €
			Costes directos	5,02 €

Tabla 4 Conductor eléctrico 185 mm² CC

CONDUCTOR ELÉCTRICO 185 mm ² CC				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
m	TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K	1 m	5,26 €/m	5,26 €
			Subtotal materiales	5,26 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,05 h	18,13 €/h	0,87 €
h	Ayudante electricista	0,05 h	16,40 €/h	0,79 €
			Subtotal mano de obra	1,66 €
%	Costes directos complementarios	2%	6,92 €/%	0,14 €
			Costes directos	7,06 €

Tabla 5 Conductor eléctrico 240 mm2 CC

CONDUCTOR ELÉCTRICO 240 mm2 CC				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
m	TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K	1 m	8,33 €/m	8,33 €
			Subtotal materiales	8,33 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,05 h	18,13 €/h	0,87 €
h	Ayudante electricista	0,05 h	16,40 €/h	0,79 €
			Subtotal mano de obra	1,66 €
%	Costes directos complementarios	2%	9,99 €/%	0,20 €
			Costes directos	10,19 €

Tabla 6 Conductor eléctrico 630 mm2 CC

CONDUCTOR ELÉCTRICO 630 mm2 CC				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
m	TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K	1 m	16,47 €/m	16,47 €
			Subtotal materiales	16,47 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,05 h	18,13 €/h	0,87 €
h	Ayudante electricista	0,05 h	16,40 €/h	0,79 €
			Subtotal mano de obra	1,66 €
%	Costes directos complementarios	2%	18,13 €/%	0,36 €
			Costes directos	18,49 €

Tabla 7 Conductor eléctrico 240 mm2 CA

CONDUCTOR ELÉCTRICO 240 mm2 CA				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
m	CENTELSA MV-90	1 m	26,34 €/m	26,34 €
			Subtotal materiales	26,34 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,05 h	18,13 €/h	0,87 €
h	Ayudante electricista	0,05 h	16,40 €/h	0,79 €
			Subtotal mano de obra	1,66 €
%	Costes directos complementarios	2%	28,00 €/%	0,56 €
			Costes directos	28,56 €

Tabla 8 Conductor eléctrico 185 mm² CA

CONDUCTOR ELÉCTRICO 185 mm ² CA				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
m	CENTELSA MV-90	1 m	31,22 €/m	31,22 €
			Subtotal materiales	31,22 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,15 h	18,13 €/h	2,72 €
h	Ayudante electricista	0,15 h	16,40 €/h	2,46 €
			Subtotal mano de obra	5,18 €
%	Costes directos complementarios	2%	36,40 €/%	0,73 €
			Costes directos	37,13 €

Tabla 9 Conductor eléctrico 120 mm² CA AT

CONDUCTOR ELÉCTRICO 120 mm ² CA AT				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
m	EPROTENAX H COMPACT	1 m	21,12 €/m	21,12 €
			Subtotal materiales	21,12 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,15 h	18,13 €/h	2,72 €
h	Ayudante electricista	0,15 h	16,40 €/h	2,46 €
			Subtotal mano de obra	5,18 €
%	Costes directos complementarios	2%	26,30 €/%	0,53 €
			Costes directos	26,83 €

1.2.2. APARATOS ELÉCTRICOS

Tabla 10 Módulo solar fotovoltaico

MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
ud	JKM550M-72HL4	1 ud	157,86 €/ud	157,86 €
ud	40V4 Sunfer estructura	0,25 ud	267,77 €/ud	66,94 €
			Subtotal materiales	224,80 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,47 h	18,13 €/h	8,52 €
h	Ayudante electricista	0,47 h	16,40 €/h	7,71 €
			Subtotal mano de obra	16,23 €
%	Costes directos complementarios	2%	241,03 €/%	4,82 €
			Costes directos	245,85 €

Tabla 11 Inversor

INVERSOR				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
ud	XC 540 Schneider	1 ud	15.965,40 €/ud	15.965,40 €
			Subtotal materiales	15.965,40 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,47 h	18,13 €/h	8,52 €
h	Ayudante electricista	0,47 h	16,40 €/h	7,71 €
			Subtotal mano de obra	16,23 €
%	Costes directos complementarios	2%	15.981,63 €/%	319,63 €
			Costes directos	16.301,26 €

Tabla 12 Transformador

TRANSFORMADOR				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
ud	Minera PV 1250 Schneider	1 ud	9.697,22 €/ud	9.697,22 €
			Subtotal materiales	9.697,22 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,47 h	18,13 €/h	8,52 €
			Subtotal mano de obra	8,52 €
%	Costes directos complementarios	2%	9.705,74 €/%	194,11 €
			Costes directos	9.899,86 €

Tabla 13 Cuadro nivel I

CUADRO NIVEL I				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
ud	AB24-300 Schneider	1 ud	236,78 €/ud	236,78 €
ud	Fusible cilíndrico gPV 1000V DC	23 ud	8,00 €/ud	184,00 €
			Subtotal materiales	236,78 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,47 h	18,13 €/h	8,52 €
			Subtotal mano de obra	8,52 €
%	Costes directos complementarios	2%	245,30 €/%	4,91 €
			Costes directos	250,21 €

Tabla 14 Cuadro nivel II

CUADRO NIVEL II				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
ud	DC06B Protect Schneider	1 ud	499,65 €/ud	499,65 €
ud	Fusible NH3 gPV 1000V DC	2 ud	19,23 €/ud	38,46 €
			Subtotal materiales	499,65 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,47 h	18,13 €/h	8,52 €
			Subtotal mano de obra	8,52 €
%	Costes directos complementarios	2%	508,17 €/%	10,16 €
			Costes directos	518,33 €

1.2.3. PROTECCIONES

Tabla 15 Interruptor automático BT

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BT				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
ud	MasterPact MTZ, MTZ1 12 H1 Schneider	1 ud	815,76 €/ud	815,76 €
ud	Micrologic 7.0E Schneider	1 ud	340,27 €/ud	340,27 €
			Subtotal materiales	1.156,03 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,33 h	18,13 €/h	5,98 €
			Subtotal mano de obra	5,98 €
%	Costes directos complementarios	2%	1.162,01 €/%	23,24 €
			Costes directos	1.185,25 €

Tabla 16 Relé diferencial

RELÉ DIFERENCIA				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
ud	VigiPacT RH12M Schneider	1 ud	215,76 €/ud	215,76 €
			Subtotal materiales	215,76 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,33 h	18,13 €/h	5,98 €
			Subtotal mano de obra	5,98 €
%	Costes directos complementarios	2%	221,74 €/%	4,43 €
			Costes directos	226,18 €

Tabla 17 Interruptor seccionador

INTERRUPTOR SECCIONADOR				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
ud	Compact NSX1500NA AC Schneider	1 ud	185,76 €/ud	185,76 €
			Subtotal materiales	185,76 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,33 h	18,13 €/h	5,98 €
			Subtotal mano de obra	5,98 €
%	Costes directos complementarios	2%	191,74 €/%	3,83 €
			Costes directos	195,58 €

Tabla 18. Interruptor automático AT

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO AT				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
ud	MasterPact MTZ, type N1 Schneider	1 ud	1040,23 €/ud	1.040,23 €
ud	VigiPacT RH12M	1 ud	579,40 €/ud	579,40 €
			Subtotal materiales	1.619,63 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,33 h	18,13 €/h	5,98 €
			Subtotal mano de obra	5,98 €
%	Costes directos complementarios	2%	1.625,61 €/%	32,51 €
			Costes directos	1.658,13 €

