



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de planta fotovoltaica de 1,4MW en Viver
(Castellón)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Quintero Martín, Alberto

Tutor/a: Patrao Herrero, Iván

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quisiera agradecer el apoyo incondicional de mi familia en todo momento, así como a mis amigos que fueron los primeros en interesarse en mi en la realización del proyecto.

También, dedicar una especial mención a mi tutor para este proyecto, Iván, gracias por tu atención siempre que he tenido alguna duda y la ayuda prestada.

Finalmente, no quería terminar los agradecimientos sin mencionar a la empresa con la que se ha realizado el proyecto, Prosolux Solar Solutions, y, en especial, a Fabio por alentarme a la realización del proyecto sobre la instalación de la cual he obtenido innumerables aspectos positivos.

RESUMEN

El objetivo del proyecto será el diseño y estudio de una planta fotovoltaica de 1,4 MW en Viver (Castellón) junto con el análisis de la rentabilidad económica de la inversión mediante la venta de la energía producida a la red de distribución.

A lo largo del proyecto se analizará la viabilidad de este en cuanto a la instalación fotovoltaica en base a varios parámetros críticos como la eficiencia o precio de materiales maximizando así el beneficio.

La instalación estará formada por 8 cajas de string boxes formada por 90 strings en paralelo con 36 paneles de 550 W cada uno obteniendo una potencia total de 1,742 MWp.

Palabras clave: Panel fotovoltaico, Viabilidad económica, Energía Solar

RESUM

L'objectiu del projecte serà el disseny i estudi d'una planta fotovoltaica de 1,4 MW a Viver (Castelló) juntament amb l'anàlisi de la rentabilitat econòmica de la inversió mitjançant la venda de l'energia produïda mitjançant una connexió directa a la xarxa de distribució.

Al llarg del projecte s'analitzarà la viabilitat d'aquest quant a la instal·lació fotovoltaica sobre la base de diversos paràmetres crítics com l'eficiència o preu de materials maximitzant així el benefici.

La instal·lació estarà formada per 8 caixes de string boxes formada per 90 strings de 36 panells de 550 W cadascun obtenint una potència total de 1,742 MW

Paraules clau: Panell fotovoltaic, Viabilitat econòmica, Energia Solar.

ABSTRACT

The objective of the project will be the design and study of a 1.4 MW photovoltaic plant in Viver (Castellón) together with the analysis of the economic profitability of the investment by selling the energy produced to the distribution network.

Throughout the project, the feasibility of the project will be analysed based on several critical parameters such as efficiency or the price of materials, thus maximizing the benefit.

The installation will consist of 8 string boxes made up of 90 strings in parallel with 36 panels of 550 W each, obtaining a total power of 1,742 MWp.

Keywords: Photovoltaic panel, Economic feasibility, Solar Energy.

ÍNDICE

1. <u>Introducción</u>	
1.1. Antecedentes.....	9
1.2. Objeto del proyecto	12
1.3. Normativa vigente	12
1.4. Efecto fotovoltaico y sus aplicaciones	12
1.5. Emplazamiento... ..	13
2. <u>Diseño de la instalación</u>	14
2.1. Panel fotovoltaico.....	14
2.1.1. Elección del panel fotovoltaico.....	14
2.2. Inversor solar.....	15
2.2.1. Elección del inversor solar.....	16
2.3. Dimensionado de la planta fotovoltaica.....	17
2.4. Distribución del campo fotovoltaico.....	20
2.4.1. Paneles en serie.....	20
2.4.2. Paneles en paralelo.....	21
2.5. String box.....	22
2.6. Transformador.....	23
2.7. Sombras.....	24
2.8. Determinación de tipo de estructura.....	25
2.8.1. Ángulo de inclinación óptimo.....	26
2.8.2. Ángulo fijo.....	27
2.8.3. Ángulo variable.....	27
2.8.4. Elección de seguidor solar.....	28
2.9. Cableado y protecciones	30
2.9.1. Tramo 1. Panel-String box.....	30
2.9.1.1. Cálculo de secciones.....	31
2.9.1.2. Cálculo de protecciones.....	34
2.9.2. Tramo 2. String Box-Inversor.....	36
2.9.2.1. Cálculo de secciones.....	36
2.9.2.2. Cálculo de protecciones.....	39
2.9.3. Tramo 3. Inversor-Transformador.....	41
2.9.3.1. Cálculo de secciones.....	41
2.9.3.2. Cálculo de protecciones.....	44
2.9.4. Secciones toma a tierra	
3. <u>Análisis económico</u>	
3.1. Performance Ratio.....	49

3.2. Energía producida e inyectada a red...	50
3.3. Precio de la energía.....	51
3.4. Mantenimiento de la instalación	54
3.5. Presupuesto	54
3.6. Rentabilidad económica del proyecto.....	60
4. <u>Conclusión</u>	62
5. <u>Pliego de condiciones</u>	63
6. <u>Bibliografía</u>	70
7. <u>Planos</u>	74
8. <u>Anexos</u>	80

INDICE DE ILUSTRACIONES

Imagen 1.1. Evolución de emisiones gases efecto invernadero en España.....	10
Imagen 1.2 Precio de la electricidad durante el 15/05/2021.....	11
Imagen 1.3. Emplazamiento de la instalación fotovoltaica en Viver, Castellón.....	13
Imagen 2.1. Trina Solar “TSM-DE19M”	15
Imagen 2.2. Inversor INGETEAM 1400 TL B540.....	17
Imagen 2.3. Energía producida por el módulo fotovoltaica a diferentes temperaturas.....	18
Imagen 2.4. Rango de potencia recomendado para el inversor seleccionado.....	18
Imagen 2.5. Energía producida por un sistema sobredimensionado respecto un sistema estándar.....	18
Imagen 2.6. Esquema de un transformador.....	24
Imagen 2.7. Sombras parciales en instalación de placas solares.....	25
Imagen 2.8. Factor de corrección para temperatura ambiente.....	32
Imagen 2.9. Factor de corrección por agrupamiento de varios circuitos.....	33
Imagen 2.10. Factor de corrección para cables soterrados en terrenos con diferentes resistividades.....	33
Imagen 2.11. Intensidades máximas admitidas por el cableado en función de la sección.....	34
Imagen 2.12. Gráfica tiempo de activación fusible-corriente prevista	36
Imagen 2.13. Factor de corrección para las diferentes temperaturas.....	37
Imagen 2.14. Factor de corrección por agrupamiento de circuitos.....	38
Imagen 2.15. Factor de corrección para cables soterrados con diferentes resistividades.....	38
Imagen 2.16. Intensidad admisible en función de la sección del conductor.....	39
Imagen 2.17. Gráfica tiempo de activación fusible-corriente prevista.....	41
Imagen 2.18. Corriente máxima admitida por el cableado en función de la sección.....	43
Imagen 2.19. Factor de corrección por agrupamiento de varios circuitos.....	43
Imagen 2.20. Intensidades máximas admitidas en función de la sección.....	44
Imagen 2.21. Gráfica tiempo de activación fusible-corriente prevista.....	47
Imagen 3.1. Precios de casación de la electricidad en 2022.....	52
Imagen 3.2. Precios de casación de la electricidad en 2023.....	52
Imagen 3.3. Precio de casación de la electricidad medio del día y durante las horas solares....	53

Imagen 5.1. Relación entre las secciones de los conductores de protección y fase.....67

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Elección de módulo fotovoltaico.....15

Tabla 2.2. Elección de inversor solar.....16

Tabla 2.3. Inclinaciones máximas durante el año en el emplazamiento elegido.....26

Tabla 2.4. Producción energética con estructura fija frente a seguidores.....29

Tabla 2.5. Energía anual por área con estructura fija y seguidor.....29

Tabla 2.6. Elección de seguidor solar.....30

Tabla 2.7. Parámetros de línea a temperaturas extremas.....46

Tabla 2.8. Tiempos de disparo de fusible a temperaturas extremas.....46

Tabla 3.1. Energía producida e inyectada en red de la instalación fotovoltaica.....51

Tabla 3.2. Precio medio de la electricidad durante el año durante las horas solares.....54

Tabla 3.3. Presupuesto resumen del proyecto.....60

Tabla 3.4. Rentabilidad económica del proyecto.....61

INDICE DE GRÁFICA

Gráfica 3.1. Generación eléctrica de la instalación fotovoltaica.....50

1. Introducción

1.1. Antecedentes

A finales 2020 se incrementó justificadamente la ambición sobre la situación climática actual. Se ampliaron los objetivos de reducción de emisiones perjudiciales para el medioambiente de cara a 2030, establecidos en las *Conclusiones del Consejo Europeo* de octubre de 2014 aprobadas en el “Marco 2030” [1]. Estableciéndose que para 2030 las emisiones deben reducirse un 55% en comparación a 1990.

Por otra parte, España, desde el 12 de enero de 2017, es integrante del *Acuerdo de París* [2], por el que se compromete a la reducción del calentamiento global en este siglo por debajo de 2 grados centígrados y con una dedicación activa para limitarlo a 1,5 grados centígrados. Por parte de España, bajo este contexto y con una situación de cambio climático alarmante a nivel global, se esperaba gran reducción de emisiones respecto años anteriores y, por ende, un sistema de generación de energía acorde a estas necesidades.

No más lejos de la realidad, actualmente persiste una gran presencia de los sistemas de generación energéticos utilizando recursos de origen fósil y pese a que en 2020 se consiguieran un descenso de emisiones de gases de efecto invernadero de un 38,6% [3] respecto a 2005 y fuese la primera vez que en el periodo 1990-2020 donde las emisiones se vieran reducidas respecto a 1990, la situación continúa siendo delicada. Los grandes resultados de 2020 fueron mayoritariamente debido a la pandemia del COVID-19 y sus consecuencias, limitaciones de actividad y movilidad a la población, quienes nos ofrecieron una imagen alejada de la realidad en cuanto a generación de emisiones se refiere. Desafortunadamente, este hecho se puede confirmar analizando los datos del año 2022, [4] donde la vida ha vuelto a discurrir de forma ordinaria. Las emisiones de gases de efecto invernadero de España se vieron aumentadas en un 9%, siendo superiores en un 5,7% respecto al año anterior, 2021, como se puede observar en la *imagen 1.1*. El 108% de aumento en el consumo de energía por parte del sector de la aviación nos confirma como los indicadores, pese a contener buenos resultados, eran consecuencia de una situación anómala y temporal.

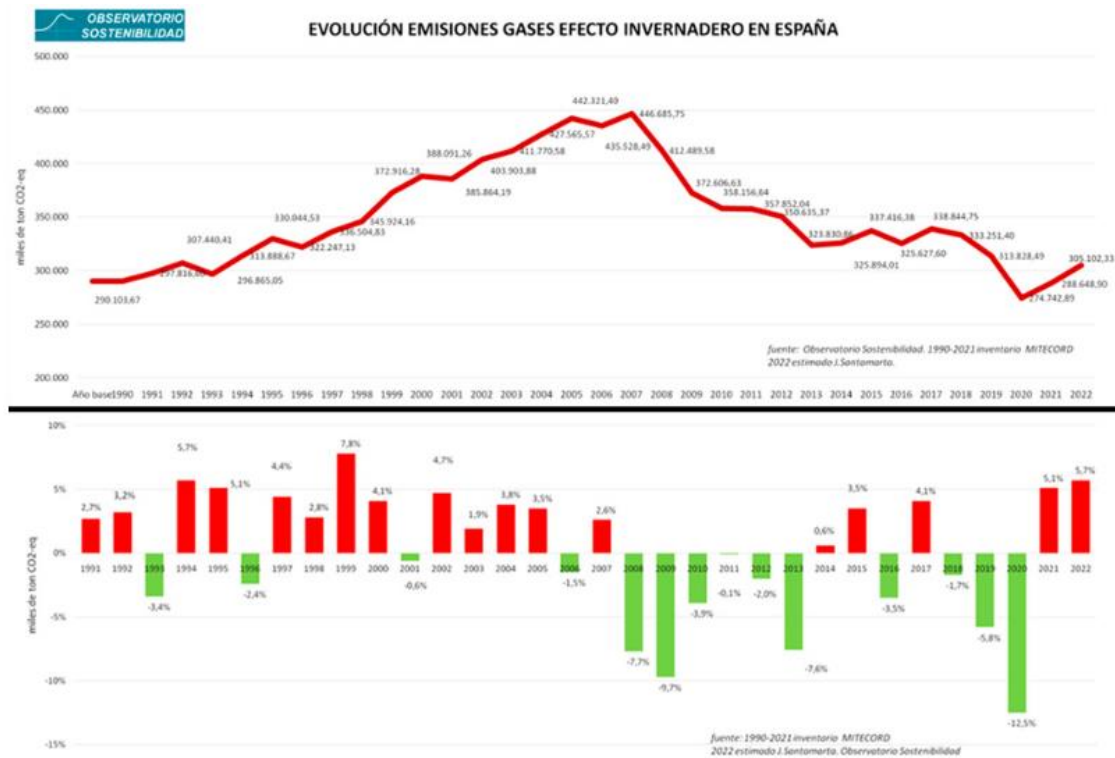


Imagen 1.1. Evolución de emisiones gases efecto invernadero en España [5]

Por lo mencionado anteriormente España está trabajando para que las energías renovables tengan un papel protagonista en el camino hacia la descarbonización del sistema eléctrico actual. Durante 2022 se ha aumentado un 8% la potencia renovable instalada en España, destacando por encima del resto la energía fotovoltaica.

No obstante, la invasión de Rusia a Ucrania ha provocado aumentos incontrolados de precio de la electricidad, siendo el gas natural el gran favorecido respecto a otras energías, consiguiendo presencia líder en generación de electricidad en diversos momentos del año.

Pese a este inconveniente fuera del alcance de cualquier organismo del estado, durante el año pasado y en este se está realizando un gran aumento de potencia instalada en energía solar, destacando instalaciones de autoconsumo. Esto es debido a subvenciones por parte del estado y el fondo europeo y como alternativa para combatir los altos precios de electricidad por el conflicto bélico. Los resultados reflejan que se finalizó el año con un aumento notable de la producción anual fotovoltaica, un 33% [6] superior respecto al año anterior.

Esta apuesta por la energía solar fotovoltaica no es ninguna sorpresa. Según un estudio de *Green Rhino Energy*, [7] España recibe una irradiación solar entre 1.600 W/m² y 1.950 W/m² posicionándose como el país europeo con más potencial en la obtención de energía solar fotovoltaica.

La generación fotovoltaica no solo contiene ventajas por las emisiones que no genera respecto a las energías que usan combustibles fósiles.

Primeramente, la energía solar fotovoltaica es líder en generación de empleo, en el 2021 generó 90.742 empleos, una cifra al alza si observamos que en 2020 se crearon alrededor de 60.000 empleos [8].

Además, la implantación masiva de instalaciones de autoconsumo origina que la generación y distribución eléctrica sea de una manera distribuida. Las instalaciones fotovoltaicas pueden colocarse en cualquier superficie mientras se reciba gran cantidad de radiación solar ininterrumpidamente generando electricidad de una manera descentralizada y evitando la necesidad de transportar electricidad a largas distancias haciendo así un sistema eléctrico español más resiliente.

Respecto al futuro próximo de la energía solar fotovoltaica en España, El Plan Nacional [9] Integrado de Energía y clima (PNIEC) ha establecido en 50.000 MW de potencia instalada el objetivo para la energía fotovoltaica en 2030.

Objetivo ambicioso que, significará la continuación de instalaciones tanto de autoconsumo como a grandes escalas. La reducción continua del precio las placas solares junto con las subvenciones si persisten provocarán que se continúen instalando parques solares como instalaciones de autoconsumo doméstico con menos precio por watio.

No obstante, actualmente en España con la potencia instalada que se dispone, en los últimos meses se está acentuando la necesidad de sistemas de almacenamiento en las instalaciones fotovoltaicas para su rentabilidad económica.

Esto es debido al aumento de oferta por esta masiva bajada de precios en los elementos de la instalación junto con ayudas económicas ha provocado un gran aumento en las instalaciones de autoconsumo, repercutiendo directamente en los precios de la electricidad, descendiendo bruscamente en las horas de sol como se puede observar en la *imagen 1.2*.

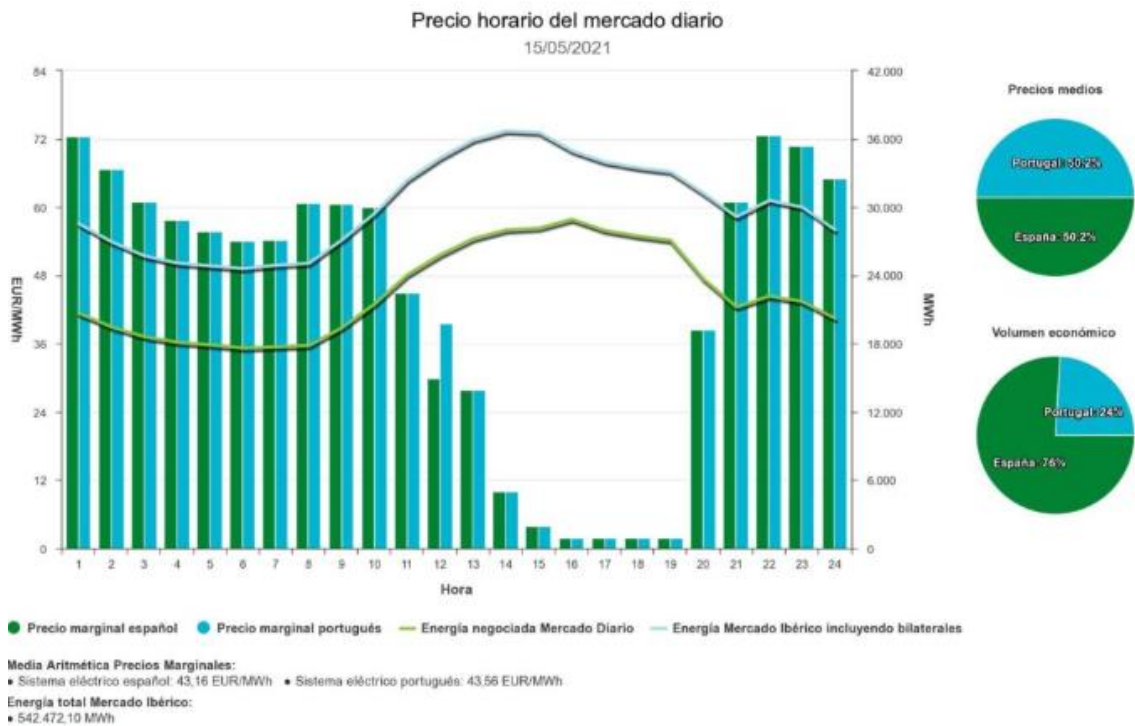


Imagen 1.2 Precio de la electricidad durante el 15/05/2021. [10]

Así pues, las rentabilidades de instalaciones fotovoltaicas sin sistema de almacenamiento tendrán cada vez más tiempo de retorno de la inversión o se instalarán las placas junto a baterías de litio u otro sistema de almacenamiento encareciendo el precio de las instalaciones fotovoltaicas.

1.2. Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto tiene como finalidad el diseño y estudio de una planta fotovoltaica de 1,4 MW con un inversor central.

El promotor del proyecto será Frajav Solar Investment Two Sociedad Limitada, entidad que se declara su actividad principal como promoción, construcción, desarrollo, compraventa y arrendamiento no financiero de toda clase de instalaciones solares fotovoltaicas. El proyecto se abordará con un interés económico debido a que toda la energía producida será vertida a red mediante la distribuidora, en este caso Iberdrola.

1.3. Normativa vigente

Para la realización del proyecto se ha asegurado de cumplirá la normativa vigente:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Ley 82/1980 de 30 de diciembre, sobre conservación de la energía.

1.4. Efecto fotovoltaico y sus aplicaciones

El efecto fotovoltaico es el nombre que recibe la producción de corriente eléctrica debido al contacto de dos piezas de distinto material expuesto a la radiación electromagnética, radiación procedente de la luz solar. Descubierta en 1839 por el científico francés Edmond Becquerel determinó que la generación de electricidad podía aumentar con la luz solar. [11]

La generación de corriente a partir de luz solar se realiza en las células fotoeléctricas, también llamadas células solares o células fotovoltaicas las cuales comúnmente están formadas por silicio tanto monocristalino como policristalino en función de las necesidades del usuario, debido a sus propiedades y la abundancia en la naturaleza del material. Las células se agrupan en grupos de 60 en paneles fotovoltaicos, los generadores de electricidad en las plantas fotovoltaicas.

De esta manera, la energía fotovoltaica, es la energía que aprovecha de manera renovable, sin emisiones perjudiciales para el medioambiente, la radiación solar mediante el efecto fotoeléctrico. Diversas aplicaciones hacen uso de esta energía en el día a día, desde alumbrado público, hasta aplicaciones agrícolas como bombeo de agua o sistema de riego ya que estas actividades suelen ser en localizaciones no bien conectadas fuera de ciudades sin acceso a red eléctrica. [12]

1.5. Emplazamiento

El terreno en el cual se llevará a cabo el estudio del proyecto y por tanto tomará lugar la instalación fotovoltaica se encuentra en la parcela 30, en el polígono 53, en el término municipal de Viver, provincia de Castellón.

Los datos de interés de la parcela elegida son los siguientes:

- Provincia: CASTELLÓN
- Municipio: VIVER
- Superficie: 36.046 m²
- Localización: 39.93243660, -0.6156303070

Se presenta en la *imagen 1.3* una visualización aérea de la localización.



Imagen 1.3. Emplazamiento de la instalación fotovoltaica en Viver, Castellón [13]

2. Diseño de la instalación

2.1. Panel fotovoltaico

En el efecto fotovoltaico los paneles solares son protagonistas debido a que son los encargados de absorber la radiación [14] procedente del sol y generar energía mediante la conversión de esta radiación en energía eléctrica. Están formados por células fotovoltaicas que en función del tipo de célula que los forman, se pueden clasificar en:

- Cristalinas
 - Monocristalinas
 - Policristalinas
- Amorfas

Hoy en día, los paneles solares con células cristalinas presentan mayor rendimiento, es por eso por lo que son comúnmente más usadas en instalaciones fotovoltaicas.