Tabla 19. Derivación sobretensiones

DERIVACIÓN SOBRETENSIONES				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
ud	iPRD-DC 40r 2P Schneider	1 ud	203,52 €/ud	203,52 €
			Subtotal materiales	203,52 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,33 h	18,13 €/h	5,98 €
			Subtotal mano de obra	5,98 €
%	Costes directos complementarios	2%	209,50 €/%	4,19 €
			Costes directos	213,69 €

1.2.4. PUESTA A TIERRA

Tabla 20 Toma a tierra pica 4 m

TOMA TIERRA PICA 4 m				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
ud	Electrodo para red de toma de tierra de cobre con 300 , fabricado en acero, 14 mm diametro y 4 m longitud	1 ud	13,24 €/ud	13,24 €
m	Conductor cobre desnudo de 50 mm2	0,2 m	1,76 €/m	0,35 €
ud	Grapa abarcón para conexión de la pica	1 ud	0,87 €/ud	0,87 €
ud	Arqueta poliprolíneo para toma de tierra 300x300 mm, tapa de registro	1 ud	31,32 €/ud	31,32 €
ud	Puente comprobación de puesta a tierra	1 ud	17,28 €/ud	17,28 €
ud	5 kg sales minerales para mejorar conductividad tierra	0,33 ud	2,83 €/ud	0,93 €
ud	Material auxiliar instalación	1 ud	0,89 €/ud	0,89 €
			Subtotal materiales	64,89 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,26 h	18,13 €/h	4,71 €
h	Ayudante electricista	0,26 h	16,40 €/h	4,26 €
h	Peón construcción	0,26 h	16,16 €/h	4,20 €
			Subtotal mano de obra	13,18 €
%	Costes directos complementarios	2%	78,07 €/%	1,56 €
			Costes directos	79,63 €

Tabla 21 Toma tierra pica 8 m

TOMA TIERRA PICA 8 m				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
ud	Electrodo para red de toma de tierra de cobre con 300 , fabricado en acero, 14 mm diametro y 8 m longitud	8 ud	13,11 €	104,88 €
m	Conductor cobre desnudo de 50 mm2	0,2 m	1,76 €	0,35 €
ud	Grapa abarcón para conexión de la pica	1 ud	0,87 €	0,87 €
ud	Arqueta polipropileno para toma de tierra 300x300 mm, tapa de registro	1 ud	31,32 €	31,32 €
ud	Puente comprobación de puesta a tierra	1 ud	17,28 €	17,28 €
ud	5 kg sales minerales para mejorar conductividad tierra	0,33 ud	2,83 €	0,93 €
ud	Material auxiliar instalación	1 ud	0,89 €	0,89 €
			Subtotal materiales	156,53 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,26 h	18,13 €/h	4,71 €
h	Ayudante electricista	0,26 h	16,40 €/h	4,26 €
h	Peón construcción	0,26 h	16,16 €/h	4,20 €
			Subtotal mano de obra	13,18 €
%	Costes directos complementarios	2%	169,71 €/%	3,39 €
			Costes directos	173,10 €

Tabla 22 Conductor de tierra

CONDUCTOR DE TIERRA				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
m	Conductor tierra cobre desnudo 50 mm2	1 m	1,76 €/m	1,76 €
ud	Material auxiliar instalación	0,15 ud	0,89 €/ud	0,13 €
			Subtotal materiales	1,89 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,26 h	18,13 €/h	4,71 €
			Subtotal mano de obra	4,71 €
%	Costes directos complementarios	2%	6,61 €/%	0,13 €
			Costes directos	6,74 €

1.2.5. TERRENO

Tabla 23 Limpieza y desbroce del terreno

LIMPIEZA Y DESBROCE DEL TERRENO				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
h	Motosierra a gasolina de 50cm de espada y 2kW potencia	0,04 h	3,08 €/h	0,12 €
m	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9m3	0,016 m	14,43 €/m	0,23 €
			Subtotal materiales	0,35 €
MANO DE OBRA				
h	Oficial 1º electricista	0,67 h	16,16 €/h	10,83 €
			Subtotal mano de obra	10,83 €
%	Costes directos complementarios	2%	11,18 €/%	0,22 €
			Costes directos	11,40 €

1.2.6. BENEFICIO INDUSTRIAL

BENEFICIO INDUSTRIAL				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
MATERIALES				
h	Tiempo empleado para la realización de este TFM	450 h	35 €/h	15.750,00 €
			Costes directos	15.750,00 €

PLANOS

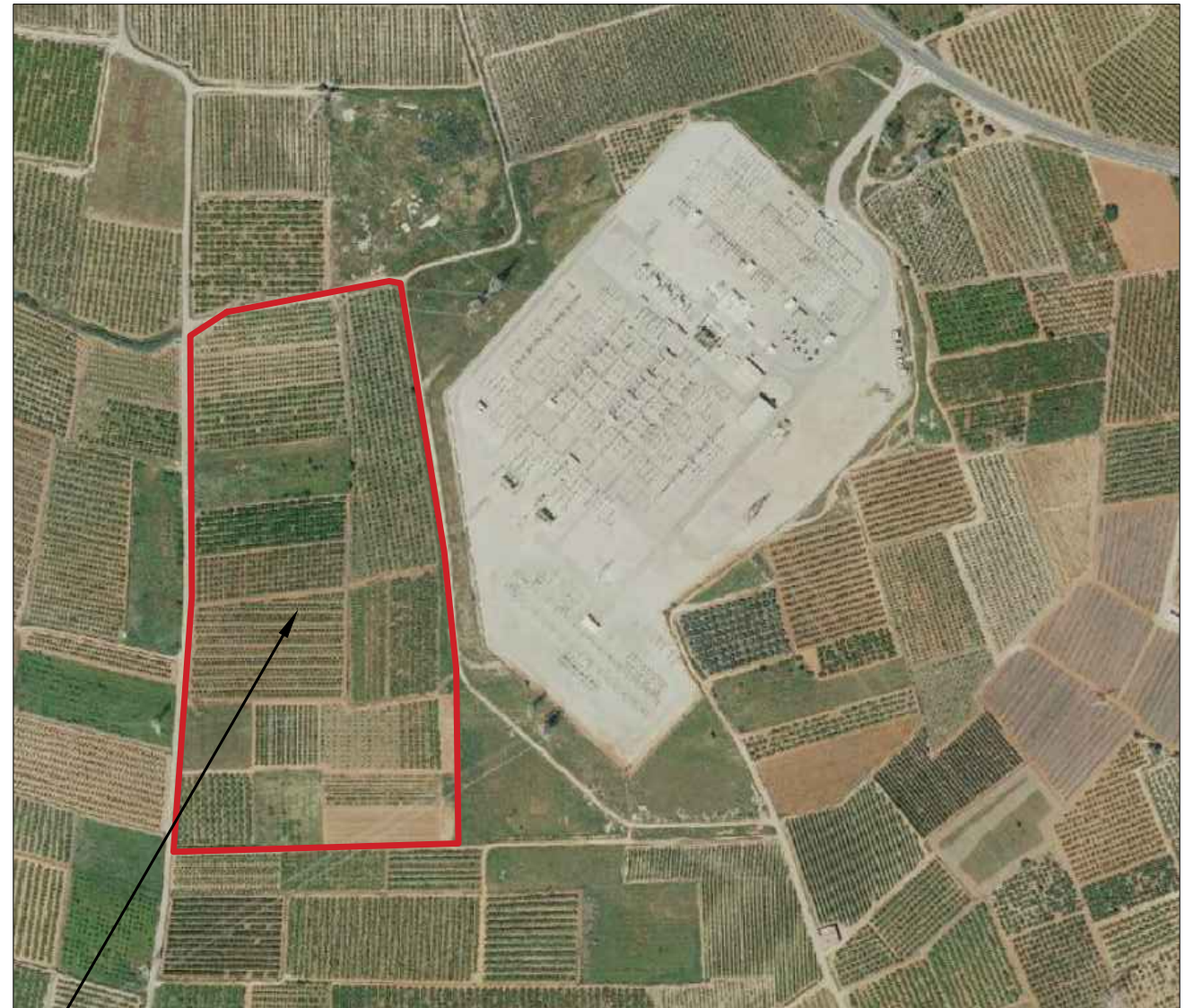
Imagen 1



Parcelas donde se instalará la planta fotovoltaica

Panta Fotovoltaica

Imagen 2



COORDENADAS PARCELAS

- 46095A003000730000JU
- 46095A003000210000JL
- 46095A003001540000JO
- 46095A003001530000JM
- 46095A003001520000JF
- 46095A003001510000JT
- 46095A003000250000JO
- 46095A003000230000JF
- 46095A003000220000JT
- 46095A003000220000JT
- 46095A003001390000JB
- 46095A003000140000JY
- 46095A003000150000JG
- 46095A003000200000JP
- 46095A003000130000JB
- 46095A003000160000JQ
- 46095A003000180000JL
- 46095A003000170000JP