2.1.1. Elección del panel fotovoltaico

La elección del panel fotovoltaico a utilizar en la instalación conlleva consecuencias sustanciales en el resto del proyecto debido a que es el elemento que más abunda en la instalación y el generador de energía y por ende con inferencia en el aspecto económico.

En la búsqueda del panel solar óptimo para el tipo de instalación tendremos diversos parámetros en cuenta. El coste del panel, no obstante, este puede no ser de gran influencia para la elección ya que también se tendrán en cuenta aspectos como eficiencias máximas, fiabilidad y corrientes de máxima potencia.

Para asegurar una fiabilidad excelente y obtener una producción de energía ininterrumpida se buscarán modelos de paneles de diversas potencias altas de marcas reconocidas en el mercado, específicamente participarán en la búsqueda ATERSA, LLONGI JINKO Y JA SOLAR. Marcas con suministro internacional a instalaciones de todo tipo (aislada, con excedentes en red, parques solares etc.) con positivas reseñas en sus productos.

MARCA	MODELO	Eficiencia max (%)	Pot. Máxima (W)	Corriente máx (A)	Coste Panel (€)	€/Wp
ATERSA	A-550M	21,3	550	13,48	201,34	0,37 €
TRINA SOLAR	TSM-DE19M 550	21	550	17,4	232,66	0,42 €
JA-SOLAR	JAM54S30 550/MR	20,7	550	13,93	209,9	0,38 €
LONGI	LR5-72HPH-505-M	21,3	550	10,56	228,36	0,42 €
JINKO	JKM460M-60HL4	21,32	565	13,48	211	0,37 €
TRINA SOLAR	TSM-DE17M 455	20,8	455	11,06	187,55	0,41 €

Tabla 2.1 Elección de módulo fotovoltaico

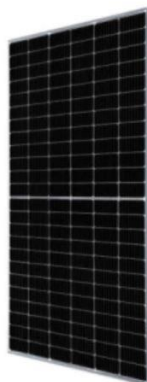


Imagen 2.1. Trina solar "TSM-DE19M"

Una vez analizado los diferentes parámetros de los paneles elegidos se puede observar cómo, la relación coste del panel-potencia máxima es mayor en el panel elegido TRINA SOLA 550. No obstante, como se ha mencionado anteriormente se analizarían diversos parámetros en la elección del elemento crucial para la instalación. De esta manera, se puede observar como el presenta unas corrientes máximas por panel muy superiores al resto pudiendo poner más paneles en serie respecto las otras alternativas. Esto significará que el ahorro económico en cableado debido a la reducción de strings en paralelo, el cual compensará el mayor coste €/kW por panel (6 céntimos por panel aproximadamente).

2.2. Inversor solar

Otra elección fundamental en el desarrollo del proyecto es, sin duda, el tipo de inversor que se usará.

El inversor es el dispositivo encargado de transformar la corriente continua procedente de los paneles a corriente alterna de salida a la red, si se produjera algún fallo en el inversor o el conjunto de inversores la producción de energía inyectada a la red se vería directamente afectada.

Existen dos posibilidades a la hora de diseñar el dimensionado del inversor y, por ende, la planta fotovoltaica. Con la elección de un inversor central, o con la implantación de varios

microinversores. Ambas posibilidades presentan diferentes ventajas respecto a la otra alternativa.

Primeramente,[15] con un inversor central, inusualmente dos depende del tamaño del sistema, el mantenimiento de la instalación es de menor dificultad ya que no es necesario identificar el inversor que tiene el problema, que puede tratarse de una tarea complicada según la instalación. También económicamente es ventajoso el uso de un inversor central ya que son menos costosos y cada vez más accesibles, además presenta menos conexiones en el sistema, produciendo que suelen haber menos fallas en el cableado y sea necesaria menos inversión de capital en el mismo. No obstante, los inversores centrales presentan garantías de menos años (8 o 12 normalmente) frente a los microinversores (25 años comúnmente).

Por otra parte, el diseño del sistema con microinversores principalmente presenta sus ventajas en dos aspectos. La maximización de la producción de electricidad solar si aparecen ligeras diferencias de corrientes en los paneles ya que en caso del inversor central la producción se reduce al panel de menor producción en cadena, y si se presenta un sistema con diferentes ángulos óptimos de inclinación o sombras parciales en diferentes momentos del día con microinversores se asegurarán de que se recolecte toda la energía disponible. Además, con los microinversores si en un futuro se quisiera hacer una ampliación de la potencia instalada sería de gran facilidad añadiendo otro inversor sin necesidad de instalar inversores centrales.

En resumen, en sistemas donde se presenten desniveles notables con inclinaciones de panel diferentes o con interés de aumentar a futuro la explotación de la energía en la parcela los microinversores son definitivamente de mayor interés. No obstante, la reducción de precio, así como la sencillez en detección de fallos junto con las características de la parcela y el proyecto (apenas desnivel en el área y sin interés en ampliar la instalación de cara a futuro) se decide realizar el proyecto con un inversor central alimentado por los paneles fotovoltaicos.

2.2.1. Elección del inversor solar

Como se ha concluido anteriormente se buscará un inversor central que contenga los requisitos que se buscan para el proyecto. La compañía distribuidora ha concedido un punto de conexión de 1,4 MW. Por ello se buscará un inversor de potencia sobre los 1,4MW, grandes rendimientos, tensión y corriente elevados para tener mayor maniobrabilidad para diseño de strings de la planta serán los parámetros de mayor importancia que se tendrán en cuenta.

Con estas necesidades se han propuesto los siguientes inversores.

FABRICANTE	SMA	POWER ELECTRONICS	INGETEAM	ABB	ZGR-SOLAR
MODELO	SUNNY CENTRAL 100CP XT	HEMK-FS1910K	1400TL B540	PVS800-IS-1750W-B	CTR 1250
POTENCIA MÁX (KW)	1122	1910	1403	2x1050	1250
TENSION CC MAX ENTRADA (V)	1000	1500	1500	1100	1500
RANGO MPPT (V)	625-850	849-1500	769-1300	525-825	800-1300
CORRIENTE CC MAX ENTRADA (A)	1635	2295	1870	2x1710	1750
CORRIENTE CA SALIDA (A)	1568	1837	1500	2x1445	1312
EFICIENCIA (%)	98,7	98,76	98,9	98,7	99

Tabla 2.2. Elección de inversor solar

La alta eficiencia, la potencia del inversor muy próxima a la deseada y con un fabricante de producción nacional que será de ayuda en caso de que sea necesario mantenimiento junto con el renombre a nivel internacional con buenas valoraciones en sus productos llevan a elegir al *inversor INGETEAM 1400TL B540* de 1,4 MW de potencia como inversor central para el proyecto.



Ingeteam

Imagen 2.2 Inversor INGETEAM 1400 TL B540

2.3. Dimensionado de la planta fotovoltaica

Una vez elegido el inversor, *INGETEAM 1400 TL B540*, de 1,4 MW de potencia y los paneles de alta corriente, *TSM-DE19*, de 550 W se puede calcular el número máximo de módulos posibles en la instalación.

Para ello remarcar que se sobredimensionará la potencia de los módulos totales. Esto es debido a varios factores.

Primeramente, durante la inmensa mayoría del tiempo el panel fotovoltaico no ofrece la potencia indicada en su ficha técnica, 550 W en nuestro caso, esto es debido a que esta potencia se dará bajo unas condiciones de prueba estándar, *STC (standar test condition)*, en donde se establece una irradiancia, temperatura y masa de aire determinadas las cuales diferirán de las condiciones reales durante el año en Viver reduciendo la energía extraída del panel como se aprecia en el ejemplo de la *imagen 2.3*. [15]

Example output power of a 100kWp PV array under different conditions

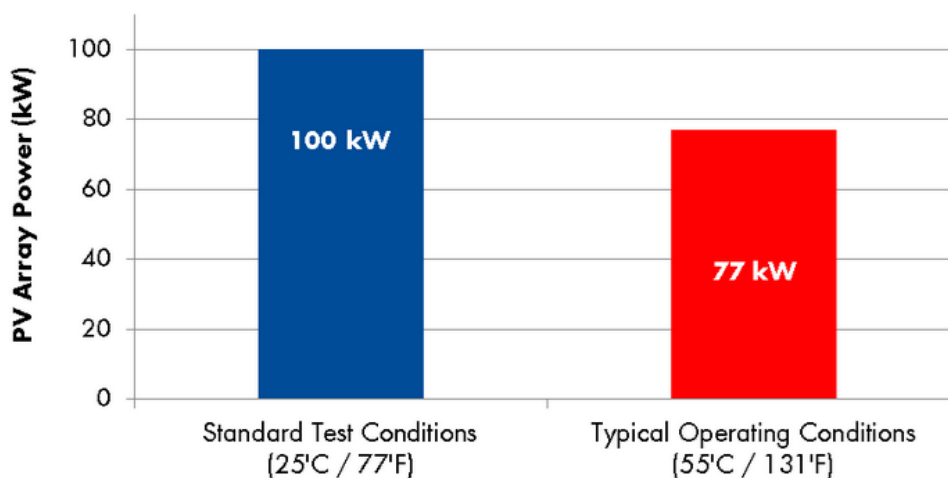


Imagen 2.3. Energía producida por el módulo fotovoltaica a diferentes temperaturas. [16]

Seguidamente, los inversores pueden gestionar un campo con una entrada de potencia mayor que la potencia indicada, 1,4 MW en nuestro caso, como se puede observar en la imagen 2.4. donde la máxima potencia que admite el inversor es de 1.824 Wp es decir, un 130% de la potencia indicada.

	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
Valores de Entrada (DC)					
Rango pot. campo FV recomendado ¹⁾	1.157 - 1.520 kWp	1.389 - 1.824 kWp	1.487 - 1.952 kWp	1.543 - 2.026 kWp	1.582 - 2.077 kWp

Imagen 2.4. Rango de potencia recomendado para el inversor seleccionado

Finalmente, si no se sobredimensionara y se dieran las condiciones idóneas para extraer la máxima potencia del inversor no estaríamos maximizando la potencia del equipo como se puede ver claramente en la imagen 2.5:

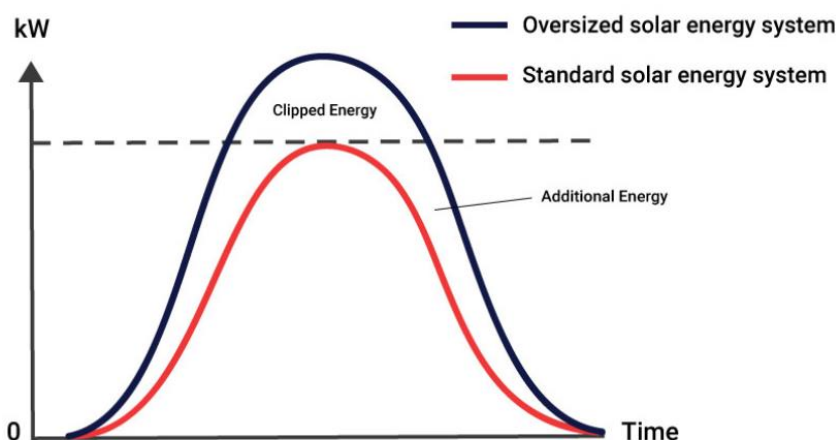


Imagen 2.5. Energía producida por un sistema sobredimensionado respecto un sistema estándar.

Pese a tener un sobredimensionamiento de la instalación, por encima de la línea discontinua es energía no aprovechable, vemos como el área encerrada en la gráfica azul junto con la línea discontinua es mayor que el área encerrada por la gráfica roja y por tanto la energía producida es mayor con el sobredimensionamiento.

La energía sobredimensionada no utilizada será gestionada de una manera segura por el inversor siempre que respetemos el parámetro estipulado en la ficha técnica, en nuestro caso 1.24 Wp. De esta manera el inversor ajustará el valor de tensión a la salida para que no supere la potencia nominal.

Este método de recorte de tensión asegurando la integridad de la instalación es conocido como “clipping” o recorte de potencia.

Con el “oversizing” o sobredimensionamiento conseguimos varias mejoras en la instalación:

- Reducción del coste /kWh: pese a tener que aumentar la inversión debido al incremento de paneles fotovoltaicos, la mayor producción energética hace que en la vida media de una instalación fotovoltaica esta inversión sea de gran rentabilidad económica.
- Reducción del coste del inversor: Como hemos visto para sacar el máximo provecho de la instalación el inversor tiene que ser de menos potencia que la potencia pico de los paneles esta reducción de la potencia respecto a un dimensionamiento sin *oversizing* implica una reducción el precio del inversor.
- Mayor producción energética diurna: Será de gran utilidad para la recarga de baterías de la instalación para su venta a posteriori a mayor precio.

Una vez conocido el sobredimensionamiento en instalaciones fotovoltaicas y sus ventajas nos disponemos a calcular el máximo número de paneles totales en la instalación, así como su distribución tanto en serie como en paralelo.

$$N^{\circ} \text{ max paneles} = \frac{\text{Pot entrada max inv (kW)}}{\text{Pot nom panel (kW)}}$$

$$N^{\circ} \text{ max paneles} = \frac{1824}{550} = 3316 \text{ paneles}$$

Así pues, fijándonos el parámetro de potencia máxima de entrada del inversor el número de paneles máximo serán de 3316 paneles. No obstante, maximizar este valor puede llevar a problemas en la instalación debido a sobretensiones es por ello que sobredimensionaremos la potencia del inversor en un 128% garantizando la producción de energía ininterrumpidamente.

Recalculando obtenemos un número de paneles máximos:

$$N^{\circ} \text{ max paneles} = \frac{\text{Pot nom inv (kW)} * \text{Factor de dimensionamiento}}{\text{Pot nom panel (kW)}}$$

$$N^{\circ} \text{ max paneles} = \frac{1400 * 1,28}{550/1000} = 3258 \text{ paneles}$$

En conclusión, el dimensionamiento se realizará teniendo el máximo de 3258 paneles posibles, no obstante, este valor posiblemente varíe en pro de la geometría y ahorro de materiales de la instalación.

2.4. Distribución del campo fotovoltaico

A continuación, se definirá la organización de los paneles maximizando las prestaciones del inversor y módulo elegidos

2.4.1. Paneles en serie

Para conocer la cantidad de paneles fotovoltaicos en serie posibles habrá que atender a la tensión máxima de entrada del inversor elegido ($V_{max\ inv}$), en este caso para nuestro modelo INGETEAM 1400TL B540 hay una tensión máxima de entrada de 1500 V siendo este el máximo que puede llegar desde los paneles.

Así pues, para el cálculo de los paneles en serie se deberá cumplir el siguiente parámetro:

$$V_{max\ inv} = V_{string}$$

$$I_{max\ inv} = I_{string}$$

Además, para el óptimo funcionamiento del inversor la tensión resultante deberá estar en el rango de tensión del punto de máxima potencia, *MPPT*, que para el inversor elegido está entre 769V - 1300V.

Sabiendo que la tensión y corriente de los strings con paneles en serie viene dado por:

$$V_{string} = N^{\circ} \text{ paneles} * V_{oc\ panel}$$

$$I_{string} = I_{panel}$$

Mediante la ficha técnica del panel elegido, *Trina Solar de 550 W*, vemos que la tensión en circuito abierto es de 37.9 V. No obstante, los valores de la ficha técnica son obtenidos en temperatura nominal de funcionamiento de la celda, *NOCT*, establecida en $43^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$. En nuestro caso las temperaturas de funcionamiento en la localización de la instalación fotovoltaica, Viver, puede llegar a bajar a 6°C en la época más fría, lo que producirá un aumento de las

tensiones en los paneles es por lo que es necesario recalcular la tensión en circuito abierto, $V_{oc\ panel}$.

La ficha técnica nos aporta el coeficiente de temperatura de la tensión de cortocircuito, siendo el mismo para las diferentes potencias del panel Trina Solar, - 0.25 %/°C, por tanto, por cada grado centígrado que descienda la temperatura respecto la nominal aumentará la tensión un 0.025% respecto a la de cortocircuito aportada en la ficha técnica.

$$V_{oc\ panel} = V_{oc\ panel} (25^{\circ}\text{C}) * [1 + (-0.0025) * (6 - 43)]$$

Para el caso de Viver contamos con una variación de 37°C lo que supone un aumento de la tensión de cortocircuito en un 9.25%, es decir, la tensión de cortocircuito con la que calcular el número de paneles en serie será de 41.4 V.

Una vez conocidos los datos para las condiciones del proyecto obtenemos el número de paneles en serie máximo posible:

$$N^{\circ}\ \text{paneles} = \frac{V_{max\ inv}}{V_{oc\ panel}}$$

$$N^{\circ}\ \text{paneles} = \frac{1500}{41.4} = 36.22 \approx 36\ \text{paneles en serie}$$

Finalmente, comprobamos que con los 36 paneles en serie el inversor trabajará dentro del rango de máxima potencia, MPPT, 769V - 1300 V.

$$V_{min\ MPPT\ inv} \leq N^{\circ}\ \text{paneles} * V_{mppt\ Panel} \geq V_{min\ MPPT\ inv}$$

$$N^{\circ}\ \text{paneles} * V_{mppt\ Panel} = 36 * 31.6 = 1137.6$$

El inversor trabajará en el rango de MPPT, $769V \leq 1137.6 V \leq 1300V$. Confirmando así que con esta distribución el inversor trabajará en su punto de máxima potencia.

2.4.2. Paneles en paralelo

Una vez conocidos los paneles en serie veremos la cantidad de strings en paralelos necesarios para maximizar la potencia de la instalación.

$$N \text{ strings en paralelo} = \frac{N \text{ paneles max}}{N \text{ paneles en serie}}$$

$$N \text{ strings en paralelo} = \frac{3258}{36} = 90.51 \approx 90$$

Para confirmar que el dimensionamiento es correcto habrá que calcular la intensidad máxima del string, $I_{maxstring}$, que al estar en serie se trata de la corriente de cortocircuito de entrada al inversor, I_{cce} , que le llegaría al inversor y ver que es menor que la corriente de cortocircuito máxima admitida por el inversor, I_{ccinv} , que aparece en la ficha técnica con un valor de 1870 A.

En la ficha técnica del panel, *Trina Solar 550 W*, se observa que tiene una intensidad de corriente de cortocircuito, $I_{ccpanel}$, de 18,52 A. No obstante, al igual que ocurría con la tensión de circuito abierto al variar la temperatura varía la $I_{ccpanel}$, aumentando con la temperatura.

Estimada la máxima temperatura de funcionamiento del panel solar a partir de la ficha técnica en 90°C y con un coeficiente de temperatura para la $I_{ccpanel}$ de un 0.04% se obtiene una corriente de cortocircuito máxima posible de 18,87 A, en este caso el aumento de la corriente de cortocircuito del panel es notoriamente menor que la variación de tensión en circuito abierto debido en parte al inferior coeficiente de temperatura.

Una vez conocida la corriente de cortocircuito máxima del panel, $I_{ccmaxpanel}$, y sabiendo que la corriente de cortocircuito de entrada al inversor, I_{cce} , viene dado por la suma de las corrientes de los strings de la instalación obtenemos:

$$I_{cce} = I_{maxstring} * N^{\circ} \text{ de strings}$$

$$I_{cce} = 18,87 * 90 = 1698,3 \text{ A}$$

$$I_{cce} (1698,3 \text{ A}) < I_{ccinv} (1870 \text{ A})$$

Así pues, tendremos como máximo 90 strings en paralelo. No obstante, el inversor elegido cuenta con hasta 12 entradas con porta-fusible, es por ello, que será necesario el uso de string boxes que agrupen varios strings en paralelo en un cable de mayor sección a la salida de la string box pudiendo llevar toda la energía producida en el parque fotovoltaico al inversor.

2.5. String box

Como se ha mencionado anteriormente las string boxes permitirán llevar la electricidad total producida por los paneles con la cantidad mínima de cableado permitiendo así una inversión menor en material. Las string boxes incorporan fusibles y seccionador en el cableado DC para un mantenimiento seguro. Además, una de las grandes ventajas que presenta la string box es

que permite monitorizar instantáneamente las corrientes de string defectuosas de manera que el mantenimiento sea lo más eficiente posible.

En el momento de la selección de string boxes se observa que el mismo fabricante del inversor central de la instalación realiza también string boxes y con un modelo con 12 entradas y tensión máxima de entrada de 1500 V, al tener mismos parámetros nos aseguramos de que el dimensionamiento de strings, realizado con anterioridad para el inversor sirve para la string boxes.

Así pues, confirmamos que se cumplen los requisitos de funcionamiento de la string box:

- Intensidad máxima de los strings sea menor que la admisible por el fusible de la string box.

$$I_{maxstring} = I (18,87 A) < I_{fusible}$$

Para la string box elegida existen varios fusibles posibles en los que elegir, en este caso elegiremos el de 25 A asegurándonos que con la intensidad máxima de string no aparezcan problemas

- Tensión de entrada de los strings sea menor que la máxima admitida por la string box elegida, 1500 V.

$$V_{maxstring} = V_{oc} * N^{\circ} \text{ paneles}$$

$$V_{maxstring} = 41.4 * 36 = 1490.4 V$$

$$V_{maxstring} (1490.4 V) < V_{maxstringbox} (1500)$$

Calculada la tensión máxima se confirma que se mantendría la integridad de la instalación.

2.6. Transformador

Una vez la corriente ha pasado por el inversor, entrando como corriente continua y saliendo como corriente alterna pudiéndose conectar a red faltará que pase por el transformador.

El transformador se trata de un dispositivo que consigue, mediante el uso de devanados, aumentar la tensión de la corriente eléctrica que ingresa por él, el aumento de tensión será proporcional al número de vueltas del devanado primario sobre el número de vueltas del secundario.