Superficie total de la planta: 71,032 m2

Imagen 1

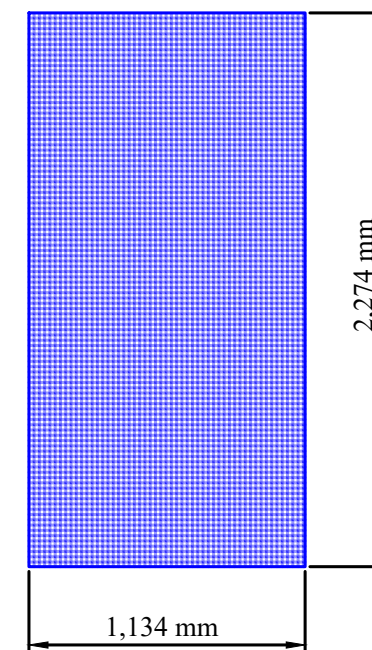


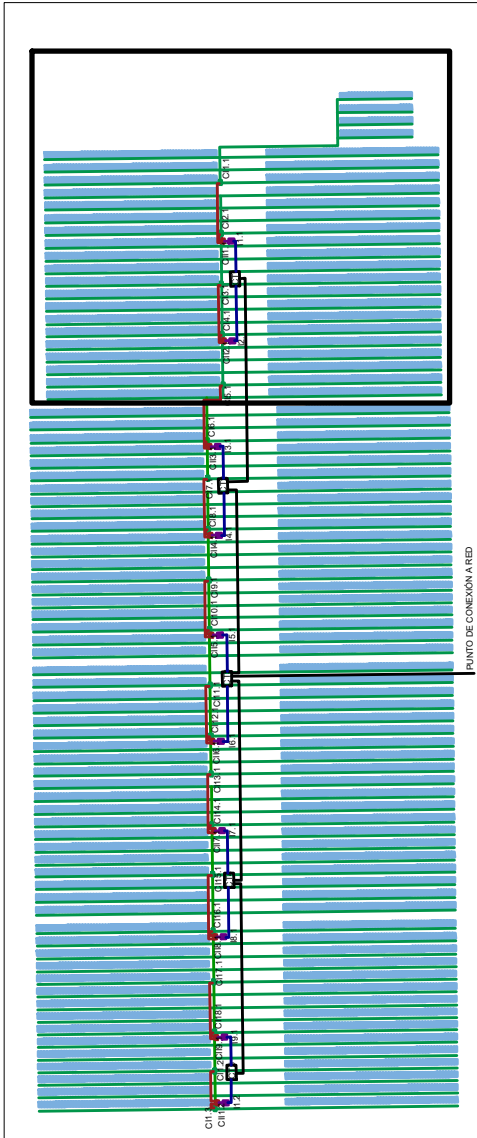
Imagen 2



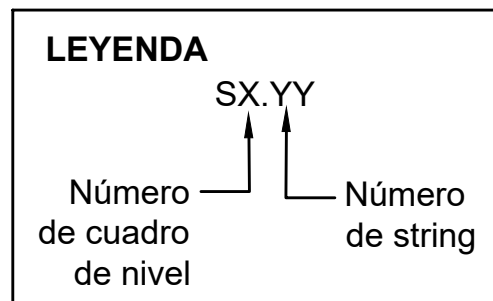
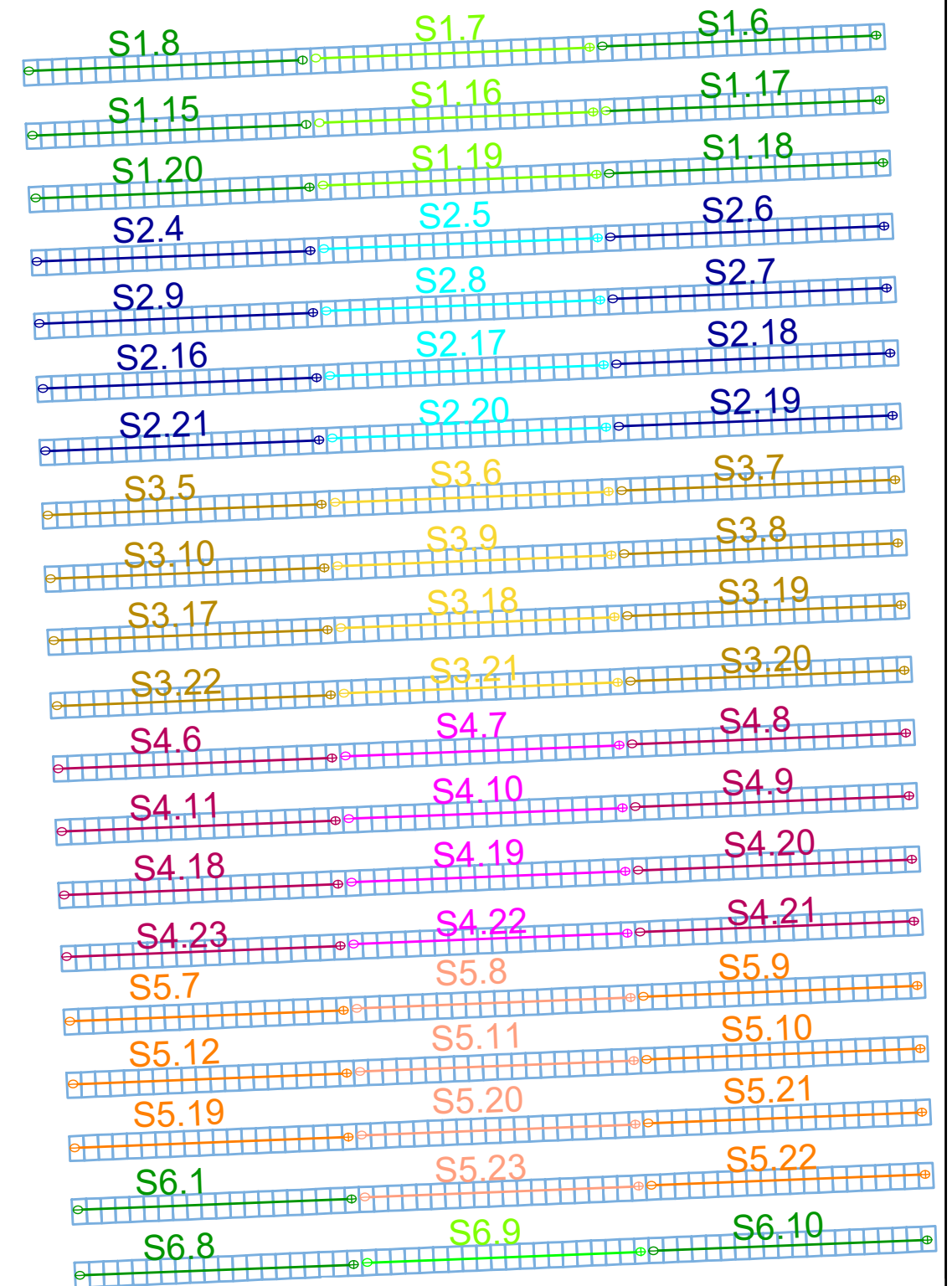
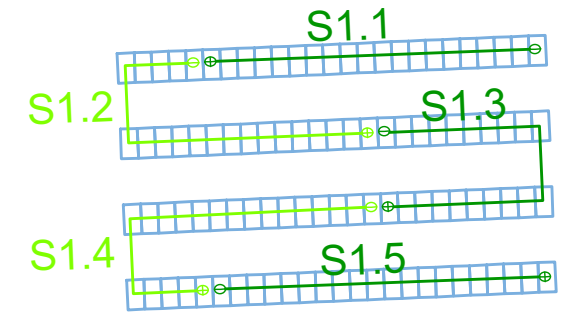
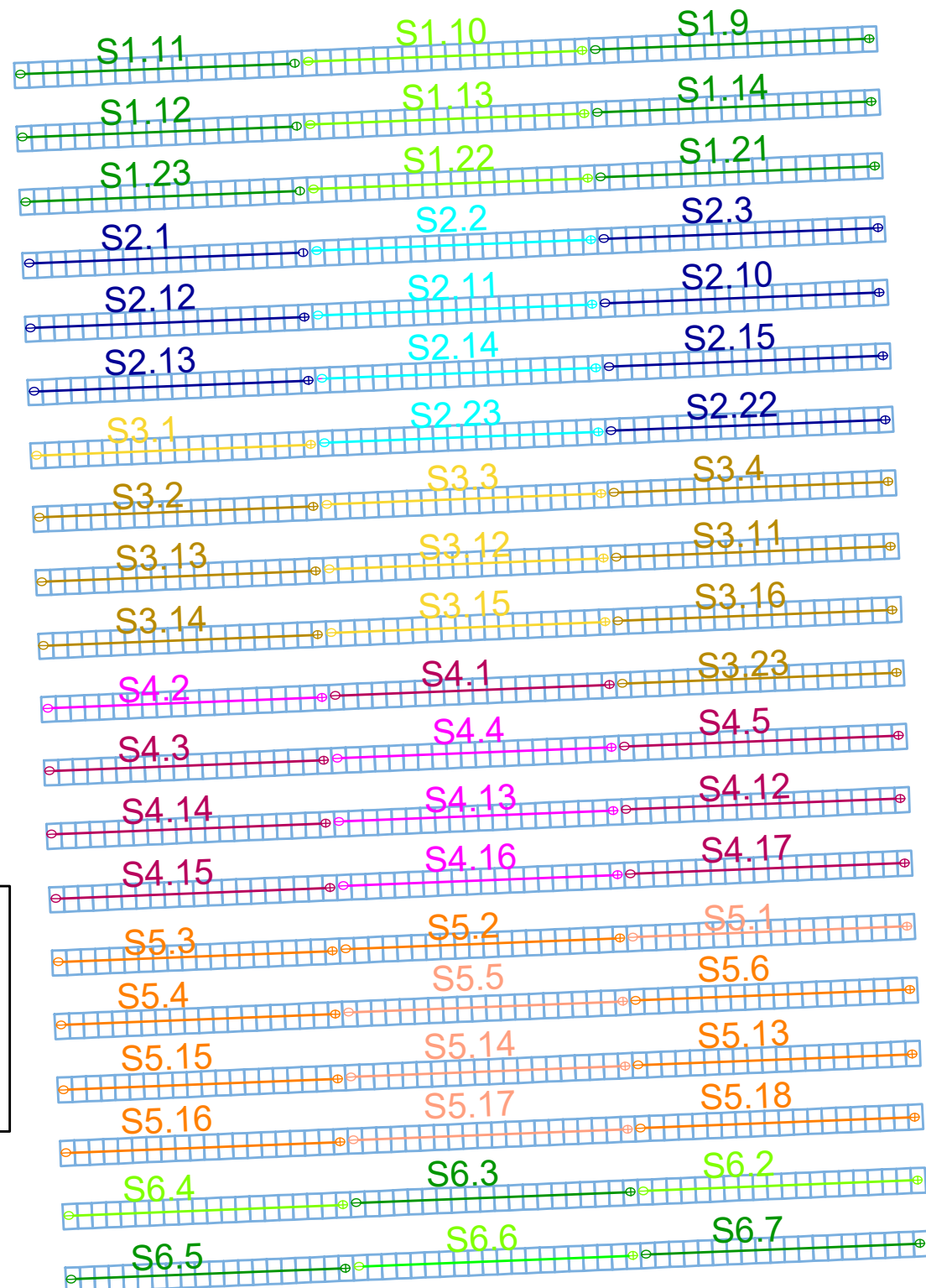
Número de módulos: 9,100
 Potencia cada modulo: 550 W
 Potencia total instalación: 5.005 MW

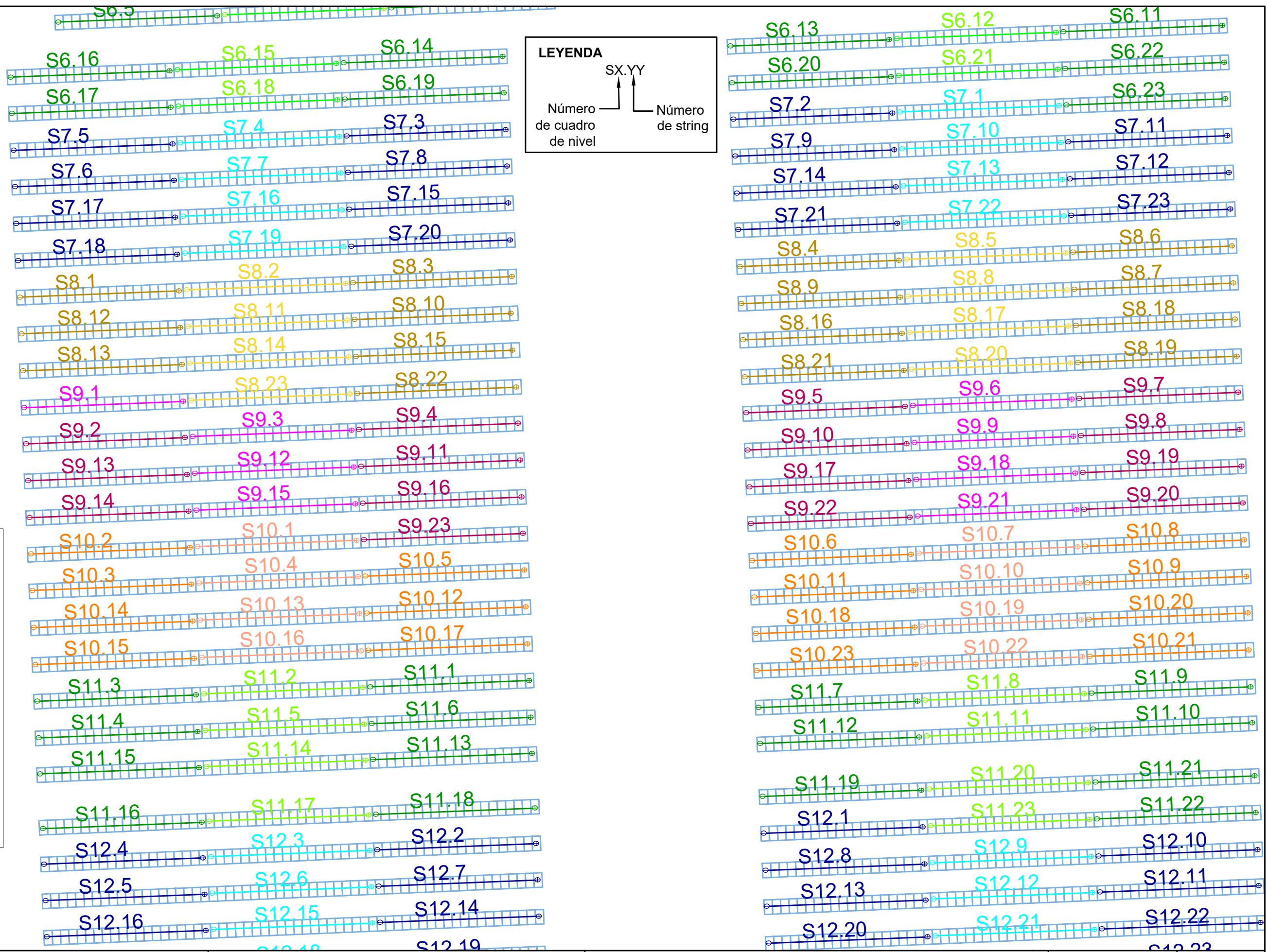
Módulo Solar marca Jinko Solar
 Modelo Tiger Pro JKM550M-72HL4V