ESQUEMA

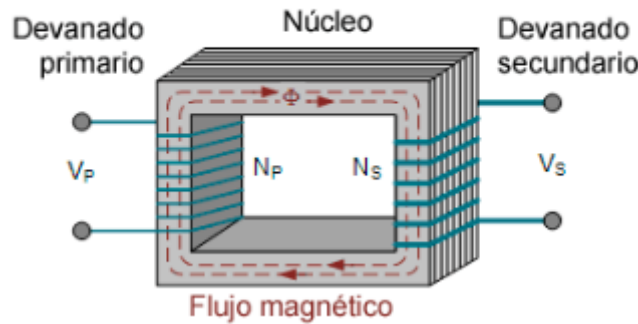


Imagen 2.6. Esquema de un transformador. [17]

$$\frac{N_s}{N_p} = \frac{V_s}{V_p}$$

La potencia a la salida no difiere de la de la entrada por lo que el aumento de tensión producirá una bajada en la intensidad de corriente, esta bajada de intensidad se puede calcular mediante la fórmula de la potencia.

$$P = I \times V$$

No obstante, la fórmula se cumpliría con un transformador teórico, la realidad es que, en la práctica, aunque no son de grandes dimensiones, aparecen pérdidas de energía provocados entre otros por las corrientes de Foucault.

Las pérdidas en la distribución de energía son directamente proporcionales a la cantidad de la intensidad de la corriente eléctrica que se está distribuyendo es por eso que un aumento de la tensión con su correspondiente disminución de intensidad llevará a una notable reducción de pérdidas por el efecto Joule.

$$P = R * I^2$$

Para el proyecto se necesitará un transformador de mayor potencia que la que tenemos a la salida del inversor, 1,4 MW.

De esta manera en el momento de realización del proyecto se realizará un pedido a Schneider Electric u otro fabricante referente de un transformador de 1,6 MW con entrada a 540 V y salida a 20 kV para su conexión a la red de transporte.

2.7. Sombras

El enemigo principal de la producción fotovoltaica es, sin duda, las sombras las cuales reducen la cantidad de electricidad generada en la instalación y se pueden generar puntos calientes o "hot spots" en la instalación. Estos se generan en zonas localizadas del panel solar donde parte

de la energía que le llega al panel se disipa, produciendo una menor potencia de salida y una aceleración de la degradación de los materiales del panel en el área afectada. [18]

producen que pueden aparecer en el panel fotovoltaico, pudiendo aparecer por sombras de elementos ajenos a la instalación fotovoltaica, por ejemplo, edificios o árboles, o por sombras producidas por elementos de la instalación fotovoltaica, es decir, sombras generadas por los mismos paneles.

En nuestro proyecto al tratarse de una zona sin construcción de edificios ni árboles en la parcelas ni zonas colindantes los elementos ajenos a la instalación no provocarán problema así pues nos centraremos en las distancias necesarias para que los paneles no generen sombras entre sí como ocurre en la *imagen 2.7*.



Imagen 2.7. Sombras parciales en instalación de placas solares. [19]

No obstante, para conocer la distancia mínima a la que hay que situar las filas de paneles primero deberemos hallar el tipo de estructura que se utilizará, de ángulo fijo o de ángulo variable.

2.8. Determinación de tipo de estructura

A continuación, se determinará la inclinación que consigue mayor producción en la instalación y analizar la rentabilidad de incluir ángulo fijo o por el contrario estructura con seguidores solares.

2.8.1. Ángulo de inclinación óptimo

Para este cálculo se ha elegido un el día 15 en todos los meses para tener un valor más representativo que con un día próximo a otros meses.

Será necesario conocer la declinación solar, [20] ángulo que forma la línea Sol-Tierra y el plano del ecuador celeste y la altura solar, el ángulo entre la dirección del sol y el horizonte ideal. Ambos valores vienen dados por las fórmulas:

$$\text{Declinación Solar} = 23,45^\circ * \text{sen} \left[\frac{360 * (d + 284)}{365} \right]$$

Siendo:

d = Día del año (0-365)

$$\text{Altura Solar} = 90^\circ - \phi - \text{Declinación Solar}$$

Siendo:

ϕ = Latitud

Finalmente, para conocer la inclinación máxima durante el año:

$$\text{Inclinación} = 90^\circ - \text{Altura solar}$$

Operando para cada día de 15 de mes.

Mes	Día	Declinación Solar	Altura Solar	Inclinación
Enero	15	-21,269	28,80	61,20
Febrero	46	-13,289	36,78	53,22
Marzon	74	-2,819	47,25	42,75
Abril	105	9,415	59,48	30,52
Mayo	135	18,792	68,86	21,14
Junio	166	23,314	73,38	16,62
Julio	196	21,517	71,58	18,42
Agosto	227	13,784	63,85	26,15
Septiembre	258	2,217	52,28	37,72
Octubre	288	-9,599	40,47	49,53
Noviembre	319	-19,148	30,92	59,08
Diciembre	349	-23,335	26,73	63,27

Latitud de la parcela	39,9324366
-----------------------	------------

Tabla 2.3. Inclinaciones máximas durante el año en el emplazamiento elegido.

Como se puede observar el mes donde se presenta mayor grado de inclinación es en diciembre, 63,27°.

2.8.2. Ángulo fijo

Con los paneles fijos deberemos conocer el ángulo de inclinación óptimo del panel, β_{opt} , el cual depende de la latitud de la parcela, ϕ , donde se realiza el proyecto y viene dado por la fórmula:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0.69 * \phi$$

Habiendo una latitud de 39.93243° obtenemos un ángulo de inclinación óptimo de 31,253°.

Una vez conocido el ángulo óptimo calcularemos las sombras para el caso más desfavorable, en el mes de diciembre, como se puede ver en el anexo I.

$$s = L * \cos(\beta_{opt}) = 2.384 * \cos(31.253) = 2.038m$$

$$a = L * \sen(\beta_{opt}) = 2.384 * \sen(31.253) = 1.237 m$$

$$d = \frac{a}{\tan(\gamma)} = \frac{1.237}{\tan(26,73)} = 2.46 m$$

$$D = s + d = 4.494 m$$

Multiplicando por el ancho del panel se calcula el área necesitada por cada panel

$$A_{angfijo} = D * AnchoPanel = 4,494 * 1.134 = 5,096 m^2$$

2.8.3. Ángulo variable

Otra opción será que los paneles varíen el ángulo de inclinación consiguiendo así que los rayos incidan con la mayor perpendicularidad posible y, por ende, una mayor producción.

No obstante, la variación del ángulo durante el año produce que en los meses donde el sol tiene menor altura solar se produzcan más sombras en el panel y no siempre sea más rentable hacer uso de ángulo variable en la instalación.

El mes en el que el sol presenta menos altura solar y por ende mayor sombra es diciembre con $26,73^\circ$ por lo que el panel tendrá una inclinación de $63,27^\circ$ para que incidan los rayos perpendicularmente.

$$s = L * \cos(\beta_{\max}) = 2.384 * \cos(63,27) = 1,072 \text{ m}$$

$$a = L * \sin(\beta_{\max}) = 2.384 * \sin(63,27) = 2,129 \text{ m}$$

$$d = \frac{a}{\tan(\gamma)} = \frac{2,129}{\tan(27,47)} = 4,095 \text{ m}$$

$$D = s + d = 5,167 \text{ m}^2$$

Multiplicando por el ancho del panel se calcula el área necesitada por cada panel

$$A_{\text{angfijo}} = D * \text{AnchoPanel} = 5,167 * 1.134 = 5,86 \text{ m}^2$$

2.8.4. Elección de seguidor solar

Una vez conocidas las áreas necesarias en ambos casos, se analiza la energía producida por metro cuadrado hallando así la distribución más rentable para la instalación.

Mes	Ángulo Fijo (kWh)	Ángulo Vertical Variable (kWh)
Enero	71,39	79,53
Febrero	72,83	83,43
Marzo	87,87	104,66
Abril	87,74	110,77
Mayo	96,58	128,56
Junio	99,14	136,07
Julio	103,73	141,61
Agosto	96,99	126,44
Septiembre	83,77	101,84
Octubre	78,32	90,56
Noviembre	66,98	75,18
Diciembre	67,89	75,15
Energía anual por panel	1013,23	1253,8
Energía anual instalación	3209912,64	3972038,4

Tabla 2.4. Producción energética con estructura fija frente a seguidores

	Ángulo Fijo	Ángulo Vertical Variable
Energía anual por área (kWh/m ²)	198,828	213,959

Tabla 2.5. Energía anual por área con estructura fija y seguidor

Tras el cálculo de energía anual por área se puede confirmar que la estructura con ángulo variable es la más rentable para la instalación.

El seguidor solar, también conocido como solar tracker, es un sistema que mediante un motor acoplado a la estructura de que sostiene los paneles consigue que la incidencia de la radiación durante el día sea con la mayor perpendicularidad posible. Esta perpendicularidad provocará un gran aumento de la energía producida, gracias a un aumento del rendimiento de entre un 20% a un 35%.

Pese a que en nuestro proyecto se utilizará un seguidor con eje horizontal también existen otras alternativas que presentan mejoras de producción respecto a la estructura fija.

De esta manera, se ha instalado en varias instalaciones de gran capacidad seguidores polar, donde el seguimiento se realiza de forma oblicua con el eje de giro, o seguidor en un eje azimutal, el cual la superficie de los módulos gira en un eje vertical de manera que la superficie coincida con el meridiano local durante la producción solar. [21]

Para encontrar el seguidor óptimo se tendrán en cuenta varios parámetros en el momento de la elección. Fiabilidad del producto, debido a que un fallo en el seguidor dejando los paneles con una errónea orientación provocaría un considerable descenso de la producción, precio del producto y capacidad de la estructura, ya que tendrá efectos directos en la rentabilidad de la inversión.

Con el fin afianzar la fiabilidad del producto y evitar mantenimientos esporádicos que descuidan la producción anual se analizan productos de tres fabricantes nacionales, PVH, Axial Structural Solutions y Soltec con presencia en instalación de seguidores en proyectos internacionales de gran capacidad.

Se obtiene la siguiente tabla con los productos más destacados de cada fabricante.

FABRICANTE	MODELO	CAPACIDAD	PRECIO	Kwp	€/Kwp
Pvh	Monoline 3H	90	5.075,00 €	49,5	102,53 €
Axial Structural Solutions	1VTwin	60	3.075,00 €	33	93,18 €
Soltec	SF7	90	4.850,00 €	49,5	97,98 €

Tabla 2.6. Elección de seguidor solar.

De esta manera se puede observar cómo Axial Tracker pese a tener menor capacidad de módulos fotovoltaicos ofrece la mejor oferta económica de los 3 seguidores solares. Así pues, al tener 3168 paneles se necesitarán 53 estructuras, la cuales irán 33 con su máxima capacidad a 60, 38 a la mitad de su capacidad, 30 y una llevará 48 paneles.

2.9. Cableado y protecciones

Para realizar el diseño del cableado se dividirá el sistema en tres partes. Por un lado, en corriente continua, habrá dos zonas diferenciadas, primeramente, el cableado que conecta los paneles junto con la string box, el tramo 1, y la otra zona el cableado de la string box hacia el inversor central, tramo 3. Finalmente, la última parte constará del cableado de corriente alterna el cual se trata del cableado del inversor hasta el transformador, tramo 3.

Se tendrá en cuenta los tres criterios definidos por la normativa vigente en España. La caída de tensión máxima, el criterio térmico y la temperatura de cortocircuito.

2.9.1. Tramo 1. Panel-String box

2.9.1.1. Cálculo de secciones

Primeramente, se trata el **REAL DECRETO 1663/2000**, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

En este decreto se indica que en instalaciones generadoras de baja tensión la caída de tensión de máxima entre el generador y el punto de interconexión es del 1,5%.

Se definirá la sección del cableado de manera que se asegure que no se supera la caída de tensión máxima establecida entre el panel y el conexionado a la red de transporte.

La sección viene dada por:

$$S_{min} = \frac{2 * I * L}{\Delta V * V * \gamma}$$

Siendo:

S_{min} = Sección mínima del cableado.

I = Intensidad máxima del cableado.

L = Longitud del tramo calculado.

ΔV = Caída de tensión máxima.

V = Tensión en el punto de máxima potencia.

γ = Conductividad del material del cableado a 20 grados, para el proyecto 58 m/(mm²*Ω).

Como se puede observar mediante la fórmula de la sección, la longitud y la intensidad son directamente proporcionales a la sección requerida.

Se calculará la sección mínima para el strings más restrictivo (el que haya mayor longitud de cable entre el panel más alejado y la string box) y se dimensionará a la misma sección el resto de cableado de la instalación. De esta manera, se asegura que el sistema cumple el criterio de caída de tensión con una sección uniforme que será de gran ayuda en el momento del suministro de materiales.

La caída de tensión máxima establecida será de 0,7% de manera que en el resto de los tramos haya una caída de tensión similar en proporción a distancias de cableado.

La intensidad máxima del string y la tensión en el punto de

El string más restrictivo tiene una longitud de cableado del panel más alejado a la string box de 68 metros, que a efectos de cálculo se tomará 70 metros como distancia. De esta manera se obtiene una sección mínima de:

$$S_{min} = \frac{2 * I * L}{\Delta V * V * \gamma}$$
$$S_{min} = \frac{2 * 18.83 * 70}{0.007 * 1191.64 * 58} = 5.45 \text{ mm}^2$$

Una vez obtenido la sección mínima, 5,45 mm², se elige la inmediatamente superior normalizada, en este caso 6 mm².

Tras hallar la sección mínima que cumple la caída de tensión establecida se dispone a calcular la sección mínima que cumpla el criterio térmico o intensidad máxima admisible viene indicada

por la **Norma UNE-HD 60364-5-52**, publicada en 2014, el cual se expresa la intensidad máxima en función de diversos factores:

$$I_{adm} = Ft * Fa * Fr * Fs * I * 1,25$$

Siendo:

I_{adm} = Intensidad máxima a soportar por el criterio térmico

Ft = Factor corrector debido a temperatura máxima de la localización de la instalación

Fa = Factor corrector debido a la agrupación de cableado

Fr = Factor corrector debido a la resistividad del terreno

Fs = Factor corrector debido a la exposición directa al sol

La Intensidad máxima en la instalación será la de cortocircuito del panel en la situación más restrictiva calculada anteriormente, 18,87 A. El material aislante que se utilizará será XPLE para toda la instalación.

Para los factores correctores se hará uso de las tablas del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

La temperatura máxima del terreno de la instalación se estimará en 45, superior a las máximas alcanzadas en verano para asegurar la integridad del sistema. Haciendo uso de la tabla inferior se observa un factor de corrección de 0.83.

TABLA B.52.15
Factores de corrección de la intensidad admisible para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 25 °C a aplicar para cables (en conductos enterrados)

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (t _a) (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Tipo PVC (termoplástico)	1,16	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66	0,58	0,47	-	-	-	-
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,11	1,08	1,04	1,00	0,97	0,93	0,89	0,83	0,79	0,74	0,68	0,63	0,55	0,48	0,40

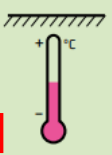


Imagen 2.8. Factor de corrección para temperatura ambiente. [22]

En los casos más restrictivos se agrupará el cableado del panel en 4 con una distancia entre cables enterrados de un 0,25 como mínimo. Este agrupamiento provocará una menor disipación de calor indicándose mediante el factor de corrección Fa . Haciendo uso de la tabla inferior se obtiene un factor de corrección por agrupamiento de 0,75.

TABLA B.52.18
Factores de corrección por agrupamiento de varios circuitos, cables directamente enterrados (tipo D2)

NÚMERO DE CIRCUITOS	DISTANCIA ENTRE CONDUCTOS (a)				
	Nula (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0,125m	0,25m	0,5m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

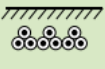


Imagen 2.9. Factor de corrección por agrupamiento de varios circuitos

Respecto a la resistividad del terreno al tratarse de un terreno montañoso bastante seco el factor de corrección será tenido en cuenta mediante la siguiente tabla:

TABLA B.52.16
Factores de corrección de la intensidad admisible para cables soterrados en terrenos de resistividad térmica diferente a 2,5 K·m/W

RESISTIVIDAD TÉRMICA K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Cables en conductos enterrados (D1)	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Cables enterrados directamente (D2)	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

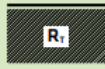


Imagen 2.10. Factor de corrección para cables soterrados en terrenos con diferentes resistividades

Finalmente, el factor por exposición directa al sol, F_s , no tendrá aplicación al ir enterrados.

Se recalcula la intensidad mínima a soportar por el cableado teniendo en cuenta los factores de corrección obtenidos y que la corriente admisible debe ser un 125% mayor que la corriente máxima que sale del panel.

$$I_{minadm} = \frac{I_{max} * 1,25}{F_t * F_a * F_r * F_s} = \frac{18,87 * 1,25}{0,83 * 0,75 * 1,12} = 37,83 \text{ A}$$

Una vez calculado la intensidad de corriente máxima admisible y el material a utilizar en el cableado será cobre, mediante las tablas se obtiene la sección mínima admisible por el criterio térmico.

TABLA C.52.2 bis

*Métodos D1/D2	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275
Aluminio	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230
	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178

Imagen 2.11. Intensidades máximas admitidas por el cableado en función de la sección.

Así pues, la sección mínima por el criterio térmico será de 4 mm², no obstante, el criterio de caída tensión indica que tiene que ser al menos de 6 mm² así pues esta será la sección elegida para el primer tramo, de los paneles a la string box

2.9.1.2. Cálculo de protecciones

Ahora se calcula si para la sección mínima elegida, 6 mm², se cumple la protección frente a cortocircuitos, para ello primeramente se analizará la protección frente a sobrecargas.

- Protección frente a sobrecargas

Las sobrecargas se presentan cuando aparece una intensidad de corriente superior a la nominal, estas suelen ocurrir en situaciones previsibles como el arranque de motores o accidentalmente [23].

Para que este inconveniente no destruya el cableado de la instalación se hace uso de los fusibles, dispositivos de protección autodestructivos, el cual al superar sus características tiempo-intensidad se funden con el fin que no se vean perjudicados los demás elementos de la instalación.

Así pues, la corriente de actuación del fusible deberá ser mayor que la corriente máxima de la instalación mayorada en un 20%, pero menor que la corriente máxima del cableado de manera que actúe cuando haya una intensidad mayor que la máxima teórica y antes de que el cableado se vea afectado.

$$I_b * 1,25 \leq I_f \leq I_z$$

Siendo:

I_b = Corriente máxima de la instalación

I_f = Corriente de actuación del fusible

I_z = Corriente máxima soportada por el cableado

La mayor intensidad que puede generar el panel se ha calculado anteriormente, 18,87 A, y con la sección obtenida de 6 mm² aplicando los factores de corrección de la instalación se obtiene una corriente máxima soportada por el cableado de 35,38 A.

$$23,59 \leq I_f \leq 35,38$$

La corriente de actuación del fusible normalizada elegida será de 25 A. Se elige un fusible del fabricante DF Elèctric capaz de soportar 1500 V de tensión.

- Protección frente a cortocircuitos

Finalmente, se comprobará si el fusible elegido protegerá la instalación frente a cortocircuitos. Para ello, se confirmará que cumple el criterio siguiente:

Siendo:

$$T_{fusible} < \frac{K^2 * S^2}{I_{cc_string}^2}$$

Siendo:

I_{cc_string} = Corriente de cortocircuito para el tramo a diseñar

$T_{fusible}$ = Parámetro característico del fusible elegido indicado en la ficha técnica

K^2 = Constante del material del cableado, 140 en este caso al tratarse de cobre con XLPE de aislante.

S^2 = Sección del conductor.

En el tramo a calcular se calcula de la siguiente manera:

$$I_{cc} = (N_p - 1) * I_{cc_panel}$$

Siendo:

N_p = Número de paneles en serie.

I_{cc} = Corriente de cortocircuito del panel.

Se obtiene:

$$I_{cc} = (36 - 1) * 18,87 = 660,45 A$$

$$T_{fusible} = 1,61 A$$

Características t-I

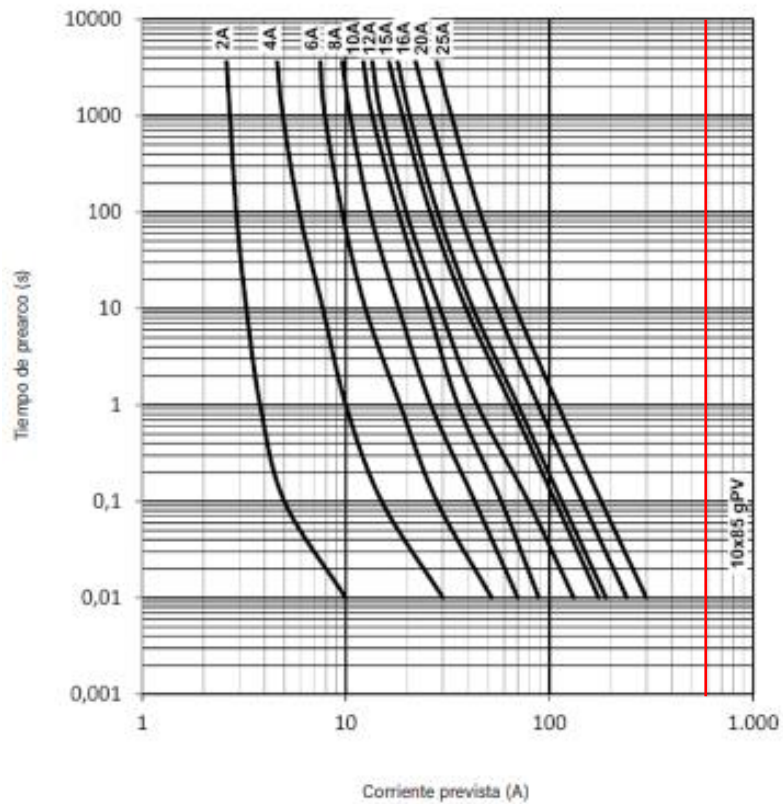


Imagen 2.12. Gráfica tiempo de activación fusible-corriente prevista

De esta manera se confirma que el tiempo de disparo del fusible será de 0,01 validando así el fusible elegido.

2.9.2. Tramo 2. String box-Inversor

2.9.2.1. Cálculo de secciones

El cableado que parte desde la string box al inversor transporta también corriente continua, no obstante, la variación de distancias e intensidad de corriente por el cableado conllevará unas secciones distintas a las anteriormente calculadas.