Escala: 1:3000



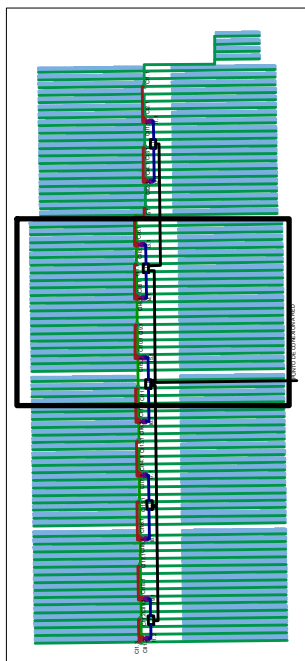


LEYENDA

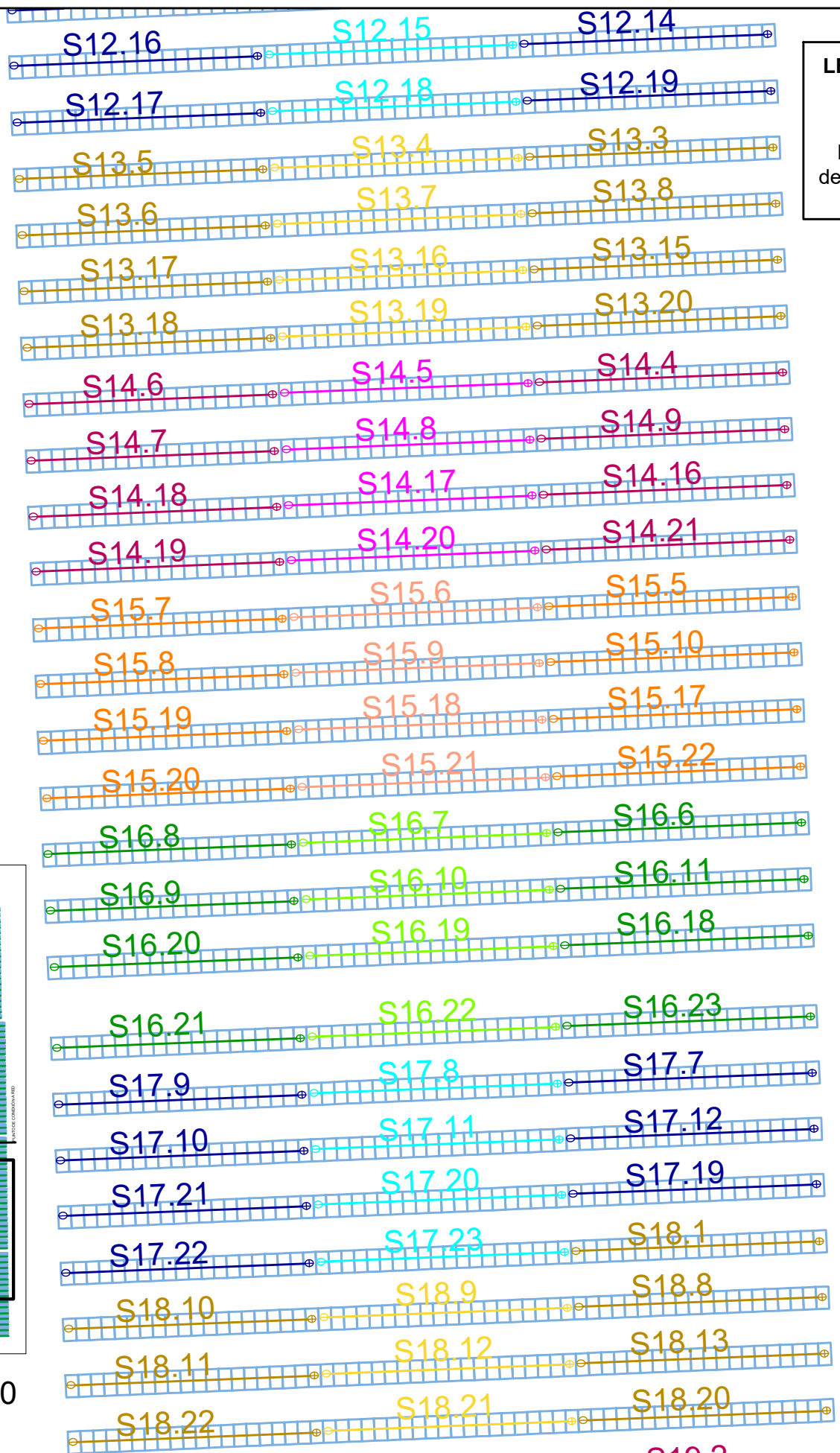
SX.YY

↑ ↑

Número de cuadro de nivel Número de string



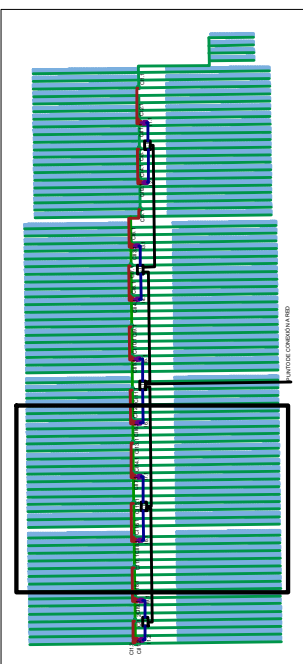
Escala: 1:5000



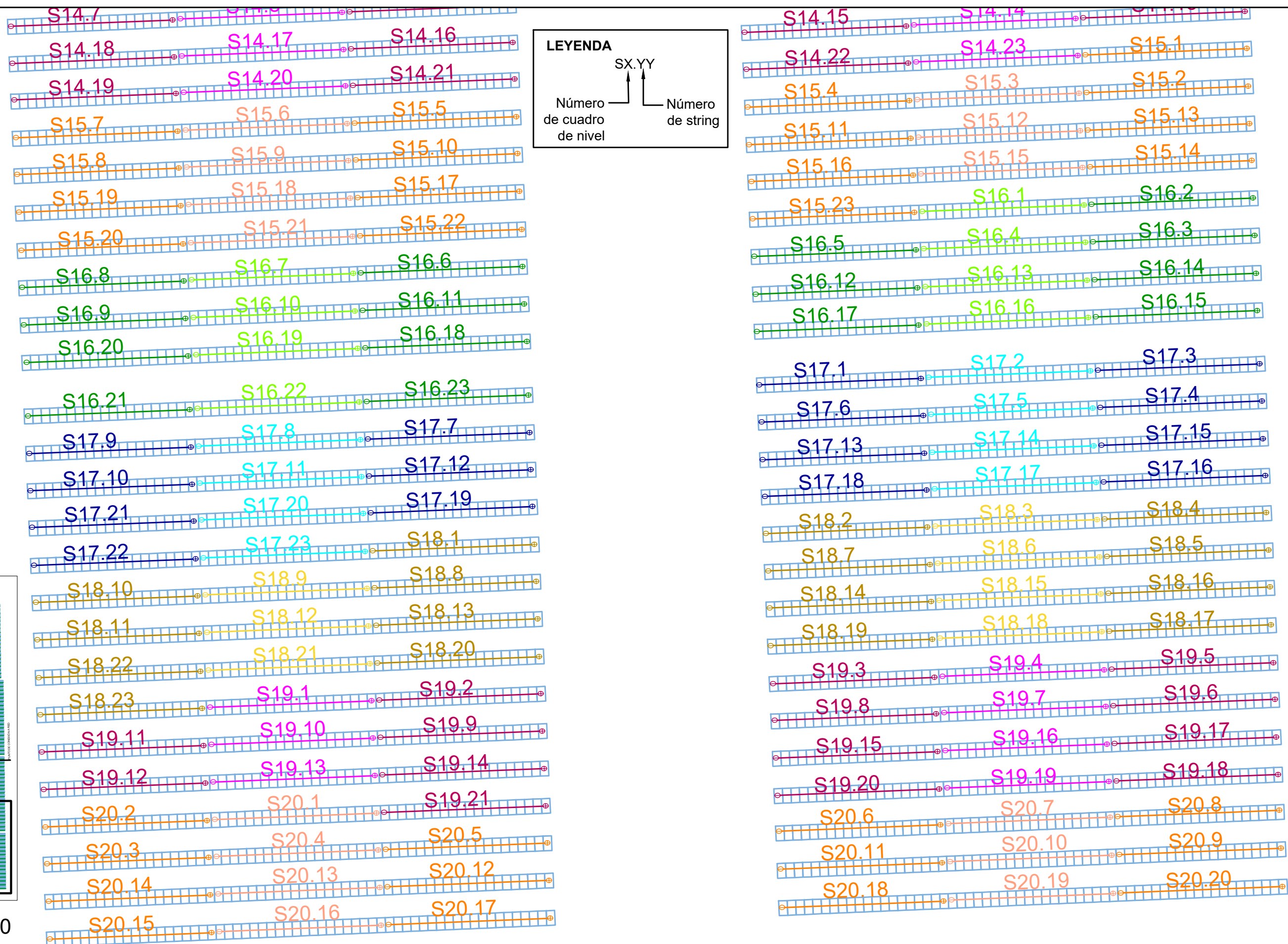
LEYENDA

SX.YY

Número de cuadro de nivel Número de string



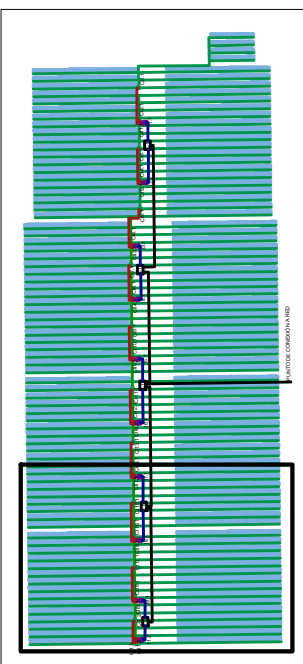
Escala: 1:5000



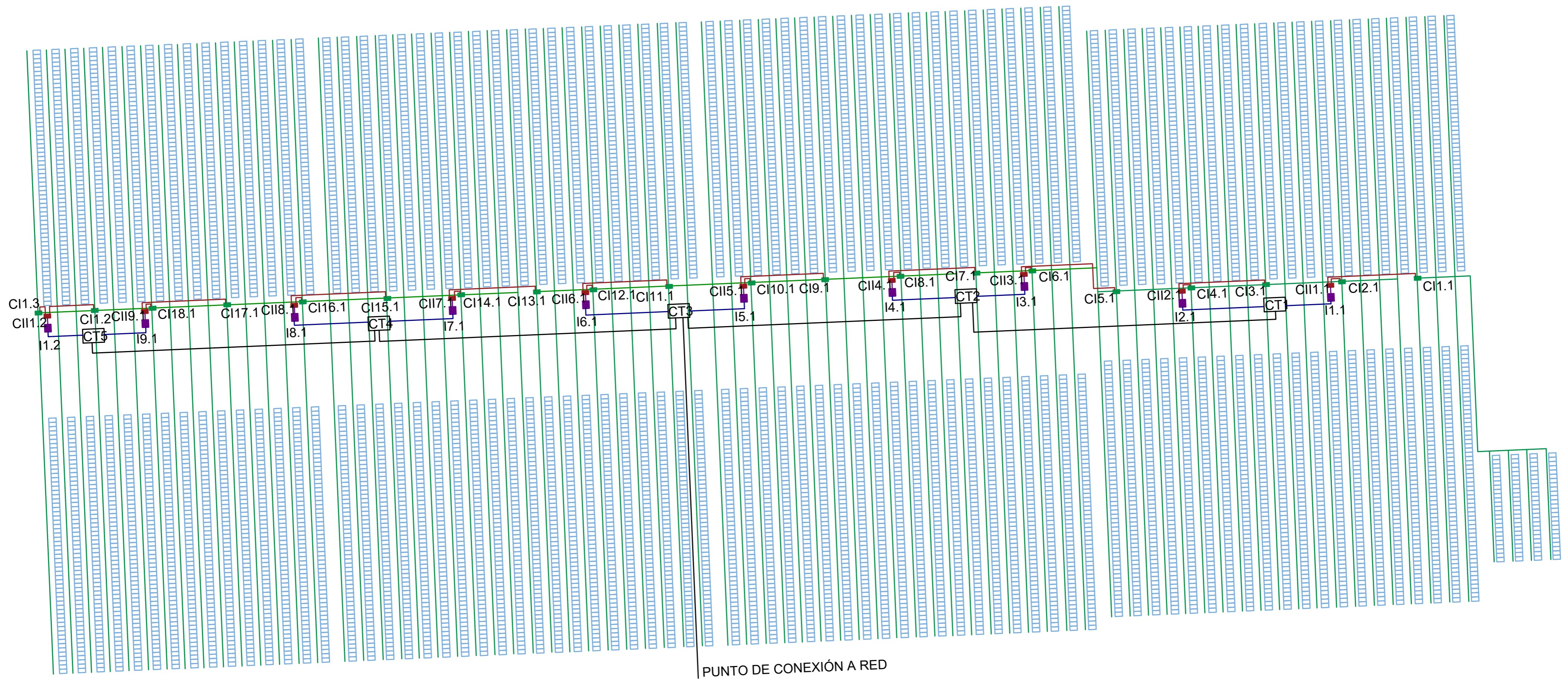
LEYENDA

SX.YY

Número de cuadro de nivel Número de string



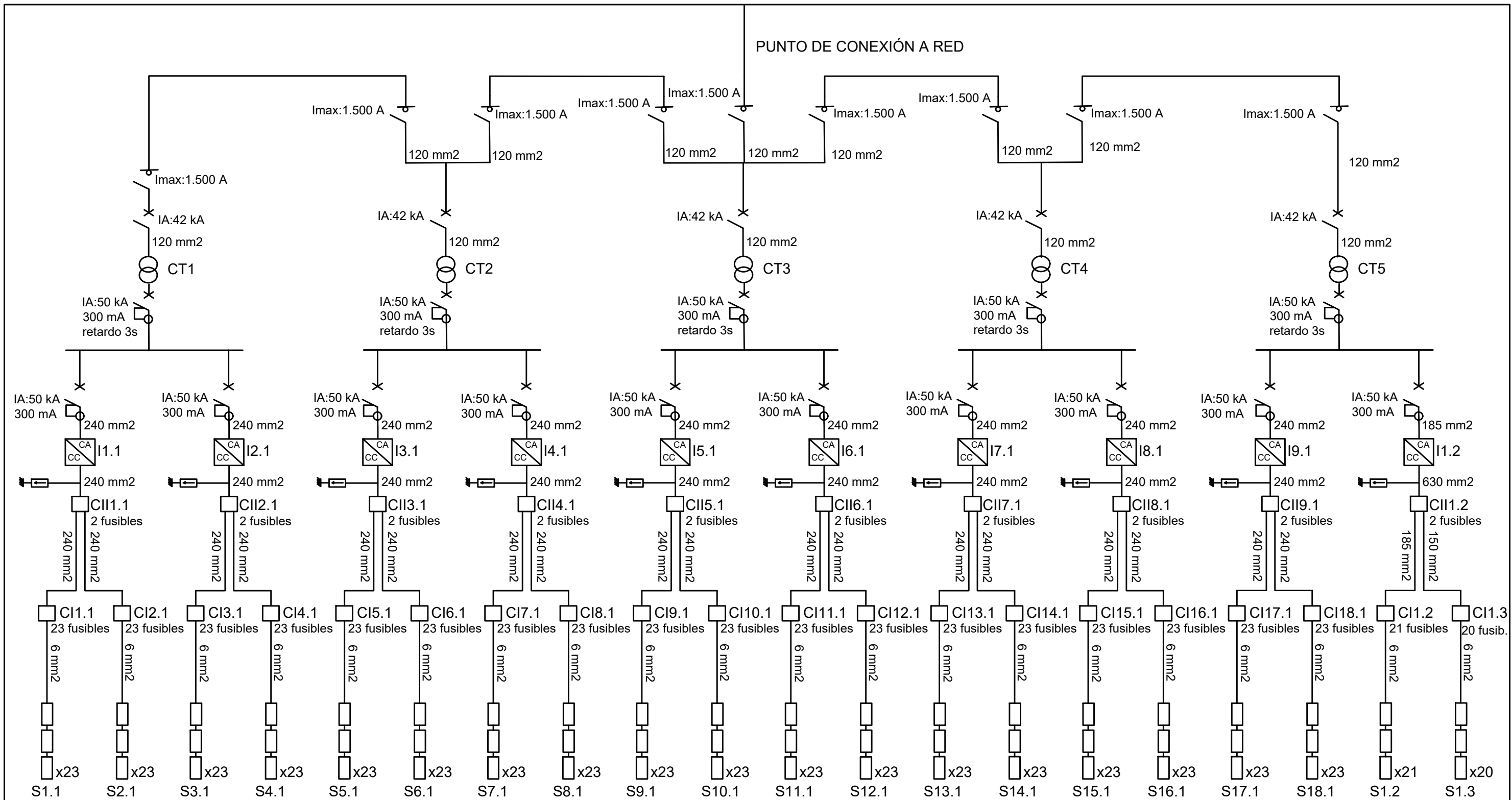
Escala: 1:5000



LEYENDA

Cuadro de nivel I tipo 1 de 23 strings	CIX.1		Canalizaciones de los strings hasta el cuadro de nivel I	
Cuadro de nivel I tipo 2 de 21 strings	CIX.2		Canalizaciones del cuadro de nivel I al II	
Cuadro de nivel I tipo 3 de 20 strings	CIX.3		Canalizaciones del cuadro de nivel II al inversor	
Cuadro de nivel II tipo 1	CIIX.1		Canalizaciones del inversor al transformador	
Cuadro de nivel II tipo 2	CIIX.2		Canalizaciones del transformador hasta la red eléctrica	
Inversor tipo 1	IX.1			
Inversor tipo 2	IX.2			
Centro de transformación X	CTX			

PUNTO DE CONEXIÓN A RED



LEYENDA			
Cuadro nivel I - en su interior fusible cilíndrico gPV 1000V DC	CIX.x	Interruptor automático MasterPact MTZ, MTZ1 12 H1 y relé diferencial VigiPact RH12M	
Cuadro nivel II - en su interior fusibles NH3 Fusible gPV 1000V DC	CIIx.x	Seccionador	
Limitador de sobretensión		Interruptor automático MTZ1 type N	
Inversor	Ix.x	Transformador	

PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE DEL PLIEGO DE CONDICIONES

1	OBJETO	2
2	ALCANCE DEL TRABAJO	2
2.1	PAUTAS DE FUNCIONAMIENTO	2
2.2	ENTRENAMIENTO	3
2.3	SEGURIDAD E HIGIENE.....	3
2.4	SUBCONTRATISTAS	3
2.5	RIESGOS	3
3	CONDICIONES GENERALES DE MATERIALES Y EQUIPOS	4
4	CONDICIONES TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	4
4.1	OBJETO	4
4.2	COMPONENTES Y MATERIALES	5
4.2.1	Generadores fotovoltaicos	5
4.2.2	Estructura de soporte	6
4.2.3	Inversores y transformadores.....	6
4.2.4	Cableado.....	7
4.2.5	Puesta a tierra y protecciones	7
4.3	RECEPCIÓN Y PRUEBAS.....	7
4.4	REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO	8
4.4.1	Programa de mantenimiento	8
4.5	GARANTÍAS.....	9
4.5.1	Ámbito general de la garantía:	9
4.5.2	Plazos.....	9
5	DIRECCIÓN TÉCNICA Y LIBRO DE ÓRDENES.....	9

1 OBJETO

El objeto del presente Pliego de Condiciones es establecer las características y requisitos de calidad mínimos de los materiales a emplear para el proyecto de una planta fotovoltaica de 5MW ubicada en Catadau. Con este documento lo que se pretende es fijar algunas de las normas particulares para el buen desarrollo de los trabajos de instalación, así como, se tendrán también en cuenta los requisitos incluidos en los planos y en el presupuesto.

En ningún caso, podrá usarse lo expuesto en el siguiente documento como un eximente del cumplimiento de la normativa vigente, siendo responsabilidad del contratista el cumplimiento de la misma.

2 ALCANCE DEL TRABAJO

En la ejecución de las obras del presente Proyecto, se incluyen los siguientes trabajos:

- El suministro de todos los materiales y la prestación de mano de obra y servicios necesarios para ejecutar las obras descritas en los documentos de memoria y planos.
- Obtención de certificados de conformidad o la realización de pruebas necesarias en los materiales que se consideren oportunos para determinar su calidad.
- Realización de los planos de Obra ejecutada.
- Pruebas de puesta en marcha.
- Suministrar a la Propiedad todos los documentos necesarios para la puesta en servicio, explotación y mantenimiento de las instalaciones.