Respecto a la caída de tensión se utilizará la misma fórmula empleada anteriormente para el tramo 1 modificando los parámetros para el tramo a diseñar.

$$S_{min} = \frac{2 * I * L}{\Delta V * V * \gamma}$$

La longitud máxima que presenta el cableado de la string box al inversor es de 250 metros, la intensidad será la máxima que pasaba por los strings en el anterior tramo multiplicada por el número de strings, es decir, 150,96 A, igual que anteriormente se establecerá una conductividad del material a 20 grados de 58 m/(mm²*Ω). Finalmente se establece como caída de tensión máxima de 0.7% obteniendo una sección de:

$$S_{min} = \frac{2 * 150,96 * 250}{0,007 * 1191,64 * 58} = 156,012 \text{ mm}^2$$

Eligiendo la sección inmediatamente superior tenemos una sección del cableado de 185 mm².

Una vez conocida la sección mínima por el criterio de caída de tensión calculamos, como se ha realizado anteriormente, la sección mínima por el criterio térmico en el cual la fórmula continúa siendo la misma:

$$I_{adm} = \frac{I_{max} * 1,25}{F_t * F_a * F_r}$$

El factor de corrección por temperatura, F_t , no presenta variación respecto el tramo calculado anteriormente tomando un valor de 0,83 como es observable en la siguiente tabla.

TABLA B.52.15
Factores de corrección de la intensidad admisible para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 25 °C a aplicar para cables (en conductos enterrados)

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (t _a) (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Tipo PVC (termoplástico)	1,16	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66	0,58	0,47	-	-	-	-
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,11	1,08	1,04	1,00	0,97	0,93	0,89	0,83	0,79	0,74	0,68	0,63	0,55	0,48	0,41

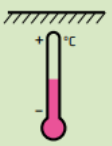


Imagen 2.13. Factor de corrección para las diferentes temperaturas.

El factor corrector debido a la agrupación de cableado, F_a , para este tramo será de 4 circuitos en el caso más restrictivo. Haciendo uso de la tabla inferior se obtiene un factor de corrección por agrupamiento de 0,75.

TABLA B.52.18
Factores de corrección por agrupamiento de varios circuitos,
cables directamente enterrados (tipo D2)

NÚMERO DE CIRCUITOS	DISTANCIA ENTRE CONDUCTOS (a)				
	Nula (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0,125m	0,25m	0,5m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

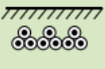


Imagen 2.14. Factor de corrección por agrupamiento de circuitos.

El factor corrector debido a la resistividad del terreno mantendrá el mismo valor, 1,12.

TABLA B.52.16
Factores de corrección de la intensidad admisible para cables
soterrados en terrenos de resistividad térmica diferente a 2,5 K·m/W

RESISTIVIDAD TÉRMICA K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Cables en conductos enterrados (D1)	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Cables enterrados directamente (D2)	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

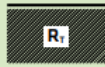


Imagen 2.15. Factor de corrección para cables soterrados con diferentes resistividades.

Al igual que en el 1er tramo se recalcula la intensidad mínima a admitir teniendo en cuenta los factores de corrección obtenidos y que la corriente admisible debe ser un 125% mayor que la corriente máxima que sale del panel. Se obtiene una corriente máxima admisible por el cableado de:

$$I_{minadm} = \frac{I_{max} * 1,25}{F_t * F_a * F_r} = \frac{150,96 * 1,25}{0,83 * 0,75 * 1,12} = 303,13 \text{ A}$$

Así pues, el cableado de la instalación deberá soportar como mínimo 303,13 A, fijándonos en la tabla inferior vemos como deberá tener una sección mínima de 150, no obstante, debido al criterio de caída de tensión de 0,7% se deberá incluir cableado de 185 mm².

TABLA C.52.2 bis

* Métodos D1/D2	Sección mm²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	BVC2	17	22	28	37	49	63	81	97	115	142	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
Aluminio	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

Imagen 2.16. Intensidad admisible en función de la sección del conductor

2.9.2.2. Cálculo de protecciones

Ahora se calcula si para la sección mínima elegida, 185 mm², se cumple la protección frente a cortocircuitos, para ello primeramente se analizará la protección frente a sobrecargas

- Protección frente a sobrecargas

De forma análoga a la realizada para el 1er tramo se protegerá las líneas que transportan la electricidad de las string boxes a los inversores. De esta manera se utilizarán fusibles para evitar problemas en el cableado antes sobrecargas. En este caso la línea presenta 303,13 A de corriente máxima en la instalación. El fusible deberá tener una corriente de actuación superior en un 20% a 303,13 A e inferior a la soportada por el cable.

$$I_b * 1,25 \leq I_f \leq I_z$$

Siendo:

I_b = Corriente máxima de la instalación

I_f = Corriente de actuación del fusible

I_z = Corriente máxima soportada por el cableado

$$378,92 \leq I_f \leq 311$$

Como se observa al haber elegido por el criterio de caída de tensión un cableado que soporta una corriente máxima no muy superior a la de la instalación no se puede cumplir el criterio. Es por lo que se decide elegir cableado de 240 mm² de manera que se asegure la integridad de la instalación. Tras la reelección de cable se obtiene:

$$378,92 \leq I_f \leq 402$$

Se elige un fusible del grupo Temper de 400 A que soporta tensiones de 1500V

- Protección frente a cortocircuitos

Para comprobar si los fusibles protegen frente a los cortocircuitos se procederá a confirmar que se cumple la desigualdad antes utilizada.

$$T_{fusible} < \frac{K^2 * S^2}{I_{cc_string}^2}$$

Siendo:

I_{cc_string} = Corriente de cortocircuito para el tramo a diseñar

$T_{fusible}$ = Parámetro característico del fusible elegido indicado en la ficha técnica

K^2 = Constante del material del cableado, 140 en este caso al tratarse de cobre con XLPE de aislante.

S^2 = Sección del conductor.

En el tramo a calcular la corriente de cortocircuito será el número de paneles en serie en el string por el número de strings.

$$I_{cc} = N_p * I_{ccpanel} * N_{strings} = 5434,56 A$$

$$T_{fusible} < \frac{K^2 * S^2}{I_{cc_string}^2}$$

$$T_{fusible} < 38,22 \text{ segundos}$$

Viendo en la gráfica podemos observar como el fusible tiene un tiempo de disparo de 0,01 segundos por lo que se puede confirmar que la instalación está protegida frente a cortocircuitos.

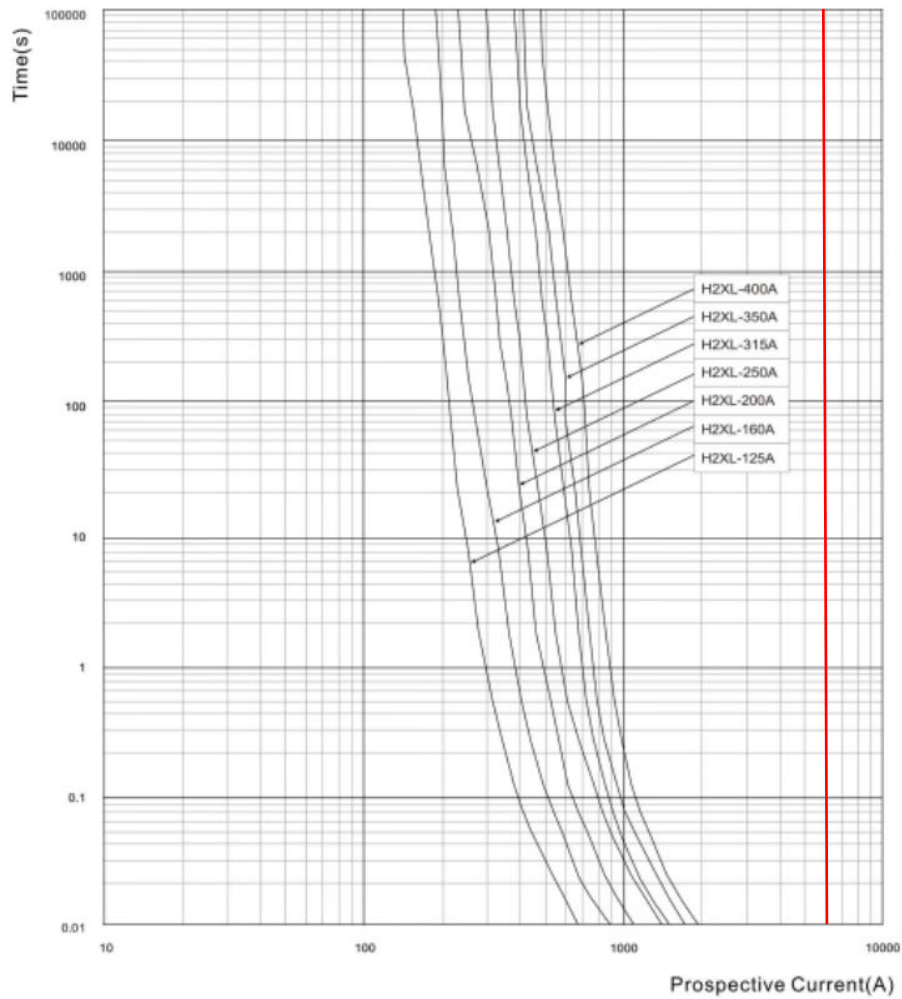


Imagen 2.17. Gráfica tiempo de activación fusible-corriente prevista

Finalmente, también se hará uso de un seccionador de 400 A, modelo *INS400* de *Schneider Electric*.

2.9.3. Tramo 3. Inversor-Transformador

2.9.3.1. Cálculo de secciones

En el último tramo de la instalación el cableado transporta corriente alterna, difiriendo así de la metodología utilizada en varias partes para el cálculo de cableado y protecciones respecto a los tramos de corriente continua.

Para la caída de tensión la fórmula al tratarse de un sistema trifásico varía teniendo:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} * I * L}{\Delta V * V * \gamma}$$

Siendo:

I = Intensidad nominal

L = Longitud del tramo considerado

ΔV = Caída de tensión máxima.

Vnom = Tensión nominal

γ = Conductividad del material del cableado a 20 grados, para el proyecto 58 m/(mm²*Ω).

Mediante la ficha técnica del inversor se puede observar como presenta una tensión nominal de salida de 540 V y una intensidad máxima de salida del inversor de 1500 A, se estimará una caída de tensión máxima de 0,2%, con una longitud máxima de 30 metros.

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} * 1500 * 20}{0.002 * 540 * 58} = 829,53 \text{ mm}^2$$

Al tratarse de una sección demasiado elevada, debido a la gran corriente de salida que presenta el inversor se decide dividir el cableado a la salida en 6 por fase de manera que las secciones mínimas requeridas bajo estas condiciones serían:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} * 250 * 20}{0.002 * 540 * 58} = 138,25 \text{ mm}^2$$

Eligiendo la sección inmediatamente siguiente normalizada del resultado obtenido obtenemos una sección de 150 mm².

Es destacable mencionar que se planteó la posibilidad de realizar la conexión entre inversor y transformador mediante pletinas, no obstante, se descartó debido a que no se podía asegurar que el inversor y transformador fueran a muy próximos.

En lo referido al criterio térmico para este tramo la intensidad máxima de salida del inversor tendrá cableado sobre bandeja metálica perforada, por ende, la tabla para observar la intensidad máxima variará respecto a las utilizadas en la parte de corriente continua.

Para este tramo el factor de agrupamiento será evaluado para 3 cables debido a la alta corriente que debe ser transportada en este tramo y el factor de temperatura se establecerá la misma temperatura máxima que en los casos anteriores, 45°C.

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	-	0,65	-	0,70
70	-	0,58	-	0,65
75	-	0,50	-	0,60
80	-	0,41	-	0,54
85	-	-	-	0,47
90	-	-	-	0,40
95	-	-	-	0,32

* Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Imagen 2.18. Corriente máxima admitida por el cableado en función de la sección

Tabla 52 – E1
Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o de varios cables multiconductores a aplicar a los valores de las intensidades admisibles de las tablas 52 – C1 a 52 – C12

Punto	Disposición de los cables (En contacto)	Número de circuitos o de cables multiconductores											Tablas de los métodos de referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire sobre una superficie, embutidos o empotrados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	52 – C1 a 52 – C12 métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multiconductores		52 – C1 a 52 – C6 método C	
3	Capa única fijada bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Capa única sobre escalera, abrazaderas, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			52 – C7 a 52 – C12 métodos E y F	

Imagen 2.19. Factor de corrección por agrupamiento de varios circuitos

Con esta información se procede a calcular la corriente mínima que debería soportar cada conductor. La corriente máxima será la máxima del inversor dividida entre los conductores por fase que presenta el tramo.

$$I_{minadm} = \frac{I_{max} * 1,25}{F_t * F_a} = \frac{250 * 1,25}{0,82 * 0,73} = 876 A$$

Al ser requerido una corriente mínima de 876 A se busca en cable de grandes prestaciones. Se utilizará el TOXFREE ZH RZ1MZ1-K (AS) con una corriente máxima de 607 A que presenta una sección de 240 mm², por ende, cumple el criterio de la caída de tensión. Se presenta la ficha técnica del cableado en el anexo.

DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre a 30°C (A)	Enterrado a 20°C (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 10	14,6	341	74	61	4,23
1 x 16	15,3	405	101	79	2,68
1 x 25	17,6	550	135	101	1,73
1 x 35	18,7	665	169	122	1,23
1 x 50	20,3	835	207	144	0,86
1 x 70	22	1055	268	178	0,603
1 x 95	23,8	1.300	328	211	0,457
1 x 120	25,5	1.565	383	240	0,357
1 x 150	27,6	1.875	444	271	0,286
1 x 185	29,7	2.210	510	304	0,235
1 x 240	32,5	2.790	607	351	0,178
1 x 300	37,7	3.665	703	396	0,142
1 x 400	42,1	4.665	823	464	0,108
1 x 500	45,8	5.795	946	525	0,085
1 x 630	51,6	7.500	1.088	596	0,064
1 x 800	61,1	9.760	1.412	619	0,047

Imagen 2.20. Intensidades máximas admitidas en función de la sección

2.9.3.2. Cálculo de protecciones

Ahora se calcula si para la sección mínima elegida, 3x240 mm², se cumple la protección frente a cortocircuitos, para ello primeramente se analizará la protección frente a sobrecargas.

- Protecciones frente a sobrecargas

Para las protecciones frente a sobrecargas en la parte de alterna se escogerá un interruptor magnético de manera que se cumpla:

$$I_{dis} * 1,25 (1875 A) < I_{mt} < I_{max_{cable}} (3642 A)$$

Siendo:

$I_{nominal}$ = Corriente nominal esperada por el cable

I_{mt} = Corriente de actuación del interruptor magnetotérmico

I_{max_cable} = Corriente admisible por el cable elegido

Se decide elegir el interruptor automático de la marca Legrand F01800EN-03 DMX3 2500. La intensidad nominal es elegible hasta 2500 A, en este caso se regulará a 2000 A.

- Protección frente a cortocircuitos.

Para comprobar si el interruptor elegido protegería ante casos de cortocircuitos, se procederá a comprobar si se protege tanto en cabecera como en el fin de la línea.

Para la protección frente a cortocircuitos en cabecera se estimará la corriente de cortocircuito en 20 veces la nominal, se analizará el caso más restrictivo evaluando la corriente de cortocircuito como 50 veces la nominal de la línea eléctrica.

$$I_{cc} = 20 * I_{nominal} = 20 * 1500 = 30000 A$$

Para la comprobación en el final de línea se plantearán dos casos con corrientes de cortocircuitos diferentes, para el día con menor temperatura de cableado, 6 grados, y para el día con mayor temperatura, 70 grados.

$$Z_{red} = \frac{V_n}{I_{cc}} = \frac{230}{30000} = 0,0076$$

$$I_{cc_finlinea} = \frac{V_n}{R_{red} + R_{cable}}$$

$$\rho(T) = \rho(20) * (1 - \alpha * (T - 20))$$

$$R = \rho(T) * \frac{L}{S}$$

Para el cobre $\rho = 0,0176$ y $\alpha = 0,00392 (^{\circ}C)^{-1}$

Obteniendo:

Temperatura (°C)	Resistividad (1/°C)	R línea (Ω)	I _{cc} final de línea (A)
70	0,01415	0,000566016	28166
6	0,01857	0,000742636	27569

Tabla 2.7. Parámetros de línea a temperaturas extremas

Una vez obtenido los valores de corriente de cortocircuito se procede a calcular el tiempo de disparo máximo.

	Corriente (A)	Tiempo de disparo máximo (s)	I _{cc} /I _n	Tiempo de actuación del fusible (s)
I _{cc} cabecera	30000	5,44	15	0,07
I _{cc} línea 70°C	28166	6,18	14,08	0,07
I _{cc} línea 6°C	27569	6,45	13,78	0,07

Tabla 2.8. Tiempos de disparo de fusible a temperaturas extremas

9.1.3 TRIPPING CURVE FOR DMX® 2500 (MP4 protection units): short time trip protection detail (only LSI and LSIg)

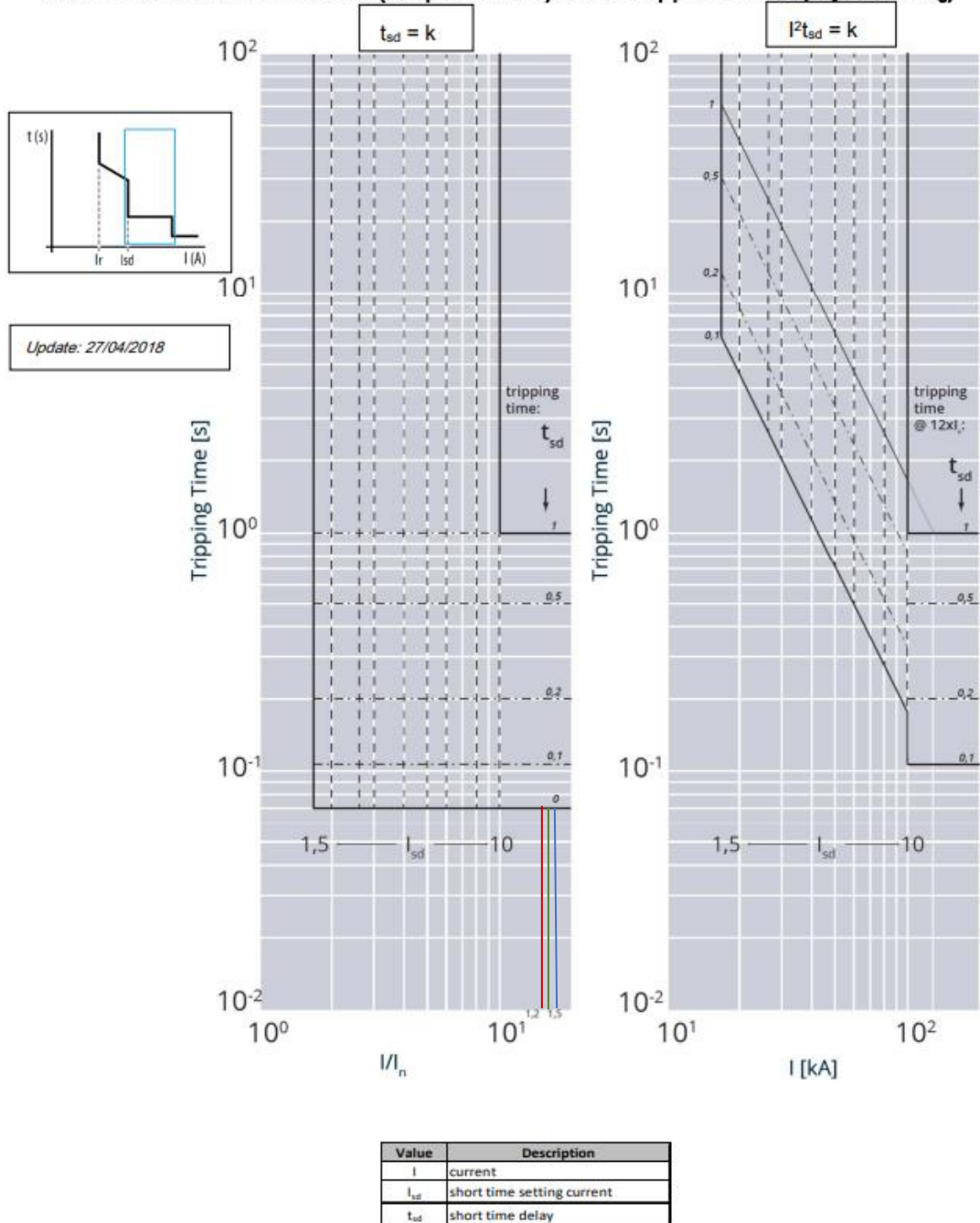


Imagen 2.21. Gráfica tiempo de activación fusible-corriente prevista

- Protección frente a contactos indirectos

En este tramo el cableado como se ha mencionado anteriormente ira en bandeja perforada pudiéndose dar la casuística que algún cable entre en contacto con la bandeja metálica y apareciendo contactos indirectos, es por eso, que se utilizará un interruptor diferencial con una puesta a tierra para evitarlos.

Se establecerá una tensión de 24 V, debido a la posibilidad de agua en el local y una corriente de actuación del interruptor diferencial de 300 mA.

$$I_{actuacion} (300 mA) = \frac{V_{local} (24 V)}{R_{tierra}}$$

$$R_{tierra} = 80 \Omega$$

La puesta a tierra se realizará mediante placa enterrada en profundidad.

$$R = 0,8 * \frac{\rho}{P}$$

$$P = \frac{\rho}{R} = 0,8 * \frac{500}{80} = 6,25 \text{ metros}$$

Se incluirá como puesta a tierra una placa enterrada en profundidad de 1,57 metros de lado.

2.9.4. Secciones toma a tierra

Para las secciones de toma a tierra como indica la UNE-20.460-5-523 la sección será la mitad del conductor en el cableado que presente sección mayor a 35 mm². Así pues, para el tramo de los paneles a la string box al tener sección 6 mm², inferior a 35 mm², la tierra será del mismo tamaño que la sección de los conductores, 6 mm². Para el tramo de la string box al inversor, al tener de sección 185 mm² se tendrá una sección de toma a tierra de 70 mm². Finalmente del inversor al transformador al tener sección 240 mm², la sección de la tierra será de 120 mm².