2.1 PAUTAS DE FUNCIONAMIENTO

Es cometido del Instalador el suministro de todo el material, mano de obra, equipo, accesorios y la ejecución de todas las operaciones necesarias para el perfecto acabado y puesta a punto de las instalaciones descritas en cualquiera de los documentos que constituyen el proyecto: Memoria, Pliego de Condiciones, Planos y Presupuesto.

Los cuatro documentos: Memoria, Pliego de Condiciones, Planos y Presupuesto, son parte del proyecto. En caso de una posible discrepancia entre los anteriores, debe prevalecer el criterio que la Dirección Técnica de las instalaciones determine. La interpretación del proyecto, en los cuatro documentos citados es competencia exclusiva de la Dirección Técnica de la instalación.

Ante el incumplimiento de las pautas de funcionamiento citadas en los párrafos anteriores, la Dirección Técnica se reserva la posibilidad de ordenar el desmontaje de aquellos elementos que incumplan el proyecto.

2.2 ENTRENAMIENTO

El contratista será responsable de que se adiestre adecuadamente, tanto en la explotación como en el mantenimiento de las instalaciones, al personal que en número y cualificación designe la Propiedad.

Para ello y por un período no inferior a lo que se indique en otro documento y antes de abandonar la obra, el Instalador asignará el personal adecuado de su plantilla para llevar a cabo dicho entrenamiento, de acuerdo con el programa que presente y que deberá ser aprobado por la Dirección de Obra.

2.3 SEGURIDAD E HIGIENE

Todo el personal empleado por el contratista en la realización de la obra, propios o subcontratados, deberán estar al corriente del pago de las cuotas de la Seguridad Social.

Además, el contratista estará obligado al cumplimiento de las leyes en materia de Seguridad e Higiene en el trabajo, Contrato de Trabajo y cualquier otra clase de normativa legal que, sobre la materia, se promulguen en lo sucesivo.

Para el visado en el Colegio profesional y la obtención de la Licencia Municipal y demás autorizaciones y trámites por parte de las distintas Administraciones Públicas es necesario incluir, como anexo al Proyecto de Ejecución de obra, el Estudio de Seguridad e Higiene, de acuerdo al Real Decreto 555/1986 de 21 de febrero (BOE número 69 de 21 de marzo de 1986). La redacción de este Estudio correrá a cargo del contratista y deberá ajustarlo a las necesidades reales de la obra. Este documento no irá incluido en el presente proyecto.

Los elementos de higiene requeridos (casetas, aseos, vestuarios, comedor, etc.), de acuerdo al personal necesario para realizar todos sus trabajos, serán por cuenta del contratista.

2.4 SUBCONTRATISTAS

El contratista podrá subcontratar, previa autorización de la Dirección de Obra, parte de los trabajos que forman parte de la instalación.

El contratista será responsable de la actuación de los subcontratistas, sean ellos personas físicas o jurídicas. Los subcontratistas podrán ser recusados por la Dirección de Obra cuando, a su juicio, no parezcan idóneos para ejecutar la parte de la obra para la cual fueron contratados.

2.5 RIESGOS

Las obras se ejecutarán, en cuanto a coste, plazo y regla del arte, a riesgo y ventura del contratista, sin que éste tenga, por tanto, derecho a indemnización alguna por causa de pérdidas, perjuicios o averías. A estos efectos, el Instalador no podrá alegar desconocimiento de situación, comunicaciones, características de la obra, etc.

El contratista será responsable de los daños causados en sus instalaciones y materiales en caso de incendio, robo, cualquier clase de catástrofe atmosférica, etc., debiendo cubrirse de tales riesgos mediante un seguro.

Asimismo, el contratista deberá disponer de Seguro de Responsabilidad Civil frente a terceros, por los daños y perjuicios que, directa o indirectamente, por omisión o negligencia, se puedan ocasionar a

personas, animales o bienes como consecuencia de los trabajos por él efectuados o por la actuación del personal de su plantilla o subcontrata.

3 CONDICIONES GENERALES DE MATERIALES Y EQUIPOS

La capacidad de los equipos será según se especifica en los documentos del presente proyecto.

Los equipos y materiales se instalarán de acuerdo con las recomendaciones del fabricante correspondiente.

Todos los materiales y equipos empleados en esta instalación deberán ser de la mayor calidad, de fabricación estándar normalizada, nuevos y de diseño actual en el mercado. Se ajustarán a los requisitos especificados en este pliego, en la memoria, en el presupuesto y en los planos. En caso de que exista alguna discrepancia en lo que se disponga para un determinado material o equipo en dichos documentos, el contratista lo deberá poner en conocimiento de la Dirección Facultativa y esta será la encargada de resolver la discrepancia y dar las instrucciones oportunas al mismo. En el caso de que algún material o equipo que el contratista se disponga a emplear no se ajusten estrictamente a lo especificado en los documentos antes citados, éste deberá plantear la alternativa a la Dirección Facultativa y solicitar su aprobación por escrito. En caso de no cumplir este requisito y utilizar materiales no aprobados en la obra, la Dirección Facultativa podrá ordenar su desmontaje y retirada, corriendo el contratista con todos los gastos que esto ocasione y respondiendo por el retraso que pueda ocasionar.

Los precios de los materiales o equipos reflejados en los presupuestos se entienden siempre incluyendo el montaje completo, la verificación y las pruebas de funcionamiento.

El Contratista presentará a requerimiento de la Dirección Técnica si así se le exigiese, albaranes de entrega de todos o parte de los materiales que constituyen la instalación.

Cualquier accesorio o complemento que no se haya indicado en estos documentos al especificar el material o equipo, pero que sea necesario a juicio de la Dirección Técnica para el funcionamiento y montaje correcto de la instalación, se considera que será suministrado y montado por el Contratista sin coste adicional alguno para la Propiedad, interpretándose que su importe se encuentra comprendido proporcionalmente en los precios unitarios de los demás elementos.

Todos los materiales que se instalen llevarán impreso en un lugar visible la marca y modelo del fabricante que serán los especificados en los documentos de este proyecto o similares previamente aprobados.

4 CONDICIONES TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

4.1 OBJETO

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas generadoras conectadas a red.

Este documento pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

4.2 COMPONENTES Y MATERIALES

Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas.

Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 VRMS o 120 VCC. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

En la Memoria se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

4.2.1 Generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido. Este requisito se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa de la Dirección Técnica. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.2.2 Estructura de soporte

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la Normativa Básica de la Edificación NBE-AE-88.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.

La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.

4.2.3 Inversores y transformadores

Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para los transformadores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

Tanto el inversor como el transformador debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

Los inversores y transformadores de la instalación estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Cortocircuitos
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

Tanto los inversores como los transformadores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

4.2.4 Cableado

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

4.2.5 Puesta a tierra y protecciones

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

4.3 RECEPCIÓN Y PRUEBAS

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

Las pruebas a realizar por el instalador, serán, como mínimo, las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.

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

4.4 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

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

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

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

4.4.1 Programa de mantenimiento

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

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

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

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

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

- La visita a la instalación en los plazos; en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento, y cada vez que se requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.
- El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

4.5 GARANTÍAS

4.5.1 *Ámbito general de la garantía:*

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

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

4.5.2 *Plazos*

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de 8 años.

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

5 DIRECCIÓN TÉCNICA Y LIBRO DE ÓRDENES

Será obligatorio el libro de órdenes e incidencias, en el que el Técnico Director de la instalación deje constancia de las incidencias, órdenes y asistencias que se produzcan en el desarrollo de los trabajos. Cada asistencia, orden o instrucción deberá ser extendida en la hoja correspondiente con indicación de la fecha en que tenga lugar y la firma de la Dirección facultativa.