3. Análisis económico

3.1. Performance Ratio

Tras realizar los cálculos relacionados con el diseño y distribución de los diferentes de la instalación es el momento de analizar la cantidad de energía es posible verter a red y por ende la retribución económica del proyecto durante el año.

Para ello primero se tendrá que, partiendo de la generación teórica del parque, calcular la cantidad de energía tras las pérdidas que es transportada por el cable de media tensión y registrado en el contador de homologado por la distribuidora.

De esta manera, se hará uso del *performance ratio*, [24] coeficiente que nos indica la relación entre la energía máxima teórica generada frente a la que se obtendrá del proyecto. Este porcentaje resultante, siendo 100% el máximo teórico, es utilizado con frecuencia para, en función del valor obtenido, comparar diferentes localizaciones potenciales para el proyecto.

El performance ratio está formado por las pérdidas por suciedad y en los siguientes elementos de la instalación: panel fotovoltaico, cableado, inversor y transformador.

Pérdidas en el panel fotovoltaico

Estas pérdidas se originan debido a las temperaturas pico que se presentan en los paneles fotovoltaicos. Durante el año las pérdidas en panel fluctúan llegando hasta un 14%, para el proyecto se hará una estimación conservadora en un 7% durante todo el año.

Pérdidas en el cableado

El cableado ha sido diseñado con una caída de tensión máxima de 1,5%, pese a que no se llega en este valor como se puede observar en la tabla anexada de caídas de tensión del proyecto, se estimará el 1,5% en pérdidas para un análisis económico del proyecto conservador.

Pérdidas en el inversor

En la ficha técnica del inversor podemos observar una eficiencia máxima de 98,9%, por ende, se estimarán unas pérdidas del 1,1%.

Pérdidas en el transformador

Finalmente, el transformador pese a ser de grandes prestaciones se estiman unas pérdidas del 2%.

Pérdidas por errores en seguimiento del punto de máxima potencia

Pese a que los seguidores solares consiguen un aumento en la producción de energía de la instalación existe un error en el seguimiento de esto, para el proyecto se estimaran en 2%.

Pérdidas por suciedad

El terreno se encuentra entre parcelas donde se realiza plantaciones de árboles con su desprendimiento de hojarasca que produce, además el transporte en coche entre los terrenos levanta polvo. Esta suciedad puede llegar a los paneles provocando un descenso del rendimiento de los paneles. Se estimará unas pérdidas del 1,5%.

De esta manera obtenemos un *performance ratio* de:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas totales} &= P_{\text{panel}} - P_{\text{cableado}} - P_{\text{inversor}} - P_{\text{transformador}} - P_{\text{pérdidas}} \\ P_{\text{pérdidas totales}} &= 15,1\% \end{aligned}$$

Así pues, obtenemos una relación entre la energía teórica máxima y la inyectada a la red de:

$$E_{\text{inyectada}} = \text{Performance Ratio} * E_{\text{producida}} = 0,849 * E_{\text{inyect}}$$

3.2. Energía producida e inyectada a red

La energía producida en la instalación en el primer año de producción se calculará mediante el software online PVGIS y luego se aplicará las pérdidas del sistema.

La potencia pico del generador para el proyecto será de 1.742,4 kWp.

Producción eléctrica mensual de un sistema FV con seguimiento solar:



Gráfica 3.1. Generación eléctrica de la instalación fotovoltaica.

No obstante, en la ficha técnica el fabricante indica que el rendimiento de los paneles tras el primer año desciende un 2% y luego un 0,55% anualmente. Además, a la energía producida habrá que restarle las pérdidas estimadas en un 15,1%.

Con estas consideraciones, se obtiene la siguiente producción durante los 25 años, garantía máxima del inversor central y vida estimada media de los paneles.

AÑO	Energía producida en la instalación (MWh)	Energía inyectada en red (MWh)
1	3971,04	3371,42
2	3891,62	3303,99
3	3870,22	3285,82
4	3848,82	3267,64
5	3827,41	3249,47
6	3806,01	3231,30
7	3784,60	3213,13
8	3763,20	3194,96
9	3741,80	3176,79
10	3720,39	3158,61
11	3698,99	3140,44
12	3677,58	3122,27
13	3656,18	3104,10
14	3634,78	3085,93
15	3613,37	3067,75
16	3591,97	3049,58
17	3570,56	3031,41
18	3549,16	3013,24
19	3527,76	2995,07
20	3506,35	2976,89
21	3484,95	2958,72
22	3463,55	2940,55
23	3442,14	2922,38
24	3420,74	2904,21
25	3399,33	2886,03

Tabla 3.1. Energía producida e inyectada en red de la instalación fotovoltaica

3.3. Precio de la energía

Para estimar el precio de la energía de cada mes se hará uso del precio de medio aritmético de España del año anterior que se puede hallar en la página web del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE).

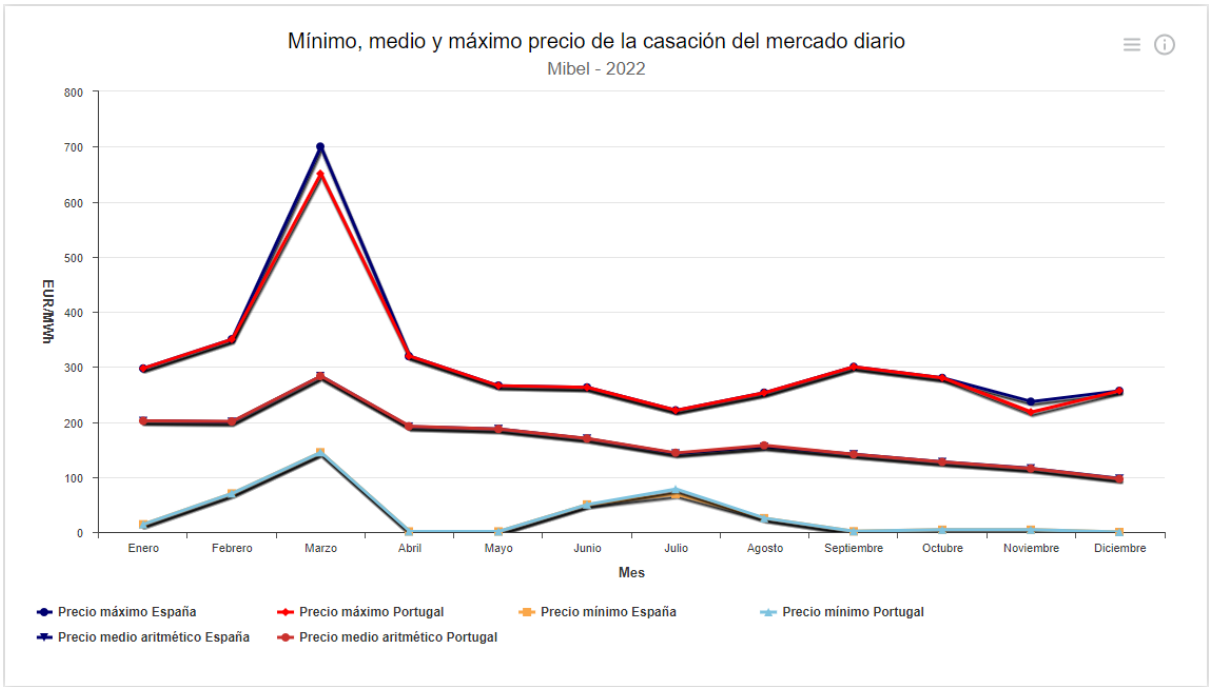


Imagen 3.1. Precios de casación de la electricidad en 2022

Para los meses de enero a mayo se elegirán los precios de este año 2023 actualizados en la página del OMIE

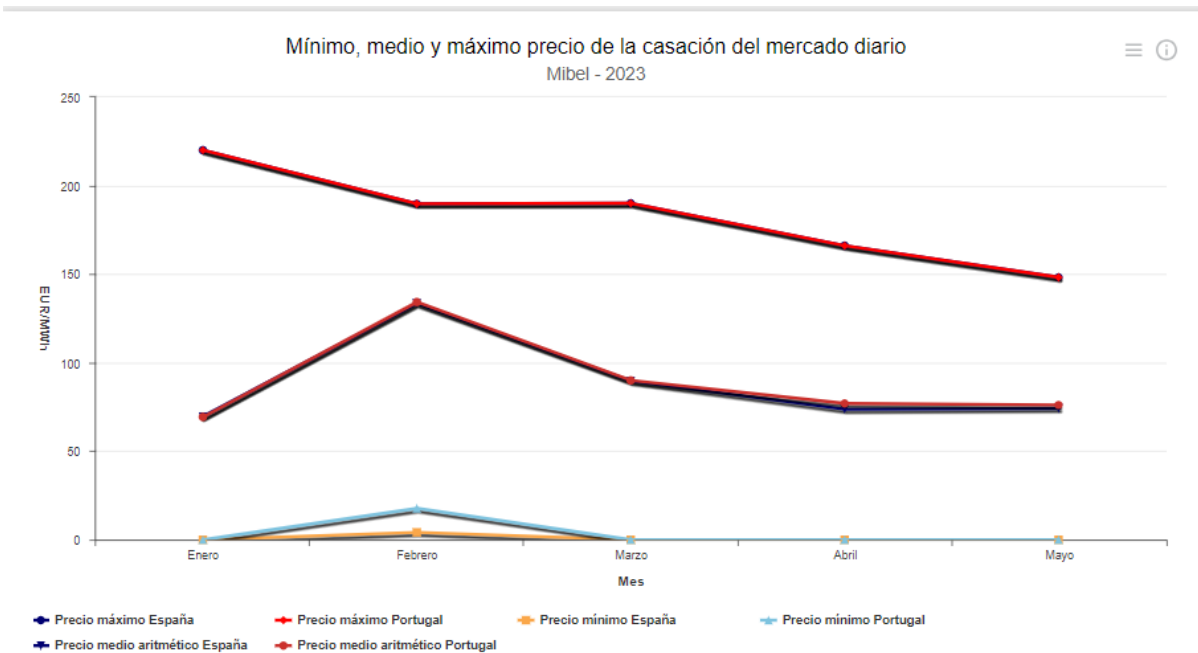


Imagen 3.2. Precios de casación de la electricidad en 2023

Para el resto de los meses, se calculará la línea de tendencia de esta gráfica y poder calcular así el precio medio aritmético en el resto de los meses.

No obstante, la instalación generará electricidad en las horas de sol que como se puede observar en el gráfico del precio de la luz de un día del mes de junio el precio de la luz cuando la instalación fotovoltaica genera está siendo un 75% inferior respecto al precio medio de la electricidad del día por lo que se aplicará un factor de corrección del 0,75 para el precio por megavatio generado.



Imagen 3.3. Precio de casación de la electricidad medio del día y durante las horas solares.

MES	Precio medio aritmético (€/MWh)	MES	Precio medio durante las horas solares (€/MWh)
ENERO	69,55	ENERO	52,16
FEBRERO	133,47	FEBRERO	100,10
MARZO	89,61	MARZO	67,21
ABRIL	73,73	ABRIL	55,30
MAYO	74,21	MAYO	55,66
JUNIO	92,96	JUNIO	69,72
JULIO	82,63	JULIO	61,97
AGOSTO	81,48	AGOSTO	61,11
SEPTIEMBRE	80,35	SEPTIEMBRE	60,26
OCTUBRE	79,23	OCTUBRE	59,42
NOVIEMBRE	78,13	NOVIEMBRE	58,60
DICIEMBRE	77,04	DICIEMBRE	57,78

Tabla 3.2. Precio medio de la electricidad durante el año durante las horas solares.

3.4. Mantenimiento de la instalación

Finalmente, como se ha mencionado anteriormente el tipo de terreno junto con los vientos de la zona y vehículos motorizados pasando por las parcelas colindantes provoca que se levante polvo entre otros que puede llegar a los paneles y empeorar el rendimiento de la instalación. Es por eso, que se justificó la necesidad de implementar un vehículo que de manera periódica pase por los paneles y mediante un rodillo y agua presurizada limpie los módulos fotovoltaicos.

Para conocer cuando se necesita que este vehículo limpie la zona se hará uso del sistema de monitorización de las strings box de manera que si se percibe una bajada general en toda la instalación de la corriente transportada hasta las string box podría ser debido a este motivo.

Además, por parte del contratista, se compromete a mensualmente hacer una revisión de manera preventiva (revisión de aprietes, comprobación de integridad de la estructura, verificación del buen estado en el cableado) de la instalación a parte de la monitorización en la producción de energía.

Toda esta atención continua a la planta con el fin de optimizar al máximo la instalación implica un valor estimado de 5.000€ a la instalación.

3.5. Presupuesto

A continuación se presenta el presupuesto del proyecto dividido en diferentes apartados y finalmente se presenta un resumen de este con la cantidad monetaria total del proyecto.

Concepto	Uds	Precio unitario	Cantidad presupuestada
EQUIPOS PRINCIPALES			1.038.041,88 €
Modulos fotovoltaicos TRINA SOLAR Suministro e instalacion de módulos fotovoltaicos policristalinos, tensión máxima de 1500V, grado de protección IP 67, la potencia de salida (condiciones STC) 550 Wp, compatible con los siguientes estándares: IEC 60904, IEC 61000, IEC 61215, IEC 61730, IEC 61701, IEC 60068, IEC 60364, EN 50380, UL 1703.	3.168,00	232,66 €	737.066,88 €
Seguidor FV Axial tracker 1VTwin Suministro de seguidor FV de 1 fila por el fabricante Axial structural solutions. Estructura de módulos en montaje vertical 1v para soporte módulos fotovoltaicos. Se debe cumplir con las normas IEC de fabricación de	53,00	3.075,00 €	162.975,00 €
String Box 12 strings Caja de conexionado para la instalación en exterior, hecha de poliéster, IP 65, conexión media barra de cobre, tensión nominal 1.500 Vcc para la agrupación de 12 strings de módulos FV. La caja debe incluir todas las entradas de CC (macho y hembra) mediante conectores Multicontact. La envolvente debe estar certificada contra las inclemencias meteorológicas, los prensas de las entradas del cable BTDC-AI deben estar de acuerdo con	11,00	2.500,00 €	27.500,00 €
Inversor fotovoltaico INGETEAM Inversor fotovoltaico del fabricante INGETEAM modelo 1400 TL B540, potencia nominal 1400 kW. Tensión máxima de entrada de 1500 V. Desde 6 hasta 15 entradas, 1 MPPT.	1,00	110.500,00 €	110.500,00 €

Concepto	Uds	Precio unitario	Cantidad presupuestada
INSTALACIÓN ELÉCTRICA			238.559,00 €
Manguera flex 3x6mm² 1,5 KV De material cobre. Resistente frente a altas temperaturas. Aislamiento XPLE. Unidades en metros	4.800,00	2,25 €	10.800,00 €
Canalización cable	4.800,00	0,65 €	3.120,00 €
Cable 240 mm² 1,5 Kv De material cobre. Resistente frente a altas temperaturas. Aislamiento XPLE. Unidades en metros	2.930,00	44,70 €	130.971,00
Cable 120 mm² 1,5 Kv Cableado de toma a tierra.	1.465,00	24,90 €	36478,5
Canalización cable	1.465,00	5,90 €	8.643,50 €
Cable 240 mm² 1,5 Kv De material cobre. Resistente frente a altas temperaturas. Aislamiento XPLE. Tramo de la acometida Unidades en metros	210,00	44,70 €	9.387,00 €
Canalización cable	40,00	5,90 €	236,00 €
Obra civil e instalación	N/A	18.900,00 €	18.900,00 €
Mano de obra	1450	23,00 €	23,00 €
Otros materiales	N/A	20.000,00 €	20.000,00 €

Concepto	Uds	Precio unitario	Cantidad presupuestada
ARMARIO ACOMETIDA			16.653,20 €
Zócalo lateral Fabricante Rittal. 500 x 200 mm. Número de referencia: VX25 8640.042	1	27,50 €	27,50 €
Zócalo frontal Fabricante Rittal. 800 x 200 mm. Número de referencia: VX25 8640.023	1	54,59 €	54,59 €
Armario modular Fabricante Rittal. 500 x 200 mm. Número de referencia: VX25 8533.600	1	536,61 €	536,61 €
Pletina y material auxiliar	1	2.000,00 €	2.000,00 €
Interruptor automático Fabricante Legrand.3x2000 50kA. Número de referencia: 028725	1	11.739,50 €	11.739,50 €
Interruptor automático Fabricante Schneider 300 mA	1	800,00 €	800,00 €
Montaje Unidades en horas	65	23,00 €	1.495,00 €

Concepto	Uds	Precio unitario	Cantidad presupuestada
ARMARIO DISTRIBUCIÓN			8.212,27 €
Zócalo lateral Fabricante Rittal. 500 x 200 mm. Número de referencia: VX25 8640.042	1,00	27,50 €	27,50 €
Zócalo frontal Fabricante Rittal. 1.500 x 200 mm. Número de referencia: VX25 8640.025			
Armario modular Fabricante Rittal. 2.000 x 1.200 X 500 mm. Número de referencia: VX25 8544.600	1,00	536,61 €	536,61 €
Base fusible Fabricante DF Electric. Soporte para la instalación de fusible con corriente de actuación 400A. Tensión máxima 1500V. Tamaño	22,00	17,68 €	388,96 €
Fusible Fabricante DF Electric. Corriente de actuación 400A. Tensión máxima 1500V. Tamaño NH3L	22,00	56,10 €	1.234,20 €
Embarrado distribución	1,00	1.900,00 €	1.900,00 €
Pletina y mat.auxiliar	1,00	2.400,00 €	2.400,00 €
Montaje	75,00	23,00 €	1.725,00 €

Concepto	Uds	Precio unitario	Cantidad presupuestada
OBRA CIVIL			71.819,96 €
Limpieza del terreno mecánico Desbroce y limpieza del terreno con medios mecánicos, según NTE/ADE-1. Unidades por m²	36.046,00	0,24 €	8.651,04 €
Campamento instalaciones provisionales Campamento faenas para instalaciones provisionales de obra que se utilizarán por el cliente y los contratistas durante la fase de ejecución de la obra. Debe incluir el montaje y desmontaje de todas las instalaciones provisionales necesarias según la normativa: oficinas, vestuarios, lavabos, WC, comedor, instalaciones de agua, talleres, contenedores de residuos, etc.	1,00	26368,69	26.368,69 €
Excavación zanja medios retro Excavación para la formación de zanja, en terrenos medios, con retroexcavadora, incluso ayuda manual en las zonas de difícil acceso, limpieza y extracción de restos a los bordes y carga sobre transporte, según NTE/ADZ	1,00	2.708,47 €	2.708,47 €
Vallado perimetral Cercado metálico galvanizado, guarnecido con malla reforzada anudada rectangular 200x20x15, fabricada con alambre reforzado, triple galvanizado (240 gr.zn/m2) diametro 2,45 mm. el superior e inferior y diámetro 1,95 mm. el resto, alambres horizontales a separación variable y alambres verticales a separación uniforme, incluso zapatas de 30x40x40 cms. rellenas de hormigon H-200 kgs/cm2. y colocación de postes tipo CARR diametro 50 cm. y 80 de acero galvanizado en caliente y exterior Z-275 provistos de cremallera para la fijación de grapas y accesorios colocacion malla, alambre, tensores y piezas complementarias, totalmente terminado. Unidades en metros.	1.300,00	3,27 €	4.251,00 €

Hincado de estructura	250,00	50,25 €	12.562,50 €
Suministro y anclaje de la estructura mediante proceso de hincado o similar (micropilotado). Anclaje realizado mediante medios mecánicos y posterior compactación de terrenos.			
Arqueta BT	18,00	126,57 €	2.278,26 €
Suministro e instalación de arqueta eléctrica de 600x600x700 mm terminada con agujeros para los tubos de entrada.			
Otros gastos	N/A	N/A	15.000,00 €

RESUMEN	
Concepto	Coste total
<u>EQUIPOS PRINCIPALES</u>	1.038.041,88 €
<u>OBRA CIVIL</u>	71.819,96 €
<u>INSTALACIÓN ELÉCTRICA</u>	238.559,00 €
<u>ARMARIO ACOMETIDA</u>	16.653,20 €
<u>ARMARIO DISTRIBUCIÓN</u>	8.212,27 €
<u>DISEÑO E INGENIERÍA</u>	41.040,00 €
<u>LEGALIZACIONES</u>	200,00 €
<u>ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD</u>	1.750,00 €
<u>GESTIÓN DE RESIDUOS</u>	1.250,00 €
TOTAL	1.417.526,31 €

Tabla 3.3. Presupuesto resumen del proyecto.

3.6. Rentabilidad económica del proyecto

Conocido el presupuesto total del proyecto, así como la producción neta de la planta y el precio de la electricidad estimado en cada mes se analiza la productividad económica de la planta.

Para considerar si la inversión de planta fotovoltaica es rentable se calculará en cuanto tiempo se recupera la inversión, el valor de VAN (valor actual neto) con una tasa de interés del 5% y el TIR (tasa interna de retorno).

AÑO	INGRESO	MANTENIMIENTO	BENEFICIO	BALANCE
1	212.607,45 €	5.000,00 €	207.607,45 €	- 1.209.918,86 €
2	166.684,24 €	5.000,00 €	161.684,24 €	- 1.048.234,61 €
3	165.767,48 €	5.000,00 €	160.767,48 €	- 887.467,13 €
4	164.850,72 €	5.000,00 €	159.850,72 €	- 727.616,42 €
5	163.933,95 €	5.000,00 €	158.933,95 €	- 568.682,47 €
6	163.017,19 €	5.000,00 €	158.017,19 €	- 410.665,28 €
7	162.100,43 €	5.000,00 €	157.100,43 €	- 253.564,85 €
8	161.183,66 €	5.000,00 €	156.183,66 €	- 97.381,19 €
9	160.266,90 €	5.000,00 €	155.266,90 €	57.885,71 €
10	159.350,14 €	5.000,00 €	154.350,14 €	212.235,85 €
11	158.433,37 €	5.000,00 €	153.433,37 €	365.669,22 €
12	157.516,61 €	5.000,00 €	152.516,61 €	518.185,83 €
13	156.599,85 €	5.000,00 €	151.599,85 €	669.785,68 €
14	155.683,08 €	5.000,00 €	150.683,08 €	820.468,76 €
15	154.766,32 €	5.000,00 €	149.766,32 €	970.235,08 €
16	153.849,56 €	5.000,00 €	148.849,56 €	1.119.084,64 €
17	152.932,79 €	5.000,00 €	147.932,79 €	1.267.017,43 €
18	152.016,03 €	5.000,00 €	147.016,03 €	1.414.033,46 €
19	151.099,27 €	5.000,00 €	146.099,27 €	1.560.132,72 €
20	150.182,50 €	5.000,00 €	145.182,50 €	1.705.315,23 €
21	149.265,74 €	5.000,00 €	144.265,74 €	1.849.580,97 €
22	148.348,98 €	5.000,00 €	143.348,98 €	1.992.929,94 €
23	147.432,21 €	5.000,00 €	142.432,21 €	2.135.362,16 €
24	146.515,45 €	5.000,00 €	141.515,45 €	2.276.877,61 €
25	145.598,69 €	5.000,00 €	140.598,69 €	2.417.476,29 €

Tabla 3.4. Rentabilidad económica del proyecto.

Como se puede observar en la imagen superior la inversión rentabilizaría en 9 años, se obtiene un valor de VAN de 797.308,29 € y un TIR del 10% por lo que podemos afirmar que la inversión en caso de realizarse será rentable con un beneficio económico para todos los integrantes del proyecto.

4. Conclusión

Como última parte de la memoria del proyecto se procede a realizar un resumen analítico de los resultados del proyecto y sus implicaciones en el contexto energético actual.

Durante el proceso de diseño de la instalación se ha podido observar como se ha trabajado para encontrar las mejores alternativas que cumplieran las exigencias por parte del contratista mientras se aseguraba un óptimo nivel de prestaciones.

A la vista de los resultados y de la gran rentabilidad del proyecto se confirma lo comentado en la introducción. España es un país con gran potencial fotovoltaico y es de vital interés seguir fomentando la puesta en marcha de instalaciones solares fotovoltaicas con el fin de disminuir la dependencia de la quema de los combustibles fósiles en el día a día.

Por otra parte, en el proyecto no se han tenido cuenta descuentos por parte de fabricante por pedidos de gran magnitud ni el coste monetario del transformador y la celda de media tensión que haría variar, aunque no sustancialmente, la rentabilidad del proyecto.

5. Pliego de condiciones

INDICE DE APARTADOS

1. Objeto
2. Condiciones de materiales
 - A. Sistemas generadores fotovoltaicos
 - B. Inversor utilizado
 - C. Caja de empalme
 - D. Estructura soporte
 - E. Cableado
 - F. Protecciones
 - G. Puesta a tierra
3. Mantenimiento de la instalación fotovoltaica
4. Pruebas
5. Responsabilidades
6. Subcontratación

1. OBJETO

El presente Pliego de Condiciones presenta los requisitos para la ejecución del proyecto de planta fotovoltaica de 1,4MW nominales en Viver, Castellón cuyas características técnicas estarán especificadas a lo largo del proyecto.

2. CONDICIONES DE LOS MATERIALES

A. SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos deberá llevar incorporados el marcado CE, según la Directiva 2014/35/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Para el presente proyecto el panel elegido se trata del módulo fabricado por TRINA SOLAR de modelo TSM-DE19 de 550 W de potencia. Estos deberán llevar mediante etiquetado u otro método que no influya en el rendimiento del módulo el modelo y logotipo del fabricante, así como un número de serie de manera que la fecha de fabricación de trazable.

En caso de presentar defectos de fabricación en algún elemento del módulo, este se decidirá ser rechazado y sustituido por otro por el proveedor otro sin ningún coste adicional.

Los elementos de protección necesarios se instalarán de manera independiente al módulo de manera que se pueda realizar la extracción y sustitución del módulo en caso de fallo sin la necesidad del cambio del elemento.

El módulo elegido presenta hasta un 21% de eficiencia, se tendrá que asegurar un rendimiento superior al 13% en condiciones estándar.

La garantía de los módulos por parte del fabrica no será de menos de 10 años fijándose la caída de rendimiento según la estipulada por la ficha técnica y siendo garantizada por el fabricante durante los próximos 25 años.

B. INVERSOR UTILIZADO

El inversor será el dispositivo electrónico encargado de convertir la energía generada por los paneles solares (corriente continua) en energía disponible para la red eléctrica (corriente alterna).

En el proyecto se instalará un inversor del fabricante Ingeteam de modelo 1400TL-B540 de 1400 kW en el cual la corriente alterna de salida lo hará con una tensión de 540 V en sistema IT y una frecuencia de 50 Hz.

El inversor dispone de protecciones frente a cortocircuitos y sobrecargas en AC, con protección anti-isla con desconexión automática.

Cuenta con 6 a 15 entradas con disponibilidad de incluir medida de protección de fusible de 63-500 A según elección. Se incluirá una monitorización de aislamiento con una protección anti-aislamiento.

Finalmente deberá de disponer de las señalizaciones necesarias para su correcta operación asegurando así su correcto manejo.

C. CAJA DE EMPALME

Para el proyecto se hará uso de la string box del fabricante INGETEAM, el modelo INGECOM SUN StringBox. Diseñadas para sistema fotovoltaico basados en inversores centrales.

Cuenta con un eficiente cableado de corriente continua de entrada y salida con interruptores de desconexión de corriente continua de manera que se pueda realizar un mantenimiento sencillo y seguro.

En utilización junto a inversores centrales del fabricante, las salidas de SUN StringBox pueden ser monitoreadas mediante el kit opcional de monitorización de grupo disponible para las series B y C.

Se pedirá, por tanto, al fabricante que incluya el skit de monitorización opcional, así como el kit de montaje en poste de manera que su localización sea la correcta según diseño de la planta

El fabricante presenta diferentes modelos desde los 12 hasta las 32 entradas con tensión de entrada máxima de 1500 V. El cerramiento de la caja con protección IP65, diseñado para su instalación al aire libre como en techos y en sistemas solares a gran escala.

Presenta 8 distintos fusibles a elección del comprador de carácter fotovoltaico con 30 kA de poder corte. El rango de fusibles a utilizar presenta una corriente de actuación desde los 10 A hasta los 32A. Para el proyecto se elegirá fusibles de corriente de actuación 25 A.

Todas las cajas deberán quedar accesibles y de conformidad con el director de la obra.

En caso de recibir algún elemento en estado defectuoso se devolverá al fabricante y se pedirá uno nuevo sin gasto extra de manera que se garantice con el fabricante la recepción del nuevo pedido de 2 a 5 días.

D. ESTRUCTURA SOPORTE

La estructura soporte de los módulos serán seguidores solares del fabricante Axial Structural Solutions quienes serán los encargados de que los módulos tengan la orientación óptima durante las horas de sol.

El modelo del fabricante es el 1VTwin el cual presenta capacidad para hasta 60 paneles con dimensiones universales de manera que es compatible con la mayoría de los módulos fotovoltaicos utilizados a gran escala.

Presenta una velocidad máxima de funcionamiento de 70 Km/h, no obstante, la realización de giro en rachas de gran viento de manera repetitiva puede provocar la avería del motor.

Presenta diferentes garantías para los elementos que conforman la estructura.

- Garantía del motor, 5 años.
- Garantía del Slewing Drive o Unidad de giro, 5 años.
- Garantía de la electrónica con el algoritmo solar NREL SPA con reconocimiento 3D, 5 años.
- Garantía de la batería, 10 años
- Garantía de la estructura y por corrosión, 25 años.

En caso de avería o detención del sistema de orientación será un equipo técnico del fabricante quien se encargará del incidente en un tiempo máximo determinado en 7 días.

Deberán portar el marcado CE de forma que sea visible y legible y que se cumpla lo contemplado en la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006, relativa a las máquinas y por la que se modifica la Directiva 95/16/CE (refundición).

E. CABLEADO

Durante el proyecto se hará uso de distinto material de cableado en función de las necesidades de la instalación. Los conductores utilizados cumplen con lo dispuesto en el REBT según Real Decreto 842/2002.

Se dimensionará la longitud del cableado de manera que no se generen esfuerzos ni tensiones elevadas en el cableado ni incidentes posibles con el personal de la instalación.

El cableado de continua será elegido de manera que se pueda confirmar su uso adecuado en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Está diseñado de manera que en ningún punto de la instalación aparezcan caídas de tensión superiores a 1,5% y la corriente máxima en cada punto sea inferior a la corriente máxima soportada por el cable.

- Cable Solar 6mm² 1500V
Su utilización será para el conexionado entre paneles y las diferentes string box con corrientes no superiores a 50 A.
Contará con aislamiento de tipo XPLE y de cobre. Soportará tensiones de hasta 1500V.
De acuerdo con la norma vigente se separarán pertinentemente los positivos y negativos de cada grupo de cableado.
- Cable solar de 240 mm² 1500V.
Su utilización será para el conexionado entre la string box y el inversor central con corriente no superiores a las soportadas por el cable.
Contará con aislamiento XPLE y serán de cobre.
El cableado se instalará de una sola tirada entre la string box y el inversor central, siendo no admisibles empalmes ni derivaciones intermedias.
- Cable solar de 240 mm² 1500V

F. PROTECCIONES

Todas las instalaciones de protecciones se asegurarán de que cumpla con lo dispuesto en el Real Decreto 413/2014 que regula la actividad de producción de energía eléctrica partir de fuentes

de energía renovables sobre protecciones fotovoltaica, así como lo indicado en el REBT según el Real Decreto 842/2002.

Se protegerá la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos en la parte de corriente continua y en la parte de corriente alterna, donde las protecciones cuando sea necesario serán para cada fase.

Las protecciones definidas en el tramo de corriente continua son:

- Fusible del fabricante *Df Electric* con corriente de actuación de 25 A y 1500 V de tensión máxima de entrada.
- Fusible del fabricante *Temper* con corriente de actuación de 400 A y 1500 V de tensión máxima de entrada.

Las protecciones definidas en el tramo de corriente alterna son:

- Interruptor automático del fabricante Legrand F01800EN-03 DMX3 2500. La intensidad nominal es elegible hasta 2500 A, regulada en 200 A.
- Interruptor diferencial fabricante Schneider Electric de 300 mA de corriente de disparo

En caso de que algún fusible se activara por motivos de fallos en la instalación sería personal técnico autorizado quien reemplazaría la protección en un intervalo de tiempo de 1 a 3 días.

G. PUESTA A TIERRA

La instalación fotovoltaica estará en conformidad con el artículo 12 del Real Decreto 1663/2000.

Se realizará la puesta a tierra de la instalación mediante una placa enterrada en profundidad de 1,57 metros de lado.

La conexión a tierra de las masas de la instalación fotovoltaica será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, siguiendo con el Reglamento de Baja Tensión.

El cableado será de cobre y con envoltura amarillo-verde de manera que sea fácil su identificación. Será de obligada aplicación lo indicado en la Norma UNE 20.460-5-54 en el apartado 543 de manera que la mínima sección venga indicada según la siguiente tabla.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S _p (mm ²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Imagen 5.1. Relación entre las secciones de los conductores de protección y fas. [25]

3. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Con el fin de asegurar la integridad de la instalación perdurando así en la vida útil establecida en el proyecto y asegurarse de la producción, y, por ende, del funcionamiento de la instalación se realizará un mantenimiento de la instalación de dos maneras:

- H. Mantenimiento preventivo
- I. Mantenimiento correctivo

El mantenimiento preventivo constará de todas aquellas acciones que su fin sea la conservación de las prestaciones de los diferentes elementos de la instalación, este se realizará cuando la instalación se encuentre en funcionamiento.

Se realizará como mantenimiento preventivo una visita a la instalación anualmente, como mínimo, en la cual se realizarán las siguientes acciones:

- J. Comprobación de los seguidores fotovoltaicos: revisión de la integridad de la estructura en busca de deterioro por agentes meteorológicos (violentas lluvias, fuertes vientos) u oxidaciones.
- K. Revisión del estado de los módulos comprobando posibles daños y comprobando orientaciones y localizaciones respecto a lo descrito en el proyecto.
- L. Análisis de caídas de tensión en el cableado de manera que se asegure lo indicado en los cálculos del proyecto.
- M. Validación del funcionamiento de los inversores según lo establecido y revisión de alarmas para su arreglo en caso de que aparecieran.
- N. Revisación mecánica del estado del cableado, aprietes, pletinas, limpieza.
- O. Comprobación de las protecciones eléctricas de manera que se asegure la integridad del personal trabajador de la instalación
- P. Al finalizar la inspección se realizará un informe sobre la visita en el cual se dejará indicados errores encontrados, así como posibles mejoras en la instalación

Las operaciones de mantenimiento realizadas por el equipo de trabajo quedarán descritas en un libro de mantenimiento en el que se identificará al personal que ha realizado las diversas acciones pertinentes

Por el contrario, el mantenimiento correctivo se realizará cuando sea necesario la reposición o arreglo de los diferentes elementos de la instalación.

Será personal técnico cualificado de la instalación quien, bajo la responsabilidad de la empresa instaladora, sean los encargados de emplear las acciones necesarias para asegurar el funcionamiento de la planta fotovoltaica en condiciones por encima de los límites mínimos establecidos.

Ante la aparición de cualquier incidente se establecerá 1 semana de tiempo máximo en realizarse la visita a la instalación y 15 días para la resolución de la incidencia surgida.

4. PRUEBAS

Antes de la realización de las diferentes pruebas la instalación debe estar terminada acuerdo con lo designado en el proyecto, las modificaciones aprobadas por la dirección de la obra y la puesta a punto, verificada por la Entidad Inspectora.

Una vez los diferentes elementos del sistema estén instalados, se realizará una verificación de manera que se pueda afirmar que el montaje realizado cumple con los requisitos establecidos en la especificación correspondiente. Esto incluye comparación de las diferentes conexiones eléctricas, accesibilidad a todos los puntos críticos de la instalación entre otros aspectos.

Examinado el montaje se realizarán ensayos de arranque y funcionamiento de los diferentes sistemas de la instalación, correctos procedimientos de parada por parte del personal autorizado como por la instalación y comprobación de la correcta actuación de los elementos de seguridad, protección y alarma (fusibles, interruptores automáticos, etc.).

Finalizadas las pruebas, a los doce días siguientes desde la petición del Contratista sin fallos ni interrupciones se procederá a la etapa de Recepción Provisional de la Instalación donde se levantará el correspondiente Acta en presencia y firmada por el Director de Obra y el representante del contratista. A partir de ese momento, se dará inicio el período de vigencia de la garantía.

5. RESPONSABILIDADES

El contratista asumirá la responsabilidad en caso de cualquier daño o perjuicio a instalaciones y personal trabajador de la instalación y materiales en caso de cualquier evento debe contar con un seguro que cubra dichos riesgos.

Deberá ser cumplido el Reglamento de Higiene y Seguridad en el Trabajo, así como las diferentes disposiciones sociales vigente que sean de aplicación.

En caso de que la obra sea suspendida completamente y por un período de tiempo superior a tres meses, será el Contratista quien contará con derecho para rescindir el contrato. Si esta situación se diese el contratista podría exigir una indemnización del 7% del valor de la obra sin finalizar aparte de la aportación económica íntegra por los materiales movilizados a la obra y por la obra ya realizada.

6. SUBCONTRATACIÓN

En caso de que no se indique lo contrario en el contrato, la empresa instaladora tendrá la posibilidad de realizar la subcontratación a terceros para llevar a cabo ciertas acciones de obra siempre y cuando el contratista informe debidamente y en plazo al Director de la Obra.

Como máximo el coste económico subcontratado no podrá ser excedido en un 40% respecto al presupuesto total de las obras y deberá ser descrito detalladamente los trabajos a realizar por la tercera entidad.

El servicio subcontratado será directamente indicado como procede por la empresa instaladora principal designada en el proyecto. Se le será requerido el mismo nivel de prestaciones, calidad y exigencia que a la empresa principal.

7. Bibliografía

- [1] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. “<https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.aspx#:~:text=2021%20%2D%202030&text=Los%20principales%20objetivos%20de%20dicho,en%20el%20consumo%20de%20energ%C3%ADa>”
- [2] United Nations Climate Change. El acuerdo de París. “[https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-las-ndc#:~:text=El%20Acuerdo%20de%20Par%C3%ADs%20es,4%20de%20noviembre%20de%202016](https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-las-ndc/el-acuerdo-de-las-ndc#:~:text=El%20Acuerdo%20de%20Par%C3%ADs%20es,4%20de%20noviembre%20de%202016)”
- [3] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Las emisiones de CO2 en 2020 descienden por primera vez por debajo del nivel de 1990 a causa del aumento de la generación eléctrica renovable, la caída del carbón y las limitaciones de actividad y movilidad por la pandemia. “<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/las-emisiones-de-co2-en-2020-descienden-por-primera-vez-por-debajo-del-nivel-de-1990-a-causa-del-aumento-de-la-generaci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-renovable-la/tcm:30-528954>”
- [4] El independiente. España, suspenso en descarbonización: suben las emisiones de CO2 un 9%. “<https://www.elindependiente.com/futuro/medio-ambiente/2023/04/30/espana-suspenso-en-descarbonizacion-suben-las-emisiones-de-co2-un-9/#:~:text=Emisiones%20de%20CO2,las%20emisiones%20del%20a%C3%B1o%20anterior>”
- [5] Soziable. España incrementó sus emisiones de gases de efecto invernadero un 5,7% en 2022. “<https://www.soziable.es/espana-incremento-emisiones-gases-de-efecto-invernadero>”
- [6] La información. La potencia renovable instalada en España se incrementa un 8% en 2022. “<https://www.lainformacion.com/economia-negocios-y-finanzas/potencia-renovable-espana/2879357/>”

- [7] El potencial de la energía solar en España. “<https://www.ifema.es/global-mobility-call/noticias-sector/el-potencial-de-la-energia-solar-en-espana>”

- [8] Educaweb. Evolución del empleo en el subsector de la energía solar fotovoltaica de 2017 a 2021. “<https://www.educaweb.com/noticia/2022/10/26/empleo-sector-energia-solar-fotovoltaica-alza-21037/#:~:text=En%20Espa%C3%B1a%2C%20el%20subsector%20de,por%20la%20Uni%C3%B3n%20Espa%C3%B1ola%20Fotovoltaica>”

- [9] Sotysolar. Objetivos y planes futuros para la energía fotovoltaica en España. “<https://sotysolar.es/blog/energia-fotovoltaica-espana#:~:text=las%20energ%C3%ADas%20tradicionales,-,Objetivos%20y%20planes%20futuros%20para%20la%20energ%C3%ADa%20fotovoltaica%20en%20Espa%C3%B1a,de%20potencia%20fotovoltaica%20para%20Espa%C3%B1a>”

- [10] El periódico de la energía. La curva de pato es una realidad. “<https://elperiodicodelaenergia.com/la-curva-de-pato-ya-esta-aqui-la-solar-provoca-esta-temida-figura-en-el-pool-los-fines-de-semana/>”

- [11] Grupojab. Historia de las células solares. “<https://www.grupojab.es/historia-de-las-celulas-solares-y-su-evolucion-tecnologica/#:~:text=1839%3A%20Se%20descubre%20el%20efecto,como%20el%20E2%80%9Cefecto%20fotovoltaico%20E2%80%9D>”

- [12] Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. “<https://rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/aplicaciones-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>”

- [13] Google Maps. Emplazamiento de la instalación. “<https://www.google.es/maps/@39.9324263,-0.6160676,340m/data=!3m1!1e3?entry=ttu>”

- [14] Wikipedia. Energía Solar fotovoltaica. “https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica”

- [15] Solarwave. Inversor central o microinversor.
 “<https://www.solarwave.com.mx/microinversor-o-inversor-central/>”

- [16] Solarix. Oversizing en campos fotovoltaicos.
 “<https://www.solarix.es/blog/oversizing-campo-fotovoltaico/>”

- [17] Transformador eléctrico. “<https://transformadoressiosac.com/definicion-transformador-electrico/>”

- [18] Sun Fields Europe. Hot spots en placas solares. “<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/puntos-calientes-hot-spots-en-placas-solares/>”

- [19] Ecofener. Sombras parciales en instalaciones fotovoltaicas.
 “<https://ecofener.com/blog/cuales-son-los-efectos-de-la-sombra-en-un-panel-solar-fotovoltaico/>”

- [20] Wikipedia. Declinacion y altura solar.
 “https://es.wikipedia.org/wiki/Declinaci%C3%B3n_solar”

- [21] Wikipedia. Seguidor solar.
 “https://es.wikipedia.org/wiki/Declinaci%C3%B3n_solar”

- [22] Tablas de factor corrección para el diseño de cableado.
 “http://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/2018_Prysmian_GU%C3%8DA-TECNICA_Baja-Tensi%C3%B3n-ilovepdf-compressed.pdf”

- [23] Ceupe magazine. Cortocircuitos y sobrecargas.
 “<https://www.ceupe.com/blog/proteccion-de-los-circuitos-electricos.html#:~:text=Para%20la%20protecci%C3%B3n%20contra%20cortocircuitos,so brepasa%20sus%20caracter%C3%ADsticas%20tiempo%2Dintensidad>”

- [24] Hukseflux. Performance model, ratio, index.
 “<https://www.hukseflux.com/applications/solar-energy-pv-system-performance-monitoring/how-to-calculate-pv-performance->

8. Planos

Seguidamente, se presentan los planos del proyecto:

1. Ficha catastral del emplazamiento de la instalación.
2. Distribución de paneles de la instalación.
3. Asociación de paneles con las diferentes string box.
4. Distribución de strings de la instalación.
5. Esquema unifilar de la instalación.



CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

Referencia catastral: 12140A053000300000MM

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:

Polígono 53 Parcela 30
EL BALSAR. VIVER [CASTELLÓN]

Clase: RÚSTICO

Uso principal: Agrario

Superficie construida:

Año construcción:

Cultivo

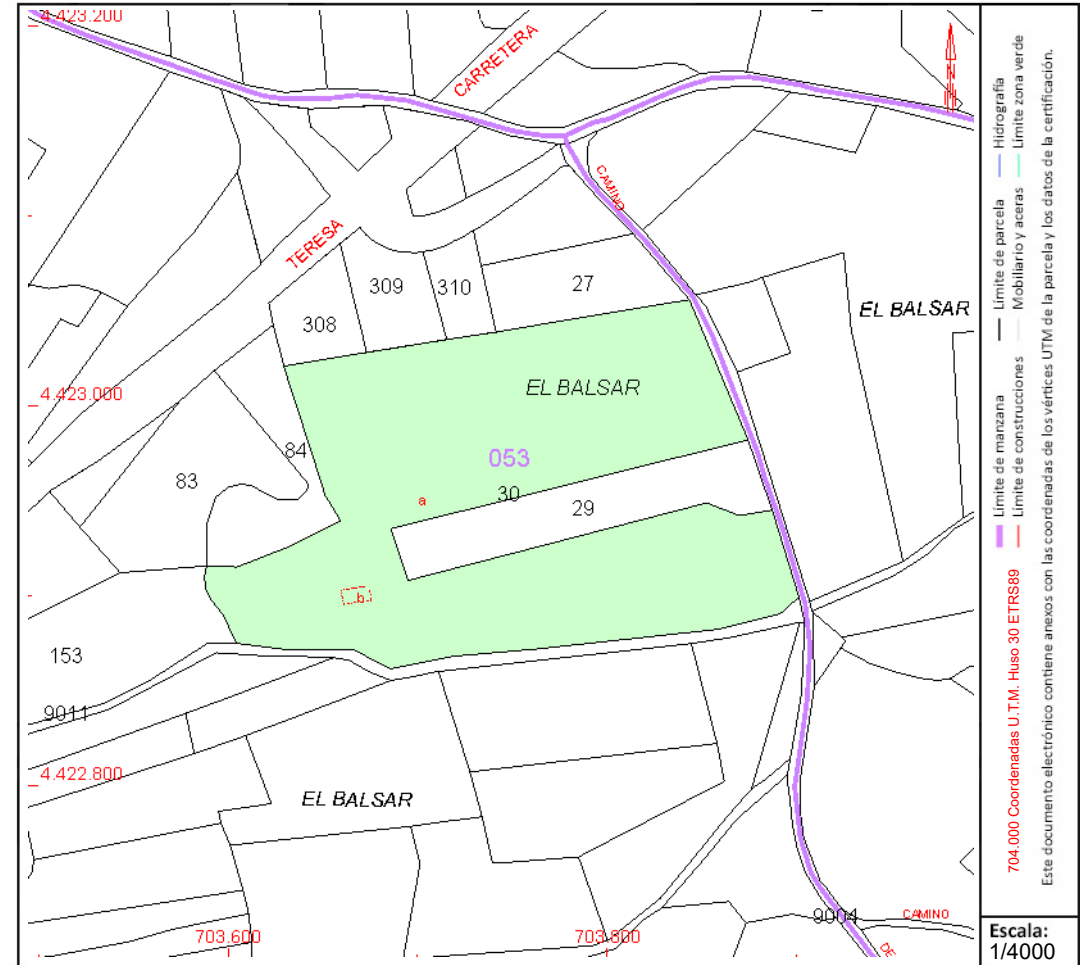
Subparcela	Cultivo/aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
a	O- Olivos secano	00	35.932
b	I- Improductivo	00	114

PARCELA

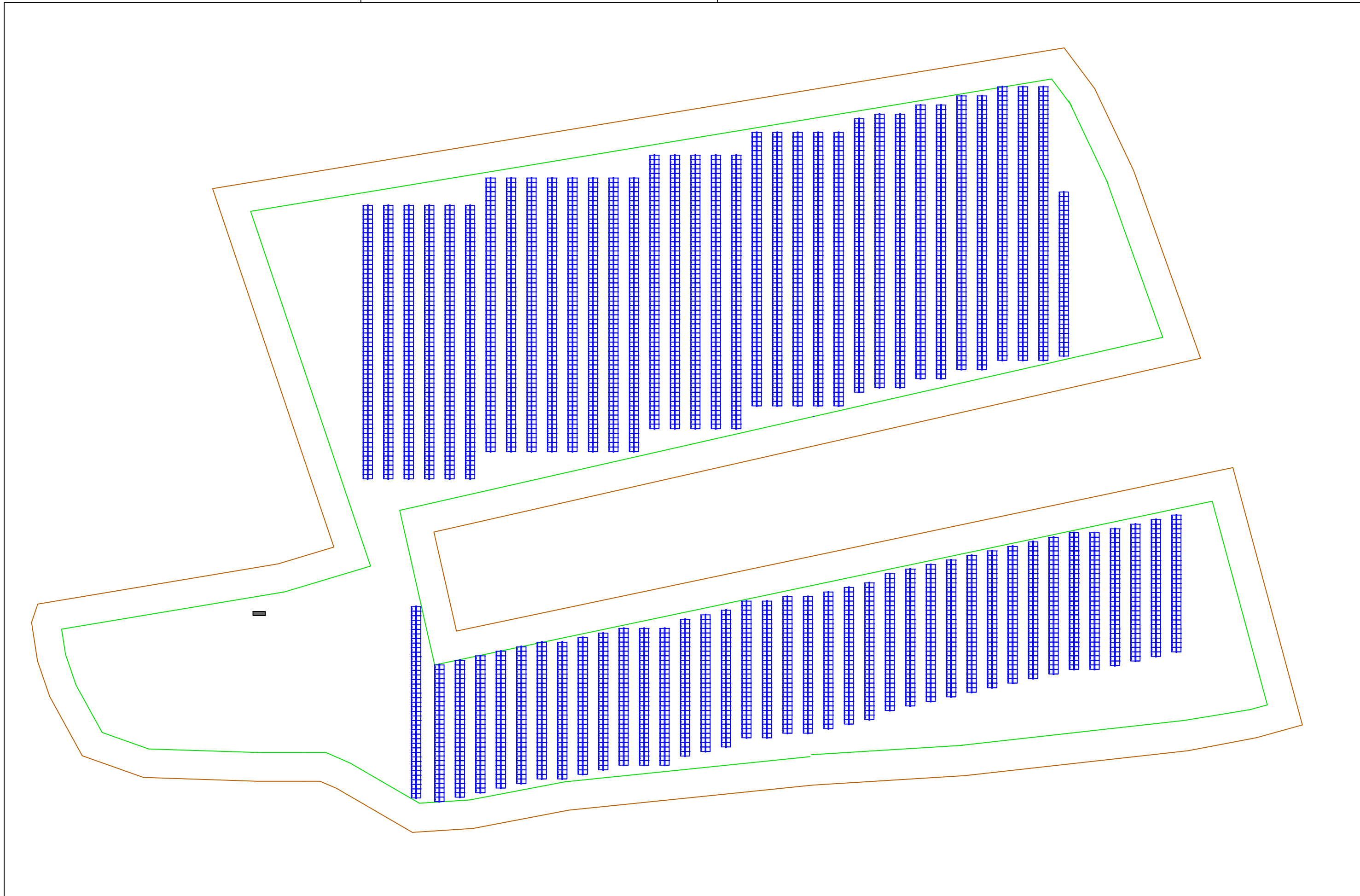
Superficie gráfica: 36.046 m²



Participación del inmueble: 100,00 %

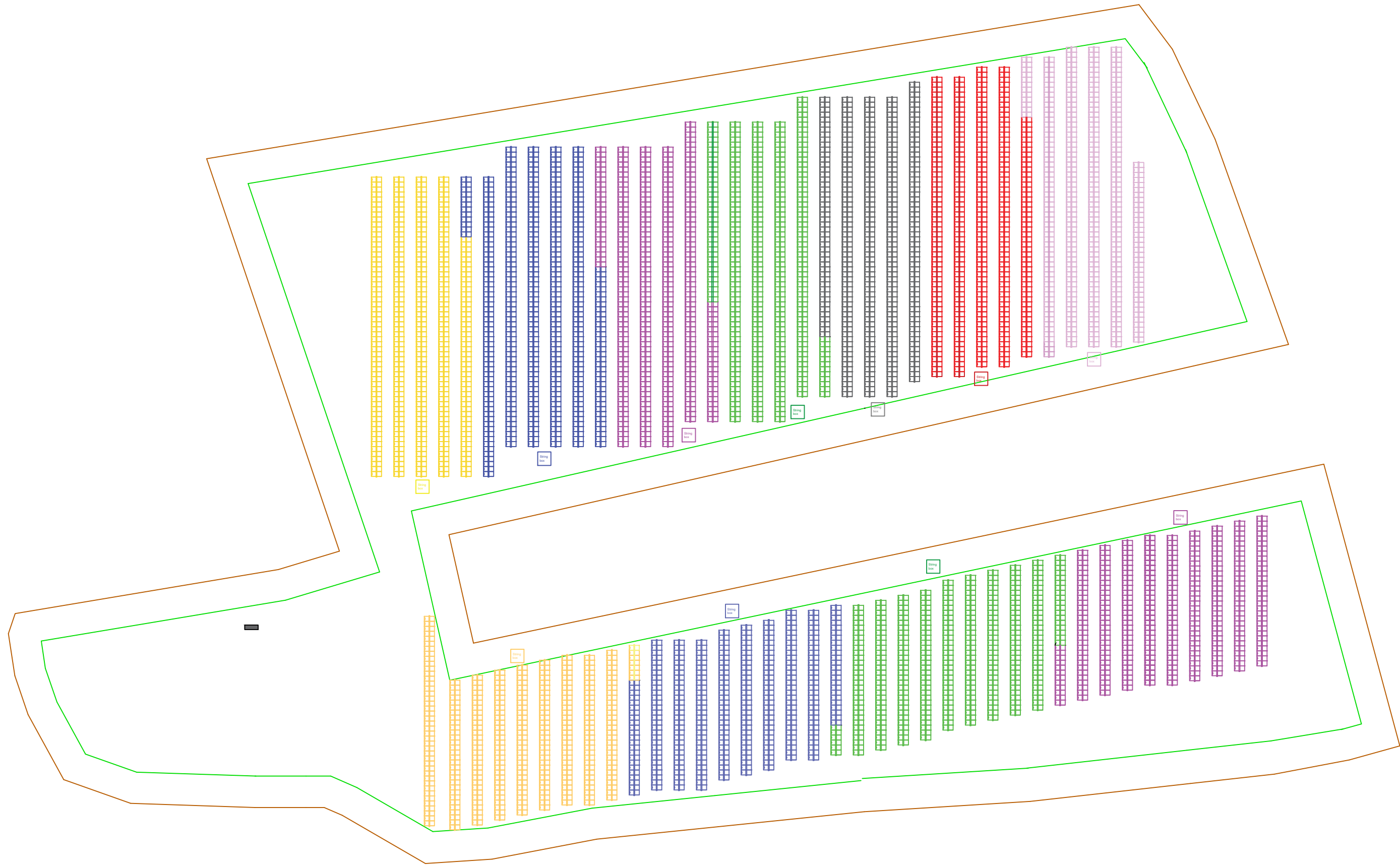
Tipo:

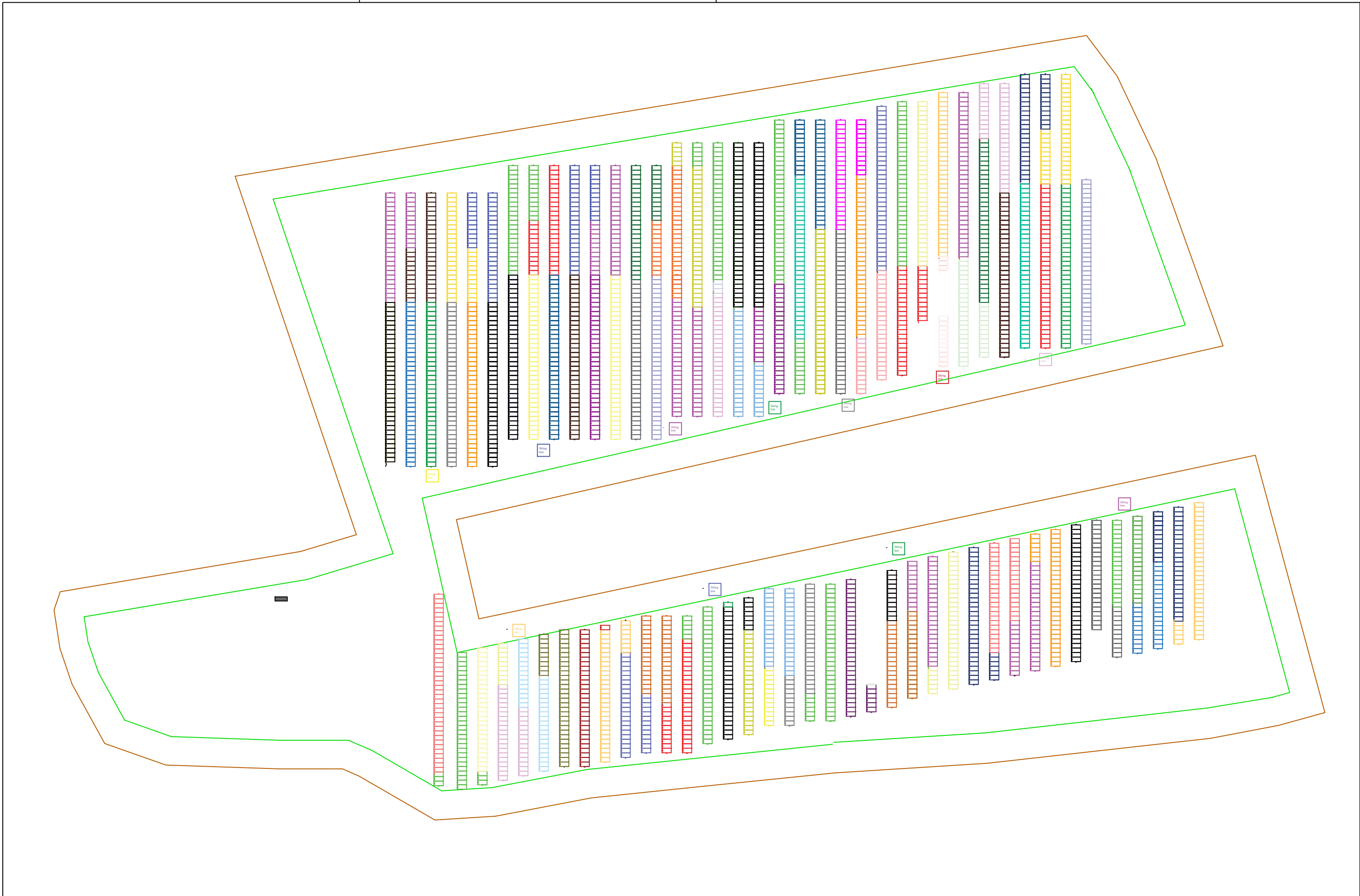



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"

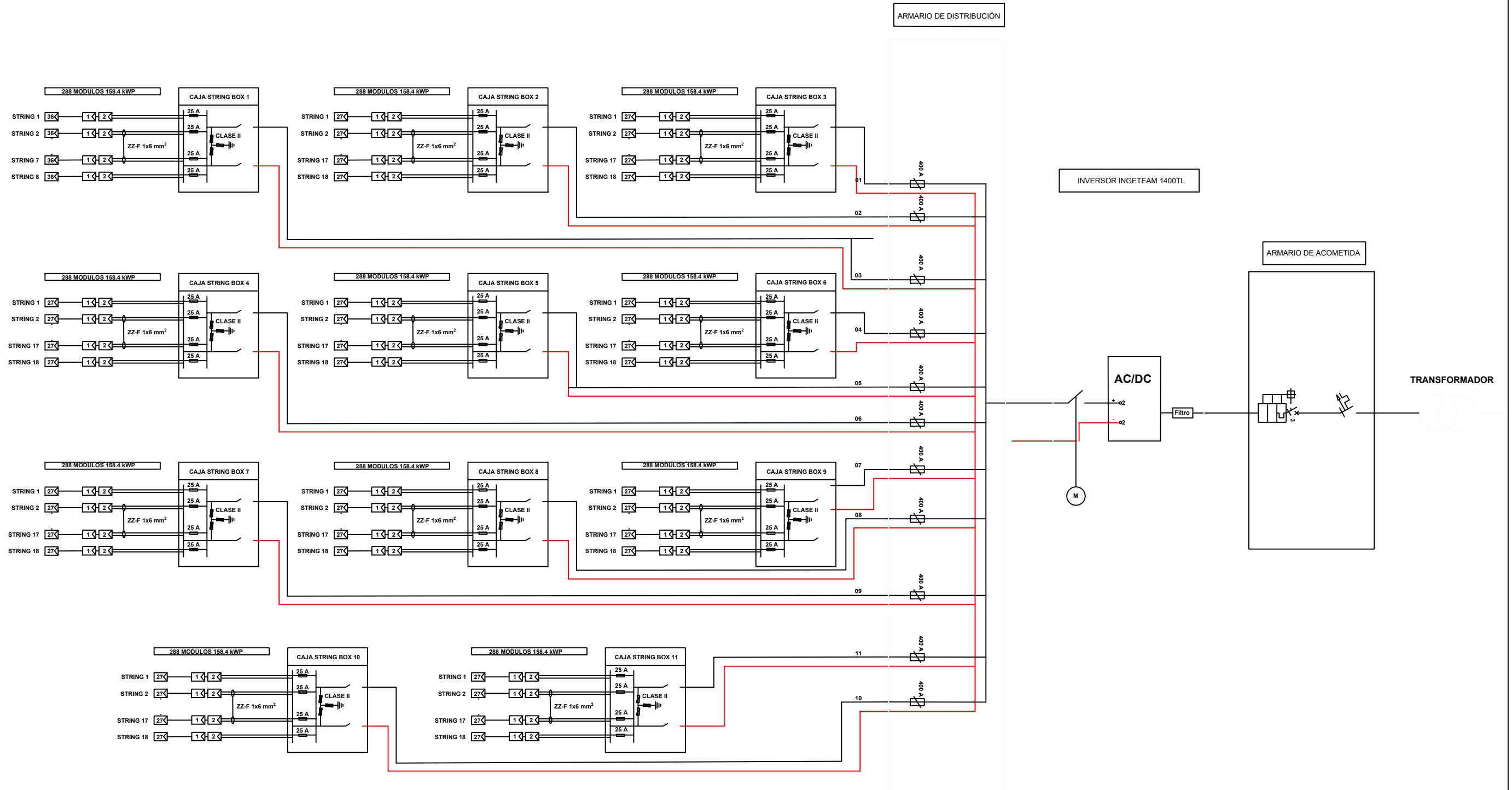


<p>TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES</p>  <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>  <p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA</p>	<p>Proyecto:</p> <p>PROYECTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1,4 MW EN VIVER (CASTELLÓN)</p>	<p>Plano:</p> <p>Distribución de paneles en la instalación</p> <p>Autor:</p> <p>Alberto Quintero Martín</p>	<p>Fecha:</p> <p>Junio 2023</p> <p>Escala:</p> <p>1:850</p>	<p>Nº Plano:</p> <p>2</p>
--	---	---	---	----------------------------------





<p>TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES</p>  <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>  <p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA</p>	<p>Proyecto:</p> <p>PROYECTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1,4 MW EN VIVER (CASTELLÓN)</p>	<p>Plano:</p> <p>Distribución de paneles en la instalación</p> <p>Autor:</p> <p>Alberto Quintero Martín</p>	<p>Fecha:</p> <p>Junio 2023</p> <p>Escala:</p> <p>1:850</p>	<p>Nº Plano:</p> <p>4</p>
--	---	---	---	----------------------------------



9. Anexos



BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE19

PRODUCT RANGE: 530-555W

555W+

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 555W

- Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



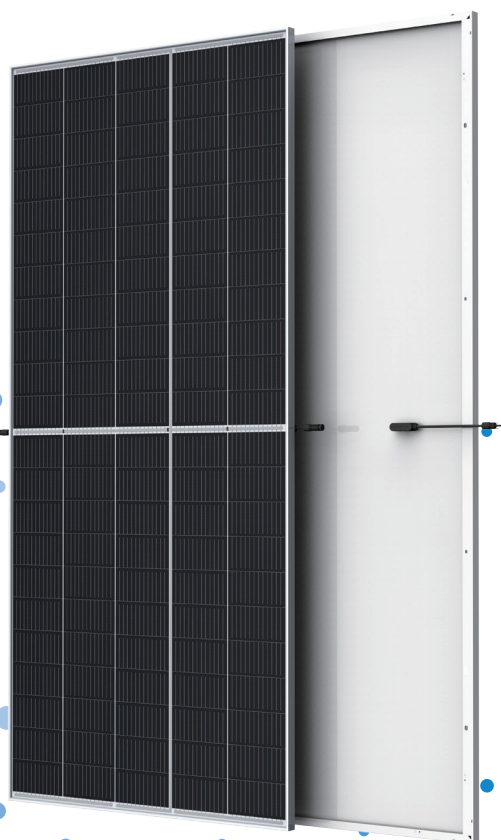
High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

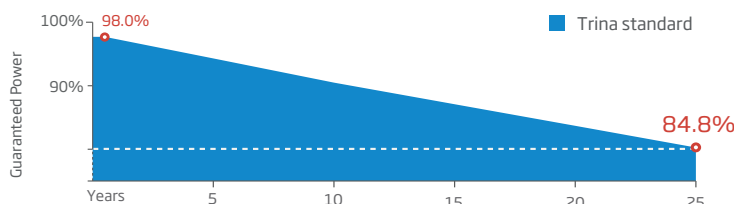


High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature



Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



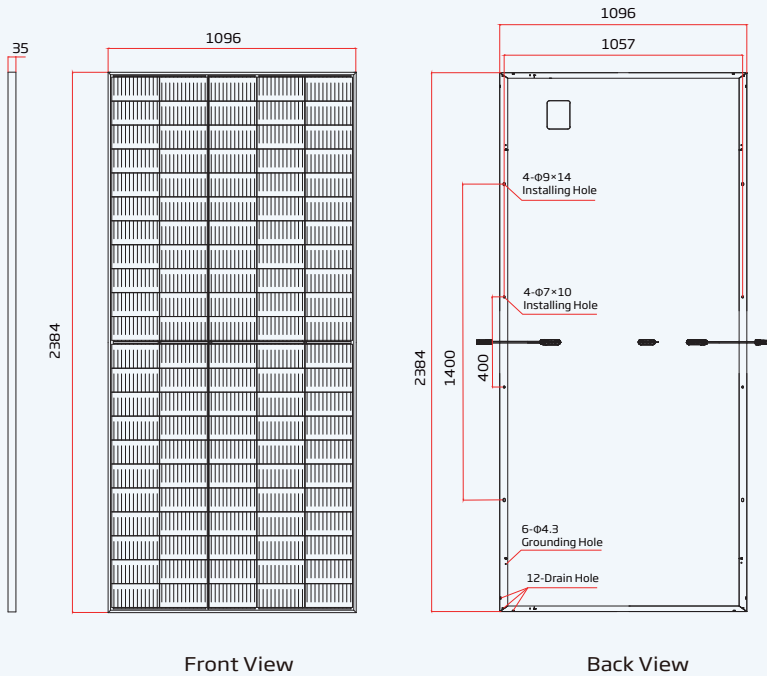
Comprehensive Products and System Certificates



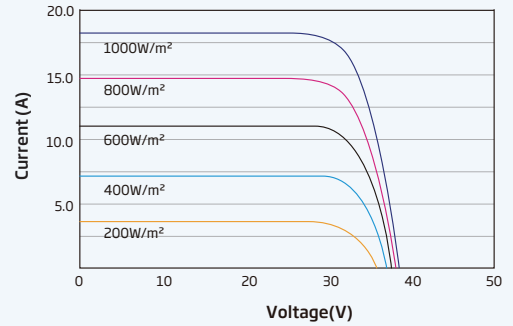
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



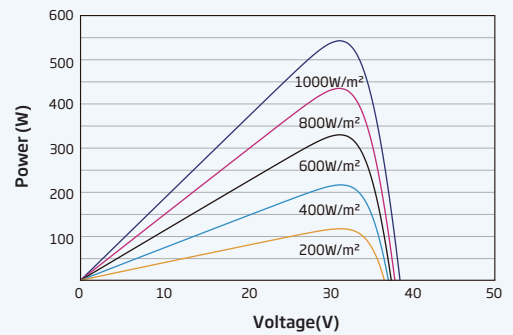
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(545 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(545W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Parameter	530	535	540	545	550	555
Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*						
Power Tolerance-P _{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	30.8	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	17.21	17.28	17.33	17.37	17.40	17.45
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	18.31	18.36	18.41	18.47	18.52	18.56
Module Efficiency η_m (%)	20.3	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	401	405	409	413	417	420
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	28.6	28.8	29.0	29.2	29.3	29.5
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	14.01	14.06	14.10	14.15	14.19	14.23
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	35.0	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	14.76	14.80	14.84	14.88	14.92	14.96

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	110 cells
Module Dimensions	2384×1096×35 mm (93.86×43.15×1.38 inches)
Weight	28.6 kg (63.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
 25 year Power Warranty
 2% first year degradation
 0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
 Modules per 40' container: 620 pieces

SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS, 1500 V

12 / 16 / 18 / 20 / 24 / 32

The new INGECON® SUN StringBox is a cost-effective PV string combiner box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

When used in combination with INGECON® SUN series central inverters, the INGECON® SUN StringBox outputs can be monitored by means of the optional DC input groups monitoring kit available for B and C series.

A complete range of equipment for all types of projects

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection

The INGECON® SUN StringBox is a passive combiner box equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

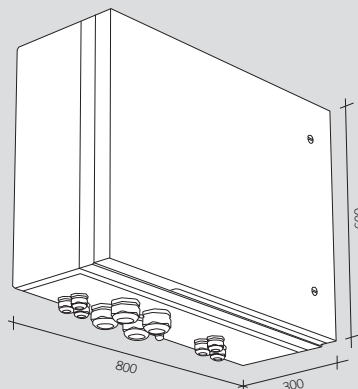
- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs configurations.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.



1,500 V				
	StringBox 12	StringBox 12B	StringBox 16	StringBox 16B
Input				
Maximum number of input strings	12 / 24 ⁽¹⁾	12 / 24 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽²⁾	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽³⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)			
Weight (kg)	35	36	36	38
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ With external over-molding in line fuses and branch connectors ⁽²⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55°C ⁽³⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)

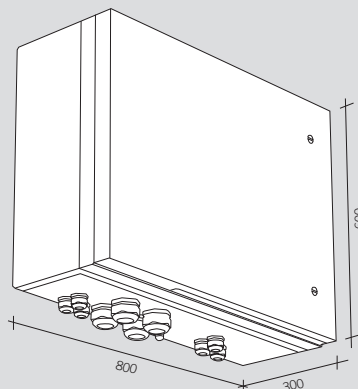


- 12**
35 kg.
- 12B / 16**
36 kg.
- 16B**
38 kg.

1,500 V				
	StringBox 18	StringBox 18B	StringBox 20	StringBox 20B
Input				
Maximum number of input strings	18 ⁽¹⁾	18 ⁽¹⁾	20 ⁽¹⁾	20 ⁽¹⁾
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	18	36	20	40
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽¹⁾	216	216	240	240
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽²⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)		1000 x 750 x 320 (W x H x D)	
Weight (kg)	37	39	38	42
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)

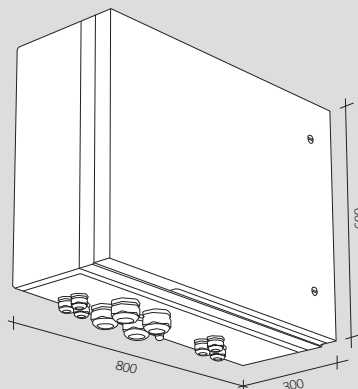


- 18**
37 kg.
- 18B**
39 kg.
- 20**
38 kg.
- 20B**
42 kg.

	1,500 V			
	StringBox 24	StringBox 24B	StringBox 32	StringBox 32B
Input				
Maximum number of input strings	24	24	32	32
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	24	48	32	64
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽¹⁾	288	288	384	384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽¹⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)		1250 x 750 x 320 (W x H x D)
Weight (kg)	37	46	44	55
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



- 24**
37 kg.
- 24B**
46 kg.
- 32**
44 kg.
- 32B**
55 kg.

INVERSORES CENTRALES SIN TRANSFORMADOR CON UN ÚNICO BLOQUE DE POTENCIA

Hasta 1800 kVA con tecnología de 1500 V

Máxima densidad de potencia

Estos inversores FV centrales despliegan mayor potencia por metro cúbico y, gracias al uso de componentes de alta calidad, rinden al más alto nivel posible.

Electrónica de última generación

Los inversores Serie B integran una innovadora tarjeta de control que funciona más rápido y permite un control del inversor más eficiente y sofisticado, ya que utiliza un procesador de señales digitales de última generación. Además, el hardware de la tarjeta de control permite medidas más precisas y un mayor grado de protección.

Estos inversores soportan huecos de tensión y también presentan un menor consumo de potencia gracias a una tarjeta de suministro de potencia más eficiente.

Conexión AC mejorada

La conexión de salida ha sido diseñada para facilitar la conexión directa por pletinas con el transformador de media tensión.

Protección máxima

Estos equipos trifásicos disponen de un seccionador DC de apertura en carga motorizado para desacoplar el generador fotovoltaico del inversor. Además, incorporan un seccionador magneto-térmico motorizado. Opcionalmente pueden incorporar fusibles, kit de puesta a tierra y monitorización de corrientes de entrada.

Máximos valores de eficiencia

El uso de novedosas topologías de conversión electrónica permite alcanzar valores de eficiencia de hasta el 98,9%. Gracias a un sofisticado algoritmo de control, este equipo puede garantizar la máxima eficiencia en función de la potencia FV disponible.

Prestaciones mejoradas

La nueva gama de inversores INGECON®SUN Power presenta una envolvente renovada y mejorada que, junto a un novedoso sistema de refrigeración por aire, permite aumentar la temperatura de trabajo.



Hasta 1800 kVA con tecnología de 1500 V

Diseño duradero

El diseño de estos equipos, junto a las pruebas de estrés a las que son sometidos, permite garantizar una larga vida útil. Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.

Soporte de red

La familia INGECON® SUN Power Serie B está preparada para cumplir los requerimientos de conexión a red de los diferentes países, contribuyendo a la calidad y estabilidad del sistema eléctrico. Así, por ejemplo, son capaces de soportar huecos de tensión, inyectar potencia reactiva incluso por la noche y controlar la potencia activa inyectada a la red. Además, pueden operar en redes débiles con un bajo SCR (short-circuit ratio).

Fácil mantenimiento

Todos los elementos pueden ser reemplazados o retirados directamente desde la parte frontal del inversor, gracias a su novedoso diseño.

Manejo sencillo

Los inversores INGECON® SUN Power disponen de una pantalla LCD que permite visualizar de forma sencilla y cómoda el estado del inversor, así como diferentes variables internas.

Además, el display dispone de varios LEDs que indican el estado de funcionamiento del inversor y avisan de cualquier incidencia mediante una indicación luminosa, lo cual simplifica y facilita las tareas de mantenimiento del equipo.

Monitorización y comunicación

Comunicación Ethernet integrada de serie. Incluye sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smart-phone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet. Permite monitorizar las variables internas de funcionamiento (alarmas, producción en tiempo real, etc.), así como el histórico de datos de producción.

Disponibles dos puertos de comunicación (uno para monitorización y otro para el control de planta), permitiendo un control de planta rápido y simultáneo.

PROTECCIONES

- Polarización inversa DC.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Vigilante de aislamiento DC.
- Hasta 15 pares de porta-fusibles.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC, tipo II.
- Interruptor DC motorizado para desconectar el inversor del campo FV.
- Seccionador magneto-térmico AC motorizado.
- Soporta huecos de tensión.
- Protección del hardware vía firmware.
- Protección adicional para la electrónica de potencia, gracias a un circuito cerrado de ventilación.

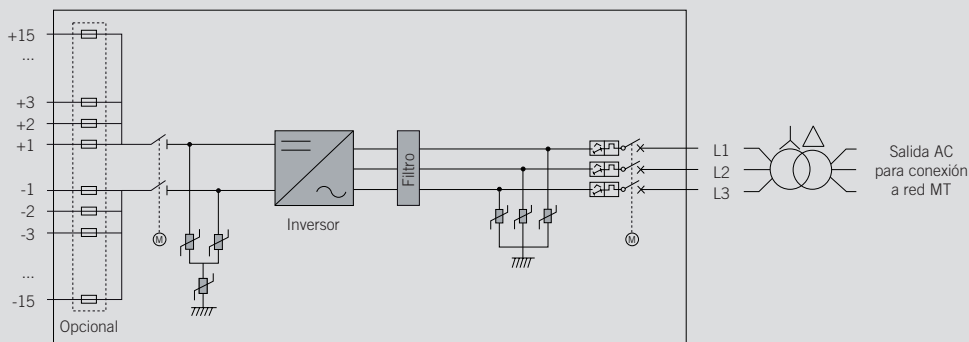
ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit para alimentar servicios auxiliares.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC, tipo I+II.
- Kit de puesta a tierra.
- Kit para trabajar hasta -30 °C de temperatura ambiente.
- Fusibles DC.
- Monitorización de las corrientes de agrupación de la entrada DC.
- Vatímetro en el lado AC.
- Kit despolarizador nocturno (previene el PID: Potential Induced Degradation).
- Inyección de potencia reactiva nocturna.
- Kit atrapa-arenas.
- Caja de agrupamiento DC integrada.

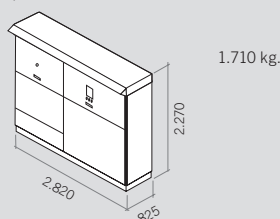
VENTAJAS DE LA SERIE B

- Mayor densidad de potencia.
- Electrónica de última generación.
- Protección electrónica más eficiente.
- Alimentación nocturna para comunicar con el inversor por la noche.
- Mayor rendimiento.
- Mantenimiento sencillo gracias al diseño de su nueva envolvente.
- Piezas de recambio más ligeras.
- Permite aterrar el campo fotovoltaico.
- Componentes fácilmente reemplazables.

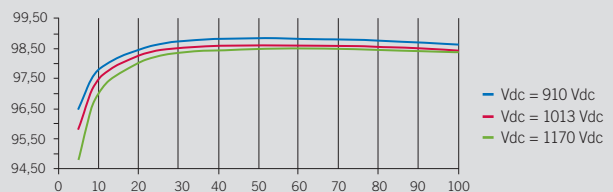
Power B Series



Dimensiones y peso (mm)



Rendimiento INGECON® SUN 1640TL B630



	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
Valores de Entrada (DC)					
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	1.157 - 1.520 kWp	1.389 - 1.824 kWp	1.487 - 1.952 kWp	1.543 - 2.026 kWp	1.582 - 2.077 kWp
Rango de tensión MPP ⁽²⁾	645 - 1.300 V	769 - 1.300 V	822 - 1.300 V	853 - 1.300 V	873 - 1.300 V
Tensión máxima ⁽³⁾	1.500 V				
Corriente máxima	1.870 A				
Nº entradas con porta-fusibles	Desde 6 hasta 15 (hasta 12 con la Combiner Box integrada)				
Dimensiones fusibles	Fusibles de 63 A / 1.500 V a 500 A / 1.500 V (opcional)				
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre				
Bloques de potencia	1				
MPPT	1				
Corriente máxima para cada entrada	De 40 A a 350 A, en los polos positivo y negativo				
Protecciones de Entrada					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo II (opcional tipo I-II)				
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado				
Otras protecciones	Hasta 15 pares de fusibles DC (opcional) / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento / Seta de emergencia				
Valores de Salida (AC)					
Potencia IP54 @30 °C / @50 °C	1.169 kVA / 1.052 kVA	1.403 kVA / 1.263 kVA	1.502 kVA / 1.352 kVA	1.559 kVA / 1.403 kVA	1.598 kVA / 1.438 kVA
Corriente IP54 @30 °C / @50 °C	1.500 A / 1.350 A				
Potencia IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1.169 kVA / 1.035 kVA	1.403 kVA / 1.242 kVA	1.502 kVA / 1.330 kVA	1.559 kVA / 1.380 kVA	1.598 kVA / 1.415 kVA
Corriente IP56 @ 27°C / @ 50°C ⁽⁴⁾	1.500 A / 1.328 A				
Tensión nominal ⁽⁵⁾	450 V Sistema IT	540 V Sistema IT	578 V Sistema IT	600 V Sistema IT	615 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de Potencia ajustable	Si, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Distorsión Armónica Total) ⁽⁶⁾	<3%				
Protecciones de Salida					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II				
Interruptor AC	Seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado				
Protección anti-isla	Sí, con desconexión automática				
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC				
Prestaciones					
Eficiencia máxima	98,9%				
Euroeficiencia	98,5%				
Máx. consumo servicios aux.	4.700 W (25 A)				
Consumo nocturno o en stand-by ⁽⁷⁾	90 W				
Consumo medio diario	2.000 W				
Datos Generales					
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +57 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%				
Grado de protección	IP54 (IP56 con el kit atrapa-arenas)				
Protección contra la corrosión	Protegido contra la corrosión externa				
Altitud máxima	4.500 m (para instalaciones por encima de 1.000 m, contacten con el departamento comercial solar de Ingeteam)				
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)				
Rango de caudal de aire	0 - 7.800 m ³ /h				
Caudal de aire promedio	4.200 m ³ /h				
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) a 10m / <54.5 dB(A) t 10m				
Marcado	CE				
Normativa EMC y de seguridad	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Normativa de conexión a red	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code				

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC ⁽²⁾ V_{mpp}.min es para condicionales nominales (V_{ac}=1 p.u. y Factor de Potencia=1) y sistemas flotantes ⁽³⁾ Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽⁴⁾ Con el kit atrapa-arenas ⁽⁵⁾ Otras tensiones y potencias AC disponibles ⁽⁶⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico cuando hay potencia FV disponible.

	1640TL B630	1675TL B645	1715TL B660	1755TL B675	1800TL B690
Valores de Entrada (DC)					
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	1.620 - 2.128 kWp	1.659 - 2.179 kWp	1.698 - 2.229 kWp	1.723 - 2.280 kWp	1.775 - 2.331 kWp
Rango de tensión MPP ⁽²⁾	894 - 1.300 V	915 - 1.300 V	935 - 1.300 V	957 - 1.300 V	978 - 1.300 V
Tensión máxima ⁽³⁾	1.500 V				
Corriente máxima	1.870 A				
Nº entradas con porta-fusibles	Desde 6 hasta 15 (hasta 12 con la Combiner Box integrada)				
Dimensiones fusibles	Fusibles de 63 A / 1.500 V a 500 A / 1.500 V (opcional)				
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre				
Bloques de potencia	1				
MPPT	1				
Corriente máxima para cada entrada	De 40 A a 350 A, en los polos positivo y negativo				
Protecciones de Entrada					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo II (opcional tipo I-II)				
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado				
Otras protecciones	Hasta 15 pares de fusibles DC (opcional) / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento / Seta de emergencia				
Valores de Salida (AC)					
Potencia IP54 @30 °C / @50 °C	1.637 kVA / 1.473 kVA	1.673 kVA / 1.508 kVA	1.715 kVA / 1.543 kVA	1.754 kVA / 1.578 kVA	1.793 kVA / 1.613 kVA
Corriente IP54 @30 °C / @50 °C	1.500 A / 1.350 A				
Potencia IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1.637 kVA / 1.449 kVA	1.676 kVA / 1.484 kVA	1.715 kVA / 1.518 kVA	1.754 kVA / 1.552,6 kVA	1.793 kVA / 1.587 kVA
Corriente IP56 @ 27°C / @ 50°C ⁽⁴⁾	1.500 A / 1.328 A				
Tensión nominal ⁽⁵⁾	630 V Sistema IT	645 V Sistema IT	660 V Sistema IT	675 V Sistema IT	690 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de Potencia ajustable	Sí, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Distorsión Armónica Total) ⁽⁶⁾	<3%				
Protecciones de Salida					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II				
Interruptor AC	Seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado				
Protección anti-isla	Sí, con desconexión automática				
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC				
Prestaciones					
Eficiencia máxima	98,9%				
Euroeficiencia	98,5%				
Máx. consumo servicios aux.	4.700 W (25 A)				
Consumo nocturno o en stand-by ⁽⁷⁾	90 W				
Consumo medio diario	2.000 W				
Datos Generales					
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +57 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%				
Grado de protección	IP54 (IP56 con el kit atrapa-arenas)				
Protección contra la corrosión	Protegido contra la corrosión externa				
Altitud máxima	4.500 m (para instalaciones por encima de 1.000 m, contacten con el departamento comercial solar de Ingeteam)				
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)				
Rango de caudal de aire	0 - 7.800 m ³ /h				
Caudal de aire promedio	4.200 m ³ /h				
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) a 10m / <54.5 dB(A) a 10m				
Marcado	CE				
Normativa EMC y de seguridad	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Normativa de conexión a red	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code				

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC ⁽²⁾ V_{mpp}.min es para condicionales nominales (V_{ac}=1 p.u. y Factor de Potencia=1) y sistemas flotantes ⁽³⁾ Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽⁴⁾ Con el kit atrapa-arenas ⁽⁵⁾ Otras tensiones y potencias AC disponibles ⁽⁶⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico cuando hay potencia FV disponible.

AXIAL

tracker

1V**Twin**



THE **SMART** CHOICE

www.axialstructural.com

AXIALtracker^{1V}Twin

TECHNICAL DATASHEET

BASIC SPECS

TRACKING SYSTEM: HORIZONTAL AXIS E-W

COMMUNICATION: ZIGBEE / RS485

SYSTEM VOLTAGE: 1000 Vdc / 1500 Vdc

TRACKING RANGE: 110° (±55°)

DRIVE SYSTEM: ENCLOSED SLEWING DRIVE DC MOTOR, 24 (24VDC)

POWER SUPPLY: SELF-POWERED / GRID POWERED FOR LOW TEMPERATURES REGIONS

TEMPERATURE RANGE: 0° +55° SELF-POWERED / -40° +50° GRID POWERED

INDEPENDENT ROWS: SHARED TRANSMISSION EACH TWO ROWS

GCR: TYPICAL RANGE 28% -50% , DEPENDING ON SITE CONDITIONS

TRACKING METHOD: SOLAR ALGORITHM NREL SPA WITH 3DBACKTRACKING

ALLOWABLE WIND SPEED: UP TO 70KM/h / ACCORDING TO LOCAL REGULATIONS FOR STOW POSITION

ALLOWABLE SLOPE: 15%

FOUNDATION SYSTEMS: AD HOC DESIGN. RAMMING AS STANDARD

DIMENSIONS

CONFIGURATIONS*

1Vx54 (EACH TRACKER ROW)	62.2 m.	2.2 m.
1Vx60 (EACH TRACKER ROW)	68.8 m.	2.2 m.

* Available in other configurations/ Aproximate dimensions

GROUND CLEARANCE: 0,5 m. (55°) - 1,28 m. (0°) AS STANDARD

CAPACITY: UP TO 60 PANELS. COMPATIBLE WITH MOST UTILITY SCALE PV MODULES

WARRANTY

SLEWING DRIVE: 5 YEARS

ENGINE: 5 YEARS

ELECTRONICS: 5 YEARS

BATTERY: UP TO 10 YEARS

STRUCTURAL WARRANTY: UP TO 25 YEARS

CORROSION WARRANTY: UP TO 25 YEARS

KEY FEATURES

HIGHLY ADAPTATIVE AND SAFE

EFFICIENT AND SIMPLE FIELD INSTALLATION

UP TO 70 KM/H OPERATIONAL WIND SPEED

-20% SUPPLY & MAINTENANCE COSTS

TRANSMISSION:

REDUCE CLEARANCE AND INCREASED ROTATION ACCURACY IN THE TRANSMISSION COMPARED TO OTHER SYSTEMS

INCREASED EFFICIENCY BY SHARED TRANSMISSION EACH TWO TRACKERS:

THE POWER TO PRODUCE THE MOVEMENT OF BOTH TRACKERS IS GENERATED FROM ONE SINGLE MOTOR, BUT THE EFFECTS OF WIND LOADS ARE DISTRIBUTED BETWEEN BOTH STRUCTURES THROUGH INDEPENDENT SLEWING DRIVES



Wind Dynamics Studies
Tested in Wind Tunnel
CFD Studies